

ESTACIÓN METEOROLÓGICA DE CONSTRUCCIÓN MODULAR ORIENTADA A LA PROSPECCIÓN EÓLICA EN ARGENTINA

por

RAFAEL B. OLIVA

Ing. Electrónico (UBA) – Docente UNPA/UARG

Tesis

Remitida para su evaluación en la
MAESTRÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES

**DEPARTAMENTO DE FÍSICA
FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS
UNIVERSIDAD NACIONAL DE SALTA
ARGENTINA**

2012

(Actualización y correcciones a julio 2014)

Director:

Dr. Héctor Mattio (CREE)

Codirector:

Dr. Carlos Cadena (UNSa)

Resumen

El presente trabajo de tesis presenta las etapas fundamentales de desarrollo de una estación meteorológica adaptada a las recomendaciones de prospección eólica para Argentina [Mattio y Tilca, 2009] y de la Norma IEC 61400-12-1 (2005), con vistas a la generación de energía eléctrica utilizando esta fuente renovable. Esta herramienta tiene la particularidad de tener un carácter modular, que permita utilizar un equipo base similar para mediciones de un par único de canales de viento (intensidad y dirección), medición para varios pares de canales, medición de presión barométrica y temperatura y medición de parámetros eléctricos para determinación de la curva de potencia de un aerogenerador, algo que habitualmente debe realizarse con equipos genéricos de adquisición de datos (en general no fabricados localmente) y con requerimientos de programación por parte del usuario. Dada la disponibilidad de tarjetas de memoria tipo flash de gran capacidad, el sistema permite generar archivos en formato TXT o CSV, en FAT12 o 16 compatibles directamente con paquetes de software tradicionales de procesamiento de datos de viento como Windographer. Se realizó un análisis de las incertidumbres asociadas con cada elemento de la cadena de medición, y asimismo se llevó adelante una verificación comparada de performance de la versión para curva de potencia, durante un ensayo de tres aerogeneradores de baja potencia en el Campo de Pruebas de Pequeños Aerogeneradores del INTI en Cutral-Có, Neuquén, en paralelo con un equipo estándar industrial Secondwind de incertidumbre conocida.

Abstract

This study presents the development of a meteorological station specifically oriented to wind power production, in accordance with IEC 61400-12-1 (2005) standard and recommended practices for wind energy assessments in Argentina [Mattio y Tilca, 2009]. It was designed as a modular tool that allows a similar base-unit to work for two-channel wind speed and direction measurements, multiple wind speed and direction pairs including barometric pressure and temperature, and power-curve oriented measurements including electric current, voltage and power. The interface is quite straight-forward, in contrast with generic data-loggers which will

require user programming for wind power-curve applications. Compatibility with high-capacity SD flash memory cards, allows this tool to generate conventional .CSV files with FAT12 or 16 format which can be retrieved directly by wind software packages like Windographer and others. An IEC uncertainty analysis was performed for each element of the chain, and an extensive set of tests of the power-curve version of the tool with three small wind generators, including a parallel comparison with a reference Secondwind meteorological station was undertaken at INTI (*Instituto Nacional de Tecnología Industrial*) on their small-wind Test facility in Cutral-Có, Neuquén during 2012.

Palabras clave:

Medición de recurso eólico, adquisición de datos, energía eólica, instrumentación

Tabla de contenidos

Resumen.....	ii
Abstract.....	ii
Tabla de contenidos	iv
Lista de Figuras.....	ix
Lista de Tablas	xvii
Agradecimientos	xix
Dedicado a	xx
Capítulo 1 - Introducción	1
1.1 Especificación del Problema.....	2
1.2 Objeto de este estudio	2
1.3 Preguntas inherentes a la investigación desarrollada.....	2
1.4 Términos y definiciones.....	3
1.5 Adquisición de datos y energía eólica	6
1.6 Casos de medición relevantes para el presente estudio	7
1.7 Estado del arte, resumen de requerimientos y elementos disponibles	8
1.7.1 Antecedentes en sistemas autónomos para recolección de datos meteorológicos (Data-logger).	8
1.7.2 Resumen de Requerimientos [Mattio y Tilca 2009].	11
1.7.3 Elementos disponibles y desarrollos requeridos.	11
1.8 Organización del Trabajo.....	15
1.8.1 Contenidos a desarrollar:	15
1.8.2 Sistema a 2 o más niveles:	16
1.8.3 Sistema para Medición de Curva de Potencia o PWRC2:	16
1.9 Limitaciones del presente estudio.....	18
1.10 Relevancia del presente estudio	19
Capítulo 2 - Medición e Incertidumbre.....	20
2.1 Conceptos de Medición	20
2.2 Terminología usual	21

2.2.1. La exactitud.....	21
2.2.2. La Repetibilidad.....	21
2.2.3. La Reproducibilidad.....	22
2.2.4. El error (de la medición, VIM 3.10)	22
2.2.5. El error aleatorio	22
2.2.6. El error sistemático	23
2.2.7. La corrección.....	23
2.2.8. El factor de corrección	23
2.2.9. El término Precisión.....	23
2.2.10 Incertidumbre	23
2.3 Conceptos y notación en medidas electrónicas.....	24
2.3.1 Sensor:.....	24
2.3.2 Rango de salida de un sensor:	25
2.3.3 Resolución de un sensor:.....	25
2.3.4 Etapa de acondicionamiento de señal:	25
2.3.5 Función de transferencia:	25
2.3.6 Rango Dinámico (DR por Dynamic Range):.....	25
2.3.7 Sensibilidad:.....	26
2.3.8 Intervalo de cuantificación Q:.....	26
2.3.9 Calibración e Incertidumbre:	26
2.4 Conceptos esenciales de expresión de incertidumbre en mediciones.....	27
2.4.1 Ecuación de Medición:	27
2.4.2 Evaluación de incertidumbres estándar tipo A:	28
2.4.3 Distribuciones de probabilidad utilizadas en las estimaciones de incertidumbre:.....	30
2.4.4 Evaluación de incertidumbres estándar tipo B:.....	31
2.4.5 Evaluación de la incertidumbre combinada estándar:.....	32
2.4.6 Incertidumbre expandida y factor de cobertura:	34
Capítulo 3 - Mediciones Meteorológicas	35
3.1 Medición de Intensidad y Dirección de Viento	35
3.1.1 Introducción:	35
3.1.2 Medición tradicional de intensidad de viento:	35

3.1.3 Clasificación IEC de anemometría y certificación MEASNET:	39
3.1.4 Medición de dirección de viento:.....	42
3.1.5 Medición simultánea de velocidad y dirección de viento- anemómetros de ultrasonido:	43
3.1.6 Medición remota de velocidad y dirección de viento- SODAR y LIDAR:	46
3.2 Mediciones de Presión Atmosférica y Temperatura.....	52
3.2.1 Medición de presión atmosférica	52
3.2.2 Medición de Temperatura	54
Capítulo 4 - Aspectos estadísticos de la medición de viento	56
4.1 Promedios y desvío estándar de intensidad de viento.....	56
4.1.1 Descripción estadística del viento:.....	56
4.1.2 Media anual de viento:.....	56
4.1.3 Turbulencia y desviación estándar:.....	58
4.2 Potencia, frecuencia y energía	59
4.2.1 Potencia meteorológica y potencia extraíble:	59
4.2.2 Parámetros estadísticos a partir de histogramas de frecuencia:	60
4.2.3 Estimación de valores de k y A:	61
4.2.4 Estimación de la energía por métodos estadísticos:.....	61
Capítulo 5 - Medición de Curva de Potencia de aerogeneradores	63
5.1 Introducción y aspectos generales	63
5.1.1 Tipos de curva de potencia para Aerogeneradores:	63
5.2.2 Fundamentos de la medición de curva de potencia:	64
5.2.3 Exclusión de sectores - la normativa IEC:.....	65
5.2 Curva de Potencia para pequeños aerogeneradores	67
5.2.1 Aspectos específicos en baja potencia:	67
5.2.2 Metodología propuesta :.....	67
5.2.3 El banco de pruebas del INTI en Cutral-Có:.....	69
5.2.4 Cálculo de sectores de exclusión y parámetros de la prueba:	73
5.3 Incertidumbres en la medición de la Curva de Potencia.....	76
5.3.1 Aspectos principales:	76
5.3.2 Tratamiento de incertidumbres en P(V) según la norma IEC:.....	77

5.3.3 Ejemplo de cálculo de incertidumbres en P(V) según la norma IEC, para aerogenerador conectado a red:.....	80
5.3.4 Contribución de las distintas fuentes de incertidumbre en P(V) para aerogenerador TU1 conectado a red:	93
Capítulo 6 - Desarrollo y evolución, contrastación de mediciones y ejemplo de cálculo de incertezas	94
6.1 Marco general de la implementación del sistema de medida	94
6.1.1 Desarrollo del sistema de medición meteorológica:	94
6.1.2 Implementación de la estadística:	94
6.1.3 Promedios de intensidad de viento:	95
6.1.4 Varianza (Cuadrado del desvío Standard):	96
6.1.5 Máximos y mínimos:	97
6.2 Implementación de lecturas de intensidad de viento y dirección	97
6.2.1 Las mediciones anemométricas en estaciones C2:	97
6.2.2 Hardware en estaciones C2:	99
6.2.3 Software para estaciones C2:	100
6.3 Evolución hacia el Front-End METEO	101
6.3.1 La variante PSoC para la implementación de una unidad remota:	101
6.3.2 Transmisión de datos desde METEO:	103
6.4 CPU principal con arquitectura Atmel AVR y periféricos	104
6.4.1 La evolución hacia arquitectura Atmel-AVR	104
6.4.2 Periférico M4E de E/S con PSoC como esclavo I2C:	107
6.4.3 Periférico METEO con PSoC como esclavo I2C o módulo remoto RS485:.....	109
6.5 Contrastación de mediciones METEO	112
6.5.1 Proceso de adquisición de datos en PWRC2 / METEO:	112
6.5.2 Proceso de adquisición de datos en Nomad2:.....	113
6.5.3 Validación conjunta de promedios de METEO y Nomad2:	115
6.6 Implementación de los PWRC.....	121
6.6.1 Desarrollo del sistema -antecedentes:	121
6.6.2 Implementación actual de PWRC2:.....	125
6.6.3 Interconexión de los PWRC / METEO y red existente:	129

6.7 Análisis de Incertidumbre en los PWRC2	131
6.7.1 Fuentes de incertidumbre en PWRC/METEO:	131
6.7.2 Incertidumbre de Corriente en PWRC2:	134
6.7.3 Incertidumbre de Tensión en PWRC2:	137
6.7.4 Incertidumbre combinada de potencia y desarrollo de un ejemplo:	140
6.7.5 Incertidumbres en METEO / Lectura de canal de frecuencia y efecto de la calibración por el método de 2 puntos:	148
6.7.6 Incertidumbre combinada estándar total para el IVS4500:	154
Capítulo 7 - Implementación Proyectada MET	159
7.1 Implementación básica a 1 Nivel	159
7.1.1 Componentes de la estación meteorológica:	159
7.1.2 Alimentación de la estación meteorológica:	160
7.2 Implementación multinivel y/o lectura remota	161
7.2.1 Configuración básica :	161
7.2.2 Configuración de lectura remota o PWRC2:	162
7.3 Software interno de estación MET	163
7.3.1 Interacción básica de software y hardware:	163
7.4 Compatibilidad con Software de procesamiento externo	164
7.5 Análisis de costos	168
7.6 Limitaciones actuales, evolución y conclusiones	170
Bibliografía	173

Apendice I - Tabla de Cálculos Incertidumbre I,V en PWRC2

Apendice II - Calibración multipunto

Apendice III - Calibración por método de dos puntos

Apendice IV - Hojas de Datos y calibración

Lista de Figuras

Figura 1.1 Estación BAPT – SPSE / Los Antiguos (años 1994 a 1999)	9
Figura 1.2 Estación NRG Wind Explorer UNPA-SPSE Río Turbio (2002) y (der.) Estación NRG 9200 en Lago Posadas, Santa Cruz (2001)	9
Figura 1.3 Estación NRG Symphonie instalada en San Julián 2008 (Gent.Agencia Desarrollo PSJ)	10
Figura 1.4 Configuración sencilla de la estación MET.....	12
Figura 1.5 Placas CL2bm1 en proceso de armado – 03-2010	13
Figura 1.6 Diagrama en bloques de la placa CL2bm1–2010.....	13
Figura 1.7 Diagrama en bloques del módulo METEO propuesto	14
Figura 1.8 Diagrama en bloques del módulo DIN-METEO1 desarrollado a mediados de 2012.	15
Figura 1.9 Sistema a 2 niveles / 6 canales	16
Figura 1.10 Sistema Reconfigurado para Medición de Curva de Potencia	17
Figura 1.11 Diagrama de M4E, placa auxiliar para Medición de Curva de Potencia.....	18
Figura 2.1 Sensor ACS758U - Corriente aplicada Ip y tensión de salida.....	27
Figura 2.2 Distribución de probabilidad uniforme	30
Figura 3.1 Representación analógica de la velocidad V de viento	35
Figura 3.2 Anemómetro de copas – MAX#40C de NRG.....	36
Figura 3.3 Anemómetro de copas – Modelo 4.3351.10.000 de Thies	37
Figura 3.4 Respuesta transitoria del anemómetro (gent. DEWI).....	38
Figura 3.5 Resumen de Clasificación de 6 anemómetros comerciales realizada en el Programa ACCUWIND.....	40
Figura 3.6 Una de las evaluaciones del NRG Max #40 realizada en el Programa ACCUWIND (RISØ-1556) para terrenos uniformes Clase A/IEC.	40
Figura 3.7 Una de las evaluaciones del Thies FC realizada en el Programa ACCUWIND (RISØ- 1556) para terrenos uniformes Clase A/IEC	41
Figura 3.8 (Izq) De Izq. a Der. : Anemómetro, Piranómetro (radiación solar), Sensor de Temperatura, Data Logger (Registrador), Sensor de Presión Atmosférica y Veleta (Ammonit GmbH) - (Der) Veleta Thies First Class	42

Figura 3.9 Principio de funcionamiento de anemómetro ultrasónico (Gill Instruments)	43
Figura 3.10 Distribución de ejes en anemómetro ultrasónico tridimensional (Gill Instruments) 44	
Figura 3.11 (izq) Anemómetro Gill R3 del CAS, Universidad de Manchester, (der.) Anemómetro R M Young 81000	44
Figura 3.12 (izq) Anemómetro 2D METEK uSonic2 Heavy Duty, 55W (der.) Anemómetro 2D R M Young 85000	45
Figura 3.13 Principio de funcionamiento del SODAR de matriz de antenas (<i>Phased array</i>) – Fuente: Scintec	47
Figura 3.14 Equipos SODAR Scintec de matriz de antenas (<i>Phased array</i> adquiridos por ENARSA en 2011.....	48
Figura 3.15 (arriba -izq) LIDAR cw ZephIR300 comercial / (arriba-der) LIDAR ZephIR de Natural Power, (abajo) LIDAR pulsante WindCube v2 de NRG Systems - Leosphere.....	49
Figura 3.16 (izq) Validación de LIDAR ZephIR de Natural Power en plataforma FINO1/Offshore (DEWI-2006) , (der.) validación LIDAR pulsante WindCube v2 de NRG/ Leosphere en FINO1 (DEWI 2010) -	50
Figura 3.17 (izq) SODAR Fulcrum 3D fabricado en Australia, y (der.) SODAR RemTech PA- XS, producido en Francia.....	51
Figura 3.18 Transductor Digital Baro Transmitter de Thies / Alemania con Display.....	52
Figura 3.19 Transductor B-278 Baro Transmitter de Thies.....	53
Figura 3.20 Transductor BP-20 de NRG Systems (EEUU).....	53
Figura 3.21 Transductor basado en Pt100 de Thies / Alemania	54
Figura 3.22 Transductor 110S de NRG Systems / EEUU	55
Figura 4.1 Distribución de Weibull – ii para distintos valores de k	57
Figura 5.1 Medición de curva de potencia para aerogeneradores conectados a red (Fte.:DEWI / Alemania).....	65
Figura 5.2 Sistema para Medición de Curva de Potencia en aerogeneradores pequeños	67
Figura 5.3 Software de curva de potencia, versiones iniciales 2006	69
Figura 5.4 Vistas de la Inauguración del Campo de Pruebas de Cutral-Có por parte de los intendentes de Cutral-Có y Plaza Huincul (28 de junio 2012), y de autoridades del INTI ..	70
Figura 5.5 Aerogeneradores y torres de medición instalados en el Campo de Pruebas Cutral-Có (junio 2012) del INTI.....	71

Figura 5.6 Vistas en planta de la distribución de torres de medición meteorológicas y aerogeneradores. Cutral-Có (Neuquén) INTI - a través de los diámetros y distancias se calculan los sectores de exclusión.....	71
Figura 5.7 Vista parcial del sistema de medición en el Campo de Pruebas Cutral-Có del INTI- Neuquén	72
Figura 5.8 Ingreso de Parámetros (arriba) y extracto de Planilla desarrollada por J.Duzdevich y A.Zappa del Campo de Pruebas Cutral-Có del INTI-Neuquén	74
Figura 5.9 Gráfica de sectores de exclusión determinada para equipo INVAP IVS4500 / CP Cutral-Có del INTI - Sectores de flujo no interferido 333.4° a 206.9°, y 109.2° a 56.3°, 0° al Norte.	74
Figura 5.10 Circuito para medición de potencia trifásica en Aerogenerador TU1	83
Figura 5.11 Gráfico parcial de Potencia y Cp en Aerogenerador TU1	89
Figura 5.12 Gráfico Potencia con incertidumbre estándar combinada en Aerogenerador TU1 ...	92
Figura 5.13 Contribución de cada fuente de incertidumbre a la estándar combinada total en Aerogenerador TU1	93
Figura 6.1 Estructura de la etapa de entrada anemométrica en equipo C2 / UNPA.....	98
Figura 6.2 Estructura del hardware en el equipo C2 / UNPA.....	99
Figura 6.3 Estructura del hardware en el equipo C2 / UNPA.....	100
Figura 6.4 Vistas de la implementación equipo C2 / UNPA (izq.), y revisión de Arq. Carlos Luna Pont	100
Figura 6.5 Datos promedio de un mes en equipo C2 / UNPA.....	101
Figura 6.6 Diagrama en bloques de la placa DLCy con PSoC - CY82C29443.....	102
Figura 6.7 Placa DLCy con PSoC - CY82C29443	103
Figura 6.8 Primeras unidades METEO basadas en DLCy con PSoC - CY82C29443 (2006)...	104
Figura 6.9 Diagrama en bloques de la placa CL2bm1 – Construida a partir de 2010.....	105
Figura 6.10 Conector de expansión y RTC conectada al bus I2C	106
Figura 6.11 Ensayos de placa CL2bm1 – versión de producción.....	106
Figura 6.12 Placa CL2bm1 (izq) en control de sistema híbrido para bombas de dosificación – Paraje Boleadoras/Campo Indio (Santa Cruz)	107
Figura 6.13 Diagrama de M4E, placa auxiliar modular con conexión I2C a la CL2bm1	108
Figura 6.14 Mapa de memoria interno del M4E.....	108

Figura 6.15 Foto en detalle del M4E (a la derecha), en funcionamiento en un sistema de dosificación en conexión con la CL2bm1 a través de I2C.....	109
Figura 6.16 Meteo v1.1 (2011) armada y en etapa de pruebas finales – Febrero 2012.....	110
Figura 6.17 Ensayo con calibrador AOIP en etapa de prueba inicial – Febrero 2012.....	110
Figura 6.18 Diagrama en bloques del módulo DIN-METEO1 desarrollado a mediados de 2012	111
Figura 6.19 Implementación de DIN-METEO1 (octubre de 2012) e instalación en Campo Pruebas INTI Cutral-Có.....	111
Figura 6.20 Utilización de una estación Secondwind Nomad2 como referencia para los equipos METEO en Campo de Pruebas INTI Cutral-Có.....	112
Figura 6.21 Secondwind Nomad2 de referencia junto a METEO en Campo de Pruebas INTI Cutral-Có.....	112
Figura 6.22 Módul0 METEO e integración a un PWRC2 en Campo de Pruebas INTI Cutral-Có	113
Figura 6.23 Lectura de datos de viento provenientes de METEO en la PWRC2, Campo de Pruebas INTI Cutral-Có.....	114
Figura 6.24 Lectura de datos instantáneos de la Nomad, Campo de Pruebas INTI Cutral-Có, en otras pestañas puede accederse a los datos de los PWRC2. Sensor de temperatura con falla (Prof.Rodolfo Vallejos).....	114
Figura 6.25 Comparación de promedios de 1 minuto de intensidad de viento de estación Nomad, Meteo1 y Meteo2, Campo de Pruebas INTI Cutral-Có.	115
Figura 6.26 Vista de la instalación de sensores en torre Meteo2, Campo de Pruebas INTI Cutral-Có.....	115
Figura 6.27 Función Cociente entre promedios VMED_Nomad2(9m) y VMED_METEO1, para el mismo anemómetro NRG Max#40 (MEASNET)	116
Figura 6.28 Función Cociente entre promedios VMED_Nomad2(9m) y VMED_METEO2, para anemómetros NRG Max#40 ubicados en dos torres distintas	116
Figura 6.29 Agregado de la serie de promedios de intensidad de viento (1min) a 18m, canal 5 de la Nomad2, que se agrega a las series de Figura 6.25 – Mayor intensidad por el doble de altura	117

Figura 6.30 Promedios de temperatura (1min) de la Nomad2, Meteo1 y Meteo2 – Idem período del 5 al 6/11/2012.....	118
Figura 6.31 Función cociente de Promedios de temperatura (1min) de: T_{Nomad2}/T_{Meteo1} y T_{Nomad2}/T_{meteo2} , junto con la lectura de T_{nomad2} normalizada a 25°C – Idem período del 5 al 6/11/2012.....	118
Figura 6.32 Promedios de presión barométrica (1min) de la Nomad2, Meteo1 y Meteo2 (Descalibrado) – Ídem período del 5 al 6/11/2012.	119
Figura 6.33 Función cociente de Promedios de Presión Barométrica (1min) de: $PANomad2/PAMeteo1$ y $PANomad2/PAmeteo2$, junto con la lectura de $PAnomad2$ normalizada a 938mB – Idem período del 5 al 6/11/2012.....	119
Figura 6.34 Desvío estándar de muestras de velocidad de viento (1min) de la Nomad2, Meteo1 y Meteo2 – Idem período del 5 al 6/11/2012.....	120
Figura 6.35 Máximos y mínimos de velocidad de viento (1min) de la Nomad2, Meteo1 y Meteo2 – Ídem período del 5 al 6/11/2012.	120
Figura 6.36 Sistema PWRC/12 en primeros equipos PERMER/Chubut (2005-2007).....	121
Figura 6.37 Montaje y distribución de los PWRC/12 en primeros equipos PERMER/Chubut en Quichaura y Costa de Ñorquinco (2005-2007).	122
Figura 6.38 Cuatro Sensores Allegro ACS750/52 de 50 y 100A del PWRC/12 y DL/2, y abajo amplificadores y LPF en equipo PERMER/Chubut de Costa de Ñorquinco (2007).	123
Figura 6.39 Series de tiempo de potencia máxima, mínima y media, y viento promedio en PWRC/12 en equipo PERMER/Chubut de Quichaura (2007).	123
Figura 6.40 Posprocesamiento de los datos de PWRC/12 utilizando software PWRC1.3 de R.Vallejos (2007).	124
Figura 6.41 Orden de procesamiento en los datos de PWRC.	124
Figura 6.42 Curva de Potencia – Sistema Quichaura/García Dic-2006- Enero 2007 (2700 muestras).....	125
Figura 6.43 Implementación 2011 de PWRC – versión INTI.....	126
Figura 6.44 Implementación Interna detallada de PWRC II – versión INTI.....	126
Figura 6.45 Implementación del PWRC II – versión INTI – A la derecha el gabinete de sensores	127
Figura 6.46 PWRC II – versión INTI – Gabinete de sensado de tensión continua y corriente .	127

Figura 6.47 PWRC II – Distribución de Componentes e interacción con el Software residente.	128
Figura 6.48 PWRC II – Medición de potencia	129
Figura 6.49 Conversores 4-20mA para distribución de señales de Presión Atmosférica y Temperatura	130
Figura 6.50 Diagrama lógico de mediciones en Campo Pruebas INTI Cutral-Có	131
Figura 6.51 Diagrama de la medición de Potencia en PWRC2 para un sistema de 48V.....	133
Figura 6.52 Circuito simplificado de medición de corriente y tensión en PWRC2 para un sistema de 48V	134
Figura 6.53 Diagrama funcional interno y aspecto exterior del sensor de efecto Hall ACS758U [Allegro].....	135
Figura 6.54 Diagrama Divisor de tensión de precisión, para PWRC2 en diferentes tensiones.	137
Figura 6.55 Máquina INVAP IVS4500, torre de METEO/Nomad2 y PWRC2/48V con sensor de 150A	141
Figura 6.56 Conjunto PWRC2/48V y dos reguladores Xantrex de 60A	141
Figura 6.57 Serie de tiempo (viento normalizado y potencia) de los 10 días de datos utilizados para el ejemplo	142
Figura 6.58 <i>Scatter plot</i> de viento normalizado y potencia de los 10 días de datos utilizados para el ejemplo – Programa INTINQN (R.Vallejos 2012)	144
Figura 6.59 Gráfico de incertidumbre absoluta e interpolación cuártica de valores de Tabla 6.11	147
Figura 6.60 Diagrama en bloques y conexionado de METEO1	148
Figura 6.61 Planilla de evaluación de error del subsistema digitalización de frecuencia en PSoC	149
Figura 6.62 Grafica de errores por frecuencia del subsistema digitalización de frecuencia en PSoC.	149
Figura 6.63 Calibración de METEO1 y generación de coeficientes de corrección.....	150
Figura 6.64 Verificación de Coeficientes de Calibración de METEO1 e incertidumbre asociada.	151
Figura 6.65 Potencia por bin en función de la velocidad de viento, e incertidumbre estándar combinada total indicada como barras.....	157

Figura 6.66 Contribuciones relativas de cada fuente de Incertidumbre a la incertidumbre estándar combinada total.	158
Figura 7.1 Distribución del hardware de la estación MET	159
Figura 7.2 Diagrama en bloques (arriba) y vista del Regulador/cargador SEPIC5 para la estación MET	160
Figura 7.3 Conexión multinivel de módulos METE01 en estación MET	161
Figura 7.4 Configuración de acceso remoto de METE01 o PWRC2/MET	162
Figura 7.5 Interacción software/hardware en estación MET	163
Figura 7.6 Configuración del programa Windographer a partir de archivos TXT en formato SDR.	166
Figura 7.7 Distribución de costos de unidad PWRC2, sobre una base de USD 1141,80.	168
Figura 7.8 METE0 Distribución de costos, sobre una base de USD 762,50.	169
Figura 7.9 Conjunto PWRC2+METE0+Sensores NRG.	169
Figura 7.10 Configuración PWRC2+METE0 para máquinas en conexión a red.	171
Figura I.1 Tabla de parámetros de Sensor ACS758U.....	180
Figura I.2 Tabla de Calculo coeficiente de variación de S – (A1).....	180
Figura I.3 Tabla de Calculo coeficiente de variación de VREF – (A2).....	181
Figura I.4 Tabla de Calculo coeficiente de variación de palabra digital D – (A3).....	181
Figura I.5 Tabla de Calculo coeficiente de variación de G – (A4).....	182
Figura I.6 Tabla de Calculo coeficiente de variación de Vo(q) – (A5)	182
Figura I.7 Tabla de Suma de aportes A(1) a (A5) y resultado U(I)	183
Figura I.8 Tabla de Parámetros del divisor de tensión.....	183
Figura I.9 Componente de variación en Atenuación AT- A(1) para determinar U(V).....	184
Figura I.10 Componente de variación en Vref- A(2) para determinar U(V)	184
Figura I.11 Componente de variación en D - A(3) para determinar U(V)	185
Figura I.12 Componente de variación en G- A(4) para determinar U(V)	185
Figura I.13 Componente de variación en offset Vio- A(5) para determinar U(V)	186
Figura I.14 Suma de componentes A(1) – A(5) para determinar U(V).....	186
Figura II.1 Calibración de entrada de frecuencia METE01 – 2012	188
Figura II.2 Gráfica Excel de calibración de entrada de frecuencia METE01 – 2012 (ídem Figura 6.63)	189

Figura II.3 Calibración de entrada de frecuencia METEO1 - 2012.....	189
Figura II.4 Puntos 6-7 de calibración de entrada de frecuencia METEO1 - 2012.....	190
Figura III.1 Esquema de conversión A/D Típica	191
Figura III.2 Rutina de calibración por método de dos puntos (símil PWRC2).....	194
Figura III.3 (cont.) Rutina de calibración por método de dos puntos (símil PWRC2).....	195

Lista de Tablas

Tabla 2.1 Tabla de mediciones de Resistencia a Rotura.....	29
Tabla 3.1 Tablas de Costos, comparando sistemas convencionales (A) y sistemas SODAR/LIDAR (B)	51
Tabla 5.1 Componentes de Incertidumbre según IEC	78
Tabla 5.2 Incertidumbres expandidas según IEC	80
Tabla 5.3 Lista de Componentes de Incertidumbre A y B según IEC, para aerogenerador TU1 conectado a red.....	81
Tabla 5.4 Tabla de datos base para aerogenerador TU1 conectado a red.....	89
Tabla 5.5 Tabla de coeficientes de sensibilidad para aerogenerador TU1 conectado a red	90
Tabla 5.6 Tabla de incertidumbres tipo B y productos para aerogenerador TU1 conectado a red	91
Tabla 5.7 Tabla Final con incertidumbres A, B y combinada estándar para aerogenerador TU1 conectado a red.....	92
Tabla 6.1 Lista de Componentes de Incertidumbre B según IEC para medición de potencia, en PWRC2	132
Tabla 6.2 Lista de Características relevantes del sensor ACS758U utilizado en PWRC2	135
Tabla 6.3 Lista de Características relevantes del sensor ACS758U utilizado en PWRC2	136
Tabla 6.4 Lista de Características relevantes del sensor ACS758U utilizado en PWRC2	137
Tabla 6.5 Lista de Características relevantes etapa de entrada de tensión utilizada en PWRC2	139
Tabla 6.6 Valores por Bin producidos por el programa INTINQN para los 10 días de serie de tiempo del IVS4500	143
Tabla 6.7 Valores Especificaciones sensor ACS758U-150 a 25 °C para IVS4500.....	145
Tabla 6.8 Resultados del cálculo de Incertidumbre PWRC2 $U(I)$ para diferentes niveles de corriente IVS4500	145
Tabla 6.9 Resultados del cálculo de Incertidumbre PWRC2 $U(V)$ para diferentes niveles de tensión IVS4500.....	146
Tabla 6.10 Cómputo final de Incertidumbre en potencia $U(P)$ para diferentes niveles de tensión IVS4500	146

Tabla 6.11 Cómputo Incertidumbre $U_{int}(P)$ de potencia interpolada e indeterminación del PWRC2/IVS4500.....	147
Tabla 6.12 Cómputo de Coeficientes de sensibilidad e Incertidumbre $U(P_i)$ de potencia en PWRC2/IVS4500.....	154
Tabla 6.13 Cómputo de elementos componentes de la ecuación (5.7) de Incertidumbre estándar combinada total $U_c(P_i)$ en PWRC2/IVS4500	155
Tabla 6.14 Valores de incertidumbre estándar combinada total $U_c(P_i)$ y C_{pi} en PWRC2/IVS4500.....	156
Tabla 7.1 Formato NRG para un archivo .TXT producido por el Symphonie Data Retriever (SDR) – Sólo se muestran las primeras nueve columnas de datos.	165
Tabla 7.2 Formato PWRC2 de archivo .CSV producido por el PWRC2 – Sólo se muestran las primeras once columnas de datos.....	167

Agradecimientos

A mis viejos, a mi familia, a Carlos Luna Pont, a Mario Brugnoli, a Gautam Dutt, a la gente de UNPA (Universidad Nacional de la Patagonia Austral) y de la Planta de Hidrógeno y Tecnicatura en Energías Renovables de Pico Truncado, a Jens y Cristina Molly, a Arturo Kunstmann, a Jorge Lassig, a Juan Carlos Bolcich, a Guillermo Martín y Juan Pablo Duzdevich del INTI, al Municipio de Cutral-Có, a Rodolfo Vallejos, a nuestro equipo de *renovables* (Jorge Lescano, Patricio Triñanes, José González, Néstor Cortez, Eduardo D'Elía y Dante Melano), a mis directores de tesis, y a tantos amigos que me siguen creyendo.

Dedicado a

... mi esposa Claudia, y mis hijos Juan y Florencia, que iluminaron todo.

Capítulo 1 - Introducción

La producción de energía eléctrica a través de generadores eólicos no se encuentra aún fuertemente instalada en Argentina. El hecho de que sus beneficios son poco conocidos y además su elevado costo inicial, complicado por el factor de "habitualidad" de las fuentes fósiles convencionales terminan reduciendo su influencia en la matriz energética local. La utilización de aerogeneradores implica el aprovechamiento de una fuente natural y aleatoria, como es el viento, convirtiendo su movimiento en rotación, potencia mecánica y finalmente potencia eléctrica. Dado un emplazamiento adecuado, es posible realizar una *evaluación del recurso*, que implica determinar a través de instrumental y estudios específicos las características del viento y la producción eléctrica esperada de un aerogenerador. Por otro lado, la introducción de un nuevo modelo de generador eólico requiere habitualmente la verificación de su comportamiento esperado a través de lo que se conoce como "*curva de potencia*" de ese aerogenerador, que relaciona desde criterios estadísticos la potencia eléctrica producida con la intensidad del viento en condiciones de operación generales. Ambos estudios tienen ya un fuerte grado de normalización a través de la IEC (*International Electrotechnical Commission*) y a nivel local a través del CREE (*Centro Regional de Energía Eólica*). Lo que se describe y se desarrolla en el presente trabajo de tesis es una estación meteorológica, o herramienta de adquisición de datos apta para llevar adelante ambos tipos de estudios (*evaluación del recurso* y *curva de potencia*), desde una misma unidad base y con intercambio de módulos y versiones de software.

En sentido general puede definirse la adquisición de datos como cualquier proceso de recolección de información del mundo real, aunque hoy prácticamente en todos los casos se convierten las magnitudes físicas a adquirir en magnitudes eléctricas, mediante sensores de distinta complejidad y sofisticación. El bajo costo y la omnipresencia de microcontroladores (muchas veces integrados en los sensores mismos) han permitido la automatización y significativa mejora en la calidad de éste proceso, facilitando la recolección de más datos y reduciendo los errores. El presente trabajo de tesis aplica estos conceptos al diseño y ensayos preliminares de una estación meteorológica adaptada a las recomendaciones de prospección eólica para Argentina [Mattio y Tilca, 2009], basadas a su vez en [IEC61400-12-1, 2005], incluyendo ensayos de curva de potencia, con posibilidad de almacenamiento en medios removibles de memoria convencionales. Se agrega asimismo un análisis de las

incertidumbres asociadas con cada elemento de la cadena de medición, y se realiza una verificación comparada de performance con un equipo estándar industrial [Secondwind - Nomad2, 2008] de incertidumbre conocida.

1.1 Especificación del Problema

Tanto las recomendaciones mencionadas [Mattio y Tilca, 2009], como lo especificado en [IEC61400-12-1, 2005], se han diseñado para cuantificar el recurso eólico disponible, y presentar una idea de la curva de potencia y de las incertidumbres asociadas, con una sólida metodología para la recolección de los datos y su tratamiento estadístico.

Sin embargo, en muchos casos la escasez de herramientas no-genéricas para encarar el problema obliga a los encargados de las pruebas tanto del relevamiento eólico como del análisis de curva de potencia a involucrarse en disciplinas de escasa relación mutua como el análisis meteorológico, la electrónica, la programación y el software y el cálculo de incertidumbres. El presente trabajo pretende conectar estas disciplinas sobre la base de una herramienta modular, adaptada a varias configuraciones posibles y con requisitos mínimos de vinculación con el software, encuadrándose dentro de límites claros de incertidumbre.

1.2 Objeto de este estudio

La herramienta que se describe tiene una componente de hardware que se pretende diseñar dentro de las reglas del buen arte, e integra software interno en distintas versiones adaptables a los objetivos de relevamiento del recurso eólico y obtención de curva de potencia, utilizando paquetes de software existente para el pos-procesamiento de los datos.

Como herramienta, tiene capacidades ampliadas respecto a estaciones utilizadas internacionalmente como referencia en el análisis eólico, y resulta menos compleja de utilizar que los datalogger de precisión pero de aplicaciones generales (ejemplo Campbell Scientific, National Instruments) que requieren un extenso caudal de programación para ser aplicados al relevamiento de curva de potencia. Asimismo, la estación permite ser utilizada en la variante de baja potencia, cubierta en cuanto normativa por el Anexo H de [IEC61400-12-1, 2005].

1.3 Preguntas inherentes a la investigación desarrollada

El trabajo se ha guiado por las siguientes preguntas:

1.3.1) ¿Permite la presente herramienta mejorar y facilitar el procedimiento habitual de evaluación del recurso eólico y/o curva de potencia de un aerogenerador?

1.3.2) ¿Cumple la herramienta desarrollada con los requisitos combinados de [IEC61400-12-1, 2005] y de las recomendaciones locales [Mattio y Tilca, 2009], dentro de los contextos de costo de cada aplicación?

1.3.3) ¿Están las incertidumbres asociadas a la aplicación de esta herramienta dentro de los rangos aceptables para la normativa mencionada?

1.4 Términos y definiciones

Capítulo 1

A Area [m^2]

B Presión Barométrica [hPa]

bin Intervalo mínimo o casilla con que se clasifica un rango de viento [m/s]

C_p Coeficiente de potencia de un aerogenerador []

CREE *Centro Regional de Energía Eólica, Rawson (Chubut)*

D Diámetro del rotor de un aerogenerador

data-loggers Sistemas de registro electrónico de datos

EEPROM *Electrically Erasable Programmable Read-Only Memory*

FAT16 *File Allocation Table* de 16 bits, formato de archivos legibles en PC

Flash Tecnología de memoria EEPROM de acceso por bloques y gran capacidad

η_{rs} Rendimiento de la transmisión mecánica del aerogenerador []

IEC *International Electrotechnical Commission*

Ω Velocidad de giro, [rad/s] ó [RPM]

P Potencia [kW]

ρ Densidad del Aire [kg/m^3]

S (ó **TI**) Intensidad de Turbulencia []

SD *Secure Disk* - Un formato de tarjetas de memoria Flash

SRAM *Static Random Access Memory*

T Temperatura del aire [°C] ó [K]

V Velocidad del viento [m/s]

V_N Velocidad del viento a la que la máquina alcanza su potencia nominal [m/s]

Capítulo 2

(Errores: ver apartado 2.2.)

(Mediciones: ver apartado 2.3)

ADC *Analog to Digital Converter* ó convertidor de señal analógica a digital.

CPU *Central Processing Unit* ó unidad central de proceso

- 4-20mA Lazo de medición de alta inmunidad a ruido, que utiliza corriente continua.
- Efecto Hall Efecto físico por el cual se produce una tensión continua ante un campo magnético transversal a un conductor.
- I2C Sigla de IIC o I²C, por *Inter-Integrated Circuit Bus*, bus de conexión entre chips inventado por Philips en 1982, hoy administrado por la división NXP.
- PSoC *Programmable System on Chip* - variante de Cypress para procesadores que incluyen lógica programable y módulos analógicos reconfigurables en un solo chip.
- RS485 Normativa de la *Telecommunications Industry Association (TIA)* para interconexión multipunto de equipos en un bus diferencial .
- RS232 Normativa de la TIA para comunicaciones punto a punto entre equipos.
- RPM Revoluciones por Minuto

Capítulo 3

- L Longitud que caracteriza la respuesta transitoria de anemómetros de copela
- LIDAR *Light Detection and Ranging* - Sistema de medición láser por efecto Doppler
- NTC *Negative Temperature Coefficient* - Designa a resistores con característica de coeficiente negativo de resistividad con la temperatura, usados en medición de T.
- SODAR *Sonic Detection and Ranging* - Sistema de medición acústica por efecto Doppler, aplicable a mediciones de velocidad de viento.
- T^* Tiempo de respuesta de anemómetros de copela.

Capítulo 4

- A ó C Factor de escala [m/s] de la distribución Weibull-II de probabilidad
- E Energía generada [kWh]
- f_i Frecuencia relativa al 100%, de ocurrencia de viento en bin V_i
- $\Gamma(x)$ Distribución Gamma de probabilidad
- k Factor de forma adimensional de la distribución Weibull-II de probabilidad
- κ_e Factor de forma de energía o epf (*energy pattern factor*)
- P_w, P_e Potencia meteorológica de un flujo de aire y Potencia extraíble para una máquina con una determinada característica C_p .
- σ Desvío estándar en un conjunto de muestras de velocidades de viento
- $\langle V \rangle$ Valor promedio de velocidad de viento en un período.

Capítulo 5

DEWI Sigla del *Deutsches Windenergie Institut*, Instituto Alemán de Energía Eólica

NREL Sigla del *National Renewable Energy Laboratory*, de Estados Unidos.

$P(V_i)$ Valores de potencia en un bin V_i de la curva de potencia

RISØ ó desde 2007 *RISØ DTU* Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Dinamarca, fusionado con la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU)

scatter-plot Diagrama de dispersión bidimensional, pares de puntos en 2 ejes.

SOC Sigla de *State Of Charge*, designando estado de carga de baterías.

Capítulo 6

A_j Valores parciales de promedio temporal en cálculos de viento.

AVR Marca utilizada para una línea de microcontroladores de 8 y 32 bits tipo RISC (*Reduced Instruction Set Computer*) de la empresa Atmel.

DIN Sigla de *Deutsches Institut für Normung*, o Instituto Alemán de Normalización, también se refiere a un riel de esa norma en tableros.

FPGA Sigla de *Field Programmable Gate Array*, o Matriz lógica programable.

HMI *Human - Man Interface*, o interfase humano - máquina.

LAN *Local Area Network*, red local típicamente con Ethernet cableada.

MMC *Multimedia Card*, formato de tarjeta de memoria Flash muy similar al SD.

METEO Nombre genérico de la unidad remota de medición, basada en un controlador PSoC. Variantes METEO1(riel DIN), METEO2, METEO/2.

Modbus Protocolo industrial abierto de comunicaciones, creado en 1979 por la firma francesa Modicon, hoy estándar de facto en ambientes industriales.

PERMER sigla del Programa de Energías Renovables para Mercados Eléctricos Rurales, con financiamiento del GEF y Banco Mundial.

ratiométrica característica que hace a la salida de un dispositivo proporcional a la tensión continua de alimentación.

RTC Sigla de *Real Time Clock*, designa a un chip que mantiene la fecha y hora en tiempo real, alimentándose con muy bajo consumo.

RTU por *Remote Terminal Unit*, una de las variantes del protocolo industrial Modbus.

scatter-plot gráfica de dispersión de valores x,y

s_j Valores parciales de desvío estándar en cálculos de viento.

TTL Sigla de *Transistor-Transistor Logic*, una de las primeras tecnologías digitales

implementadas para lógica por hardware.

workstation PC de alta capacidad, típicamente para usos de ingeniería.

ZCD Sigla de *Zero-Crossing Detector*, detector de cruce por ceros.

Capítulo 7

ARM Sigla de *Advanced RISC Machines*, empresa británica licenciataria de la arquitectura ARM de procesadores de 32 bits.

Cortex M3 Una de las variantes de arquitectura ARM para microcontroladores.

DIP Sigla de Dual-Inline Package, indica una familia de formatos físicos de circuitos integrados

FreeRTOS Sistema Operativo de Tiempo Real abierto y gratuito, de freertos.org

SO Sistema Operativo, software de base para funcionamiento de computadoras

Windographer Software de análisis de datos de viento producido por Mistaya Engineering de Canadá.

1.5 Adquisición de datos y energía eólica

En lo que respecta a las máquinas eólicas para producción eléctrica, la adquisición de datos se aplica tanto en (a) la medición de datos meteorológicos imprescindibles para evaluar el recurso en las etapas preliminares del proyecto, como en (b) el funcionamiento de la máquina, durante la operación, como en (c) las mediciones requeridas para determinar la curva de potencia del equipo, esfuerzos mecánicos u otros parámetros. Los casos (a) y (c) son los que se analizan en el presente trabajo por su relación con el objeto de la tesis. Para el caso (b), basta señalar que la mayoría de las máquinas eólicas por encima de los 100 kW de potencia tienen incorporados en la góndola instrumentos para medición de viento en dirección e intensidad. Esta última, con las correcciones por la proximidad del rotor, se suele utilizar para diferenciar estados de operación (ej $V > V_N$ o $V < V_N$, siendo V_N la velocidad de viento nominal de diseño del equipo) pero no como parámetro continuo de control. La medición de dirección se utiliza para la corrección del azimut de la góndola a través de (generalmente) un motor y un sistema de piñón y corona. Todas las máquinas eólicas necesitan algún tipo de medición de potencia, o de tensión y corriente de salida. Otras magnitudes importantes que suelen medirse son velocidad de giro, temperatura del generador y caja multiplicadora, y potencia activa y reactiva.

Las magnitudes principales que describen la potencia producida por una máquina eólica, son la velocidad del viento V [m/s], la densidad del aire ρ [kg/m³], el diámetro del

rotor D [m], el coeficiente adimensional de potencia C_p (que depende de las características del rotor, del viento y de la velocidad de giro Ω), y el rendimiento adimensional maquinario η_{TS} . Dichas magnitudes se relacionan según la fórmula:

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p \eta_{TS} V^3 \left(\frac{\pi D^2}{4} \right) \quad [\text{W}] \quad (1.1)$$

donde η_{TS} es el rendimiento del drivetrain + generador [0.7 a 0.95] y
 C_p el coeficiente de potencia [0.3 a 0.5]

Una vez construida la máquina, en esta fórmula sólo varían en forma continua y aleatoria las magnitudes meteorológicas V y ρ . Se observa la importancia de la medición precisa de la intensidad del viento, que se eleva al cubo en la expresión (1.1). La magnitud restante que no depende de la máquina eólica es la densidad ρ [kg/m³] del aire, y aunque su relación en (1.1) es lineal resulta de suma importancia para la estimación de la curva de potencia y la energía entregada. Puede utilizarse la siguiente fórmula para evaluar la densidad del aire:

$$\rho = \frac{B}{RT} \quad \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] \quad B \equiv \text{Presión [hPa]}; R \equiv \text{constante de los gases} \quad (1.2)$$

y T \equiv Temperatura en °K

y referir los valores a una atmósfera estándar de valores:

$$T_0 = 15 \text{ °C} = 288 \text{ K} \quad \rho_0 = 1.225 \text{ [kg/m}^3\text{]} \quad B_0 = 1013.13 \text{ [hPa]}$$

La siguiente fórmula, utilizada por el Instituto Alemán de Energía Eólica [DEWI, 1993] y por el CREE de Rawson, [Mattio y Guerrero, 1995] permite corregir para la densidad real, basándose en mediciones de temperatura y presión (indicadas con subíndice m):

$$\rho = \rho_0 \frac{B_m T_0}{B_0 T_m} \quad \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] \quad B \equiv \text{Presión [hPa]}; T \equiv \text{Temperatura [°K]} \quad (1.3)$$

con lo cual la potencia corregida resulta:

$$P_{corr} = P_m \left(\frac{\rho_0}{\rho_m} \right) \quad [\text{kW}] \quad ; \text{el subíndice } m \text{ indica medido} \quad (1.4)$$

1.6 Casos de medición relevantes para el presente estudio

Los equipos para medición meteorológica "stand-alone" (autónomos) son utilizados en general para evaluar las condiciones de un futuro emplazamiento para máquinas eólicas, lo cual se describió como caso (a) en (1.5). Estos equipos almacenan como mínimo datos de intensidad y dirección de viento, aunque dependiendo del proyecto y el presupuesto se

utilizan también sensores de temperatura y presión atmosférica. Son equipos autónomos y de bajo consumo, que pueden funcionar sin atención durante meses.

Por último, el relevamiento de la curva de potencia característica de una máquina eólica (caso (c)), requiere un sistema de adquisición de datos un tanto más complejo que combine mediciones meteorológicas con datos internos de la máquina, fundamentalmente potencia eléctrica entregada.

El objeto del presente estudio, esbozado en (1.2), es el desarrollo de una herramienta modular que permita integrar capacidades para satisfacer un sistema caso (a) y alternativamente con el agregado de módulos y una versión especial de programa, un sistema caso (c). Ambas configuraciones se diseñan para cumplir en forma económica y con aceptables niveles de incertidumbre los requerimientos expuestos en [Mattio y Tilca,2009].

1.7 Estado del arte, resumen de requerimientos y elementos disponibles

1.7.1 Antecedentes en sistemas autónomos para recolección de datos meteorológicos (Data-logger). Estos sistemas son de funcionamiento automático y bajo consumo, indicados para mediciones a largo plazo de viento, presión y temperatura para evaluación de emplazamientos para máquinas eólicas. Los primeros equipos se construyeron a partir de 1980 con la aparición de los microprocesadores, pero sus versiones comerciales fueron mejoradas sucesivamente a partir de los '90.

Desde los modelos iniciales, la mayoría de los equipos posee al menos 2 entradas, para un anemómetro y una veleta. Varios parámetros son programables. En una aplicación típica, el procesador interno tomará muestras de intensidad de viento cada 1 segundo, (los primeros modelos trabajaban a intervalos de 3 segundos o más) construyendo luego de 10min una media $\langle V \rangle$ de 600 valores, que es almacenada en una serie temporal asociada a un indicador de hora/fecha generado por un reloj interno. Simultáneamente, se incrementa el contador correspondiente a un intervalo predefinido ΔV o *bin* en que cae la media recién calculada, lo que permite construir el histograma de la medición. Ambos datos son almacenados junto con la media (vectorial) de dirección. Es común que el aparato calcule y almacene también alguna medida de la dispersión de los datos, como la desviación estándar o la intensidad de turbulencia S ó TI (ver Estadísticas de viento, Cap.3). Algunos *Data-loggers* tienen entradas adicionales para medir el viento a distintas alturas, presión, temperatura e incluso lluvia y humedad relativa.



Figura 1.1 Estación BAPT – SPSE / Los Antiguos (años 1994 a 1999)

Los métodos de almacenamiento de estos sistemas han evolucionado bastante. Al principio, lo más común son las memorias estáticas de estado sólido *SRAM* fijas, con respaldo de baterías. El acceso a los datos se realiza con una interfase RS232 a través de una PC portátil que debe llevarse hasta el lugar de la medición (Ej. marca *BAPT* [nacional] – Figura 1.1). Las siguieron los modelos basados en memorias tipo *EEPROM* extraíbles (marca *NRG*, modelos *WindExplorer* y *9200* Figura 1.2) o en tarjetas de estado sólido extraíbles tipo *PCMCIA* (*NRG 9300*, *Secondwind*). Los últimos modelos utilizan Tarjetas *SD* ó *Compact Flash* y conexión a Internet (ej. *NRG Symphonie*, Figura 1.3) que son más sencillos de operar y arriesgan menos la integridad de los datos. Su costo, sin embargo, es mayor. Como opcionales, estos *data-loggers* permiten la conexión a un modem con teléfono celular, satelital o con una línea telefónica convencional. Existen modelos de menor costo como el ahora discontinuado *NRG WindExplorer* (Figura 1.2izq), que almacenan menor cantidad de información aunque resultan útiles para muchas aplicaciones.



Figura 1.2 Estación NRG Wind Explorer UNPA-SPSE Río Turbio (2002) y (der.) Estación NRG 9200 en Lago Posadas, Santa Cruz (2001)



Figura 1.3 Estación NRG Symphonie instalada en San Julián 2008 (Gent.Agencia Desarrollo PSJ)

Muchas firmas que fabrican los *data-loggers* venden algún tipo de software para análisis de datos de viento en entorno PC, pero dada la complejidad de los programas la tendencia es hacia la especialización. Estos paquetes simplifican la elaboración de los datos, permitiendo el ajuste a una distribución de Weibull del histograma y la creación de gráficas. Fue el caso del paquete ALWIN (1989), producido conjuntamente por el DEWI y la firma *Ammonit* que fabrica Data Loggers en Alemania, y el software MicroSite de *NRG Systems*, EEUU, hoy discontinuado.

Otros programas, como el WASP del RISØ National Laboratory de Dinamarca, permiten no sólo la evaluación y ajuste a distribución de Weibull *por dirección* de series temporales de datos de viento, sino también la construcción de los denominados *Atlas de viento* para una determinada zona, con una validez de 100km a la redonda. Estos *Atlas* simplifican la evaluación de un nuevo sitio para la ubicación de máquinas eólicas dentro de la zona de influencia, pues proporcionan datos bastante precisos si se evalúan correctamente la rugosidad y los obstáculos, sin necesidad de realizar extensas mediciones en el lugar mismo [WASP-RISØ92]. Otros programas mas recientes, como el WindPro de EMD [WindPro Software by EMD, 2012)], integran módulos de tipo básico (Basis, Meteo) que permiten introducción de series de tiempo de diversas estaciones y el cálculo de producción anual energética de aerogeneradores típicos. Asimismo, es posible integrar (a costo adicional) módulos para dimensionamiento de parques, estudios eléctricos y análisis de ruido y efectos visuales. Otro programa muy utilizado es el Windographer, de Mistaya Engineering de Canadá [Windographer Software, 2012], orientado preponderantemente al estudio del recurso con algunas capacidades de modelización.

1.7.2 Resumen de Requerimientos [Mattio y Tilca 2009]. Los sistemas adaptados a las recomendaciones indicadas, preparadas por los Dres. H. Mattio y F. Tilca durante 2008 y 2009, y puestas a revisión en el marco de una reunión organizada por el CREE y la Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER), seguirán una serie de lineamientos, cuya síntesis se expresa en la introducción de dicho trabajo (Pág.2):

“Estas recomendaciones tienen por objeto servir de guía para las mediciones de velocidad y dirección del viento y sus parámetros derivados, que se realicen en Argentina, tanto para fines de valoración de un sitio para generación de energía eléctrica, como para el testeo de aerogeneradores de eje horizontal para certificación de su curva de potencia.

La determinación del potencial eólico de un sitio para generación de energía eléctrica mediante aerogeneradores, el cálculo de la producción anual de energía, el costo de la energía generada, son muy sensibles al valor de la velocidad del viento medida. Esto hace necesario adoptar una buena práctica en la selección del anemómetro, en su calibración y el montaje en campo, para reducir las incertezas y sus consecuencias.”

Los Requerimientos enfatizan en su primera parte aspectos inherentes a los sensores, específicamente los anemómetros en sus características técnicas (Parte 2), su montaje (Parte 3) y la combinación de 2 anemómetros (Parte 4), la calidad del instrumento, y su relación con el terreno (Parte 5) y temas adicionales como la constante de distancia, la protección contra rayos y temperaturas bajas, y el cálculo de la densidad del aire (Parte 6). Por otro lado, en la Parte 8 se enfoca el tema de la valoración del emplazamiento para la producción de energía con máquinas eólicas. El presente trabajo de tesis se basa en la utilización de sensores comerciales que cumplen los requerimientos de las Partes 2-6 y enfatiza los detalles de implementación descritos en la Parte 7 (Equipo de Toma de Datos), y en la Parte 9 (Medición para obtener la curva de potencia del aerogenerador), que a su vez está basada significativamente en [IEC61400-12-1, 2005]. A su vez, la Parte 10 (Forma del Reporte Final) involucra las etapas de generación de archivos y presentación de los resultados – principalmente curva de potencia, Producción Anual de Energía, y Coeficiente de Potencia (Curva de C_p)- que son inherentes al software que se utilice para la generación del reporte.

1.7.3 Elementos disponibles y desarrollos requeridos. En parte el desarrollo de los sistemas propuestos ha sido iniciado a través de los años de actividad profesional del autor, tanto con la Universidad Nacional de la Patagonia Austral como con la empresa L&R Ingeniería. Hay un conjunto de elementos y submódulos que pueden aplicarse con distintos

requerimientos de re-diseño, fundamentalmente en lo que respecta a drivers y software en general. En la Figura 1.4 se aprecia un diagrama de la configuración más simple (MET-4ch/1) que propone este trabajo.

TESIS - ESTACION MET-4CH/1NIVELVIENTO - 17-04-2011
R.OLIVA - TESIS 04-2011 V2.1

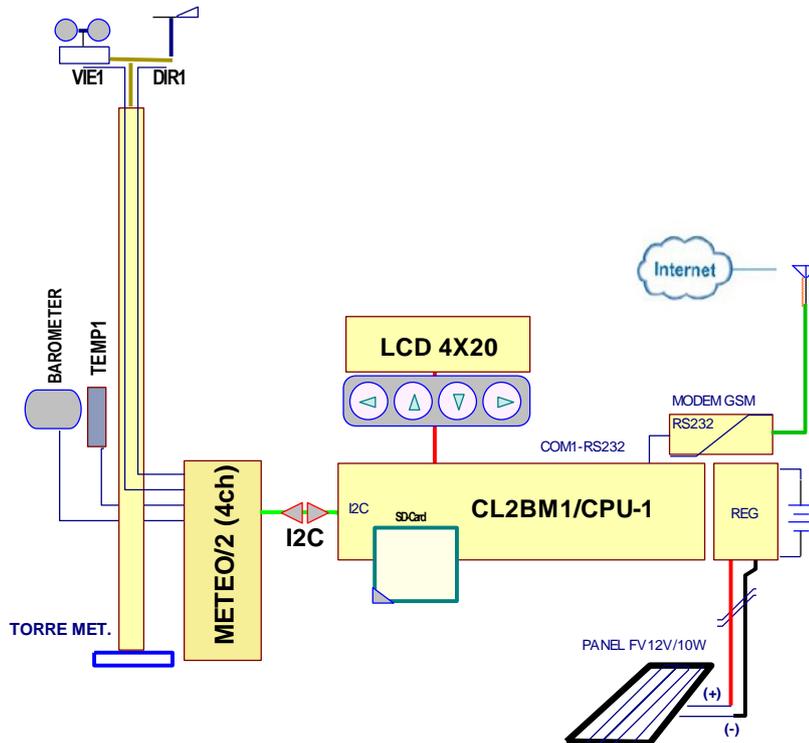


Figura 1.4 Configuración sencilla de la estación MET

Esta configuración hace uso como elemento central de las placas CL2BM1 desarrolladas hasta 2010 por L&R Ingeniería con aportes del Ministerio de Ciencia y Tecnología de la Nación a través de un ANR (*Aportes No Reintegrables*) - SC03/2003. Dichas placas de CPU (Figura 1.5) utilizan microcontroladores Atmel AVR de la línea AtMega324/644 o 1284P, dependiendo de los requerimientos de memoria de la aplicación (hasta 128K de Flash), y permiten el almacenamiento masivo de datos en tarjetas Flash SD de 2GB formateadas en FAT16, por lo cual resulta muy sencilla la descarga de datos. En la Figura 1.6 se muestra un diagrama en bloques de los componentes internos de la placa CL2bm1.

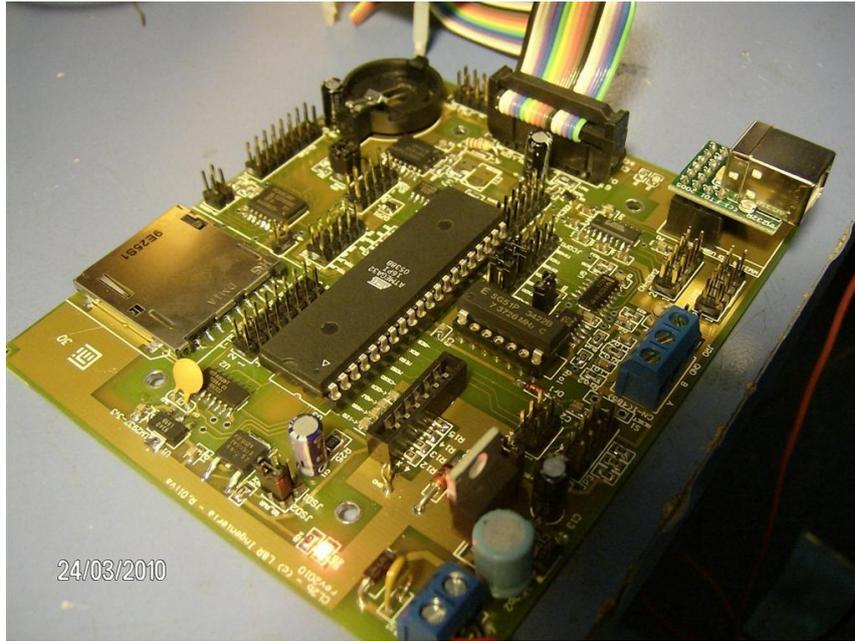


Figura 1.5 Placas CL2bm1 en proceso de armado – 03-2010

CL2_b Proto (AtMega32/644/1284) Rev5F-2010

(C) R.Oliva - L&R Ing. 2009/10

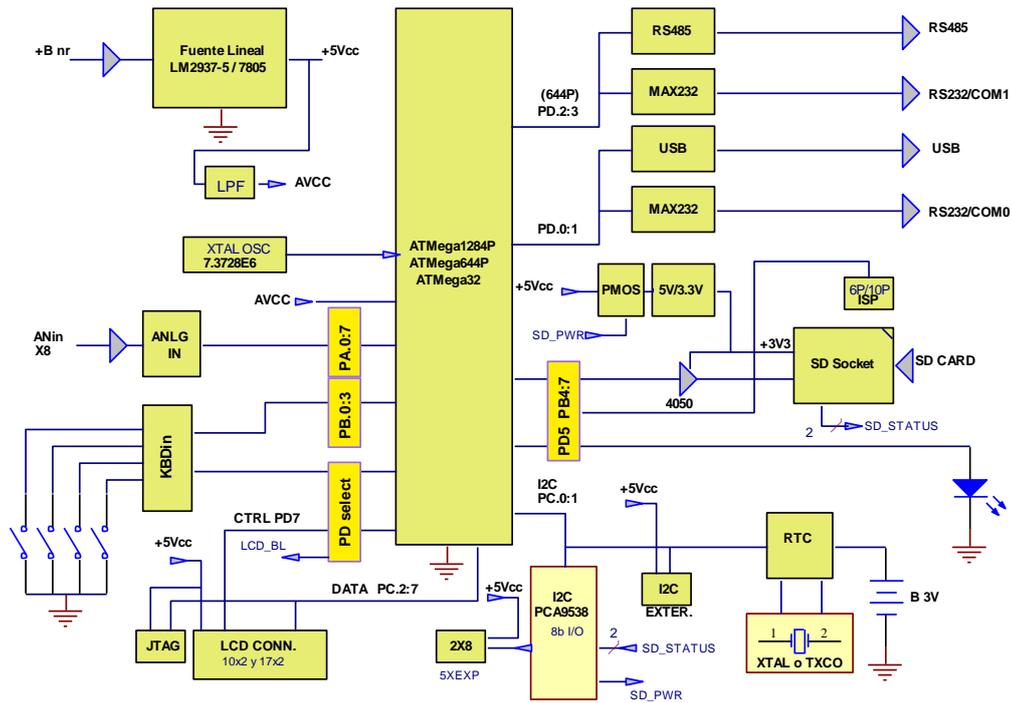


Figura 1.6 Diagrama en bloques de la placa CL2bm1-2010

Esta configuración que indicamos como MET-4ch/1, hace uso asimismo de un display alfanumérico LCD convencional de 4x20 caracteres, y de un teclado de membrana de 4 contactos de fabricación nacional (MicroTeclados). Cuenta con 2 puertos serie, que pueden

configurarse como RS232 y uno por vez como RS485 ó USB a través de un adaptador integrado MM232 (Ver Figura 1.6). En el diagrama se ha supuesto la conexión a un modem GSM externo vía uno de los puertos series, para establecer una conexión a Internet.

A su vez, se ha supuesto una conexión dentro del mismo gabinete con una placa METEO/2 (4ch) o METEO1 a través de la interfase I2C para cortas distancias. El desarrollo de dicha placa en formato DIN constituye el elemento esencial del presente trabajo, a pesar de que se basa en trabajos anteriores de placas múltiples con el proyecto PERMER-Piloto (2006) [Oliva-PERMER 2009] y la experiencia adquirida con los sistemas Petrobras/2 desarrollados por L&R Ingeniería entre 2009 y 2010 [L&Ring.,2012]. En la Figura 1.7 se muestra un diagrama en bloques de los elementos propuestos para dicho desarrollo, cuyo elemento central es un microcontrolador Cypress PSoC de la línea 8C29xxx. En la Figura 1.8 se muestra el avance hacia mediados de 2012. Los sensores considerados para su adaptación son los siguientes: Anemómetro NRG Max40C, Veleta NRG 200P, Barómetro NRG BP-20 y elección de Sensor NRG de Temperatura 110S o Sensor L&R basado en TC1047.

MODULO METEO/2 (4ch) - rev 2011

R.OLIVA - TESIS 01.03.2011 v3.1

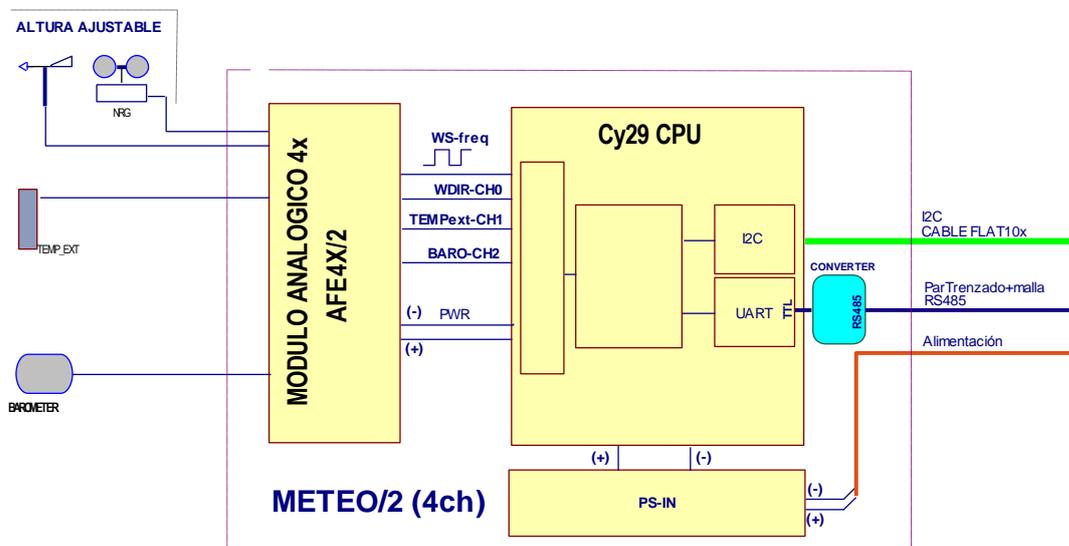


Figura 1.7 Diagrama en bloques del módulo METEO propuesto

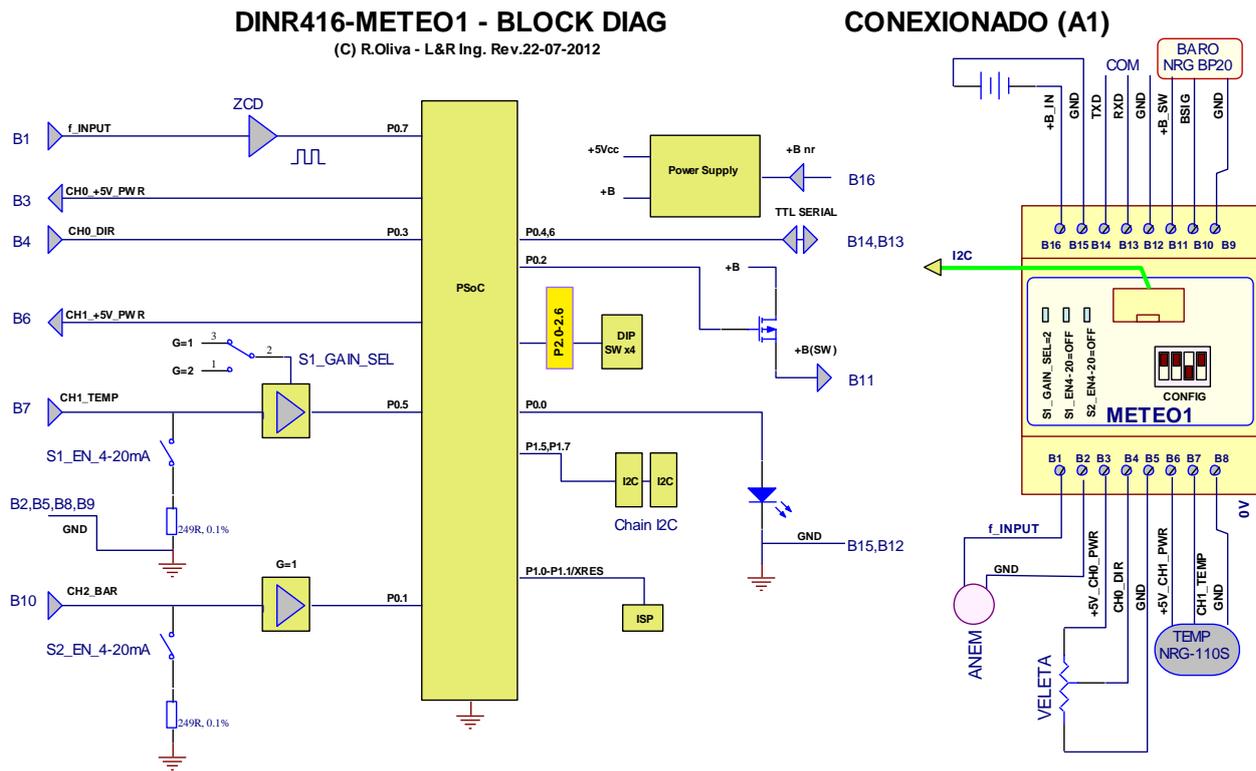


Figura 1.8 Diagrama en bloques del módulo DIN-METE01 desarrollado a mediados de 2012

1.8 Organización del Trabajo

El presente trabajo lleva adelante el diseño e implementación a nivel prototipo de una estación meteorológica con los requerimientos establecidos, aunque las configuraciones posibles buscan atender varios requerimientos.

1.8.1 Contenidos a desarrollar: Luego de la Introducción del Capítulo 1, en el Capítulo 2 se tratan conceptos y terminología en medición y evaluación de incertidumbres. En el capítulo 3 atienden aspectos de la Medición de Variables Meteorológicas. En el Capítulo 4 se trabajan aspectos estadísticos de la medición del viento y de implementaciones prácticas. En el Capítulo 5 se detallan aspectos de las características de potencia de una máquina eólica. En el capítulo 6 se discute el software y la implementación modular de la medición de viento, y se comparan resultados de las mediciones del prototipo en Campo de Pruebas Cutral-Có, en complemento con la determinación de curva de potencia y las incertidumbres asociadas.

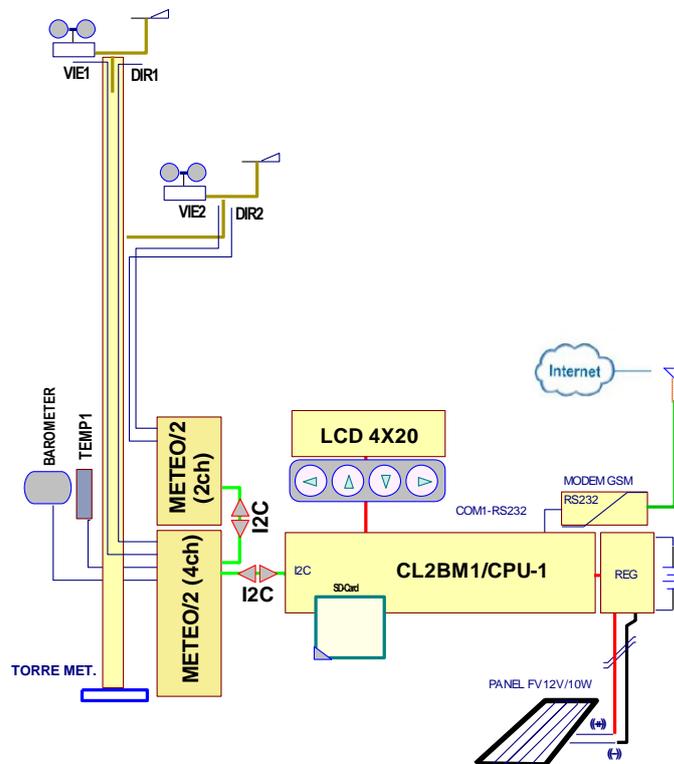


Figura 1.9 Sistema a 2 niveles / 6 canales

En el Capítulo 7 se discute la implementación a un nivel con 4 canales y multinivel, según se indica en Figura 1.9, que por lo demás es idéntico a la configuración anterior pero con el agregado de un módulo METEEO de 2 canales, sólo intensidad y dirección de viento.

1.8.2 Sistema a 2 o más niveles: Al sistema básico de un solo nivel (Figura 1.4) descrito en (1.3), se agrega una configuración que atiende la aplicación típica de medir en más de un nivel, e incluso por redundancia incorporar 2 lecturas de intensidad y 2 de dirección en cada nivel. Dado que el bus I2C tiene flexibilidad en cuanto a direcciones (hasta 127 en la configuración utilizada), y que las conexiones se hacen a través de un cable flat convencional de 10 conductores y conectores IDC, es relativamente sencillo configurar una estación para aplicaciones típicas en varias alturas. La selección de direcciones puede hacerse dentro del firmware de cada METEEO o a través de DIP Switches.

1.8.3 Sistema para Medición de Curva de Potencia o PWRC2: De manera similar, pero utilizando la alternativa de salida RS-485 del METEEO, se puede configurar una

medición de curva de potencia para generadores de carga de baterías como se muestra en la Figura 1.10, ajustándose al Anexo H de [IEC61400-12-1,2005].

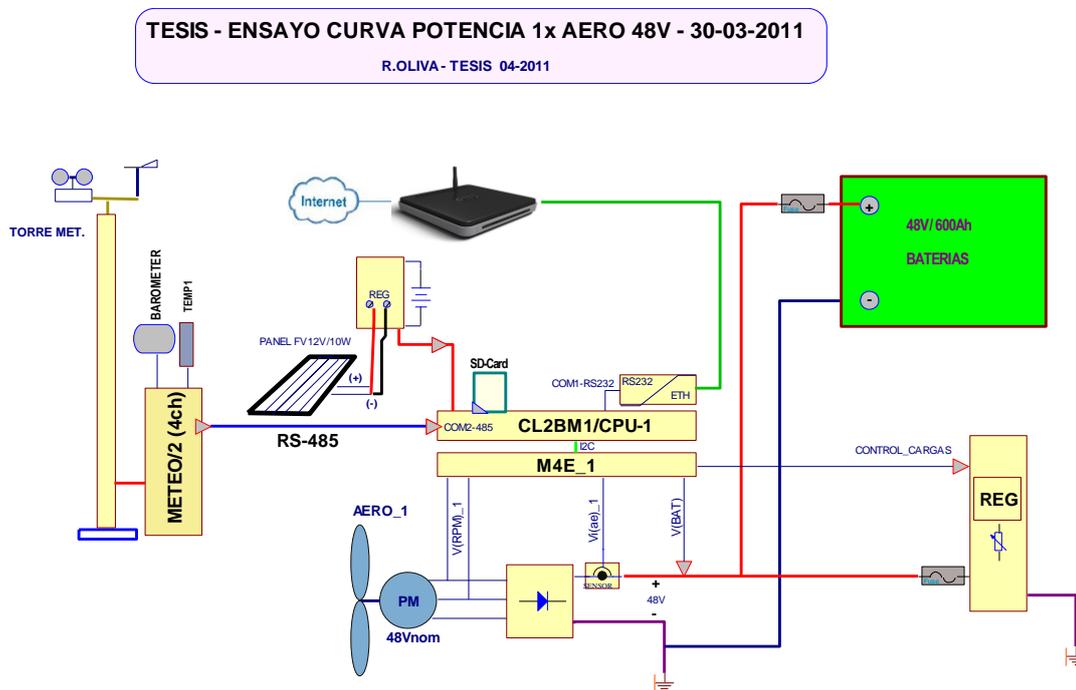


Figura 1.10 Sistema Reconfigurado para Medición de Curva de Potencia

Aquí se tiene dos unidades separadas. Por un lado el gabinete de METEO (que requiere dos líneas de alimentación, no mostradas, desde la CPU), ubicado al pie de la torre meteorológica. Por otro lado, un gabinete que aloja la placa CL2bm1 (CPU principal), y se agrega una placa adicional M4E de E/S que realiza las funciones de acondicionamiento y adquisición de entradas de sensores de tensión, corriente (para cómputo de potencia eléctrica) y RPM, y además controla la conexión de los grupos de cargas (REG) a través de un regulador. Esta es una placa existente de L&R Ingeniería con interfase I2C y ensayada extensamente, cuyo diagrama en bloques se muestra en la Figura 1.11.

La configuración de Curva de Potencia (PWRC2) es la que ha sido ensayada más extensamente por contar con unidades iniciales instaladas en el programa PERMER (2006) de Chubut, y por haber sido instaladas 4 unidades de la nueva versión en el Campo de Pruebas del INTI en Cutral-Có desde junio de 2012.

M4-EXPANSION - BOARD

(C) R.Oliva - L&R Ing. 2010

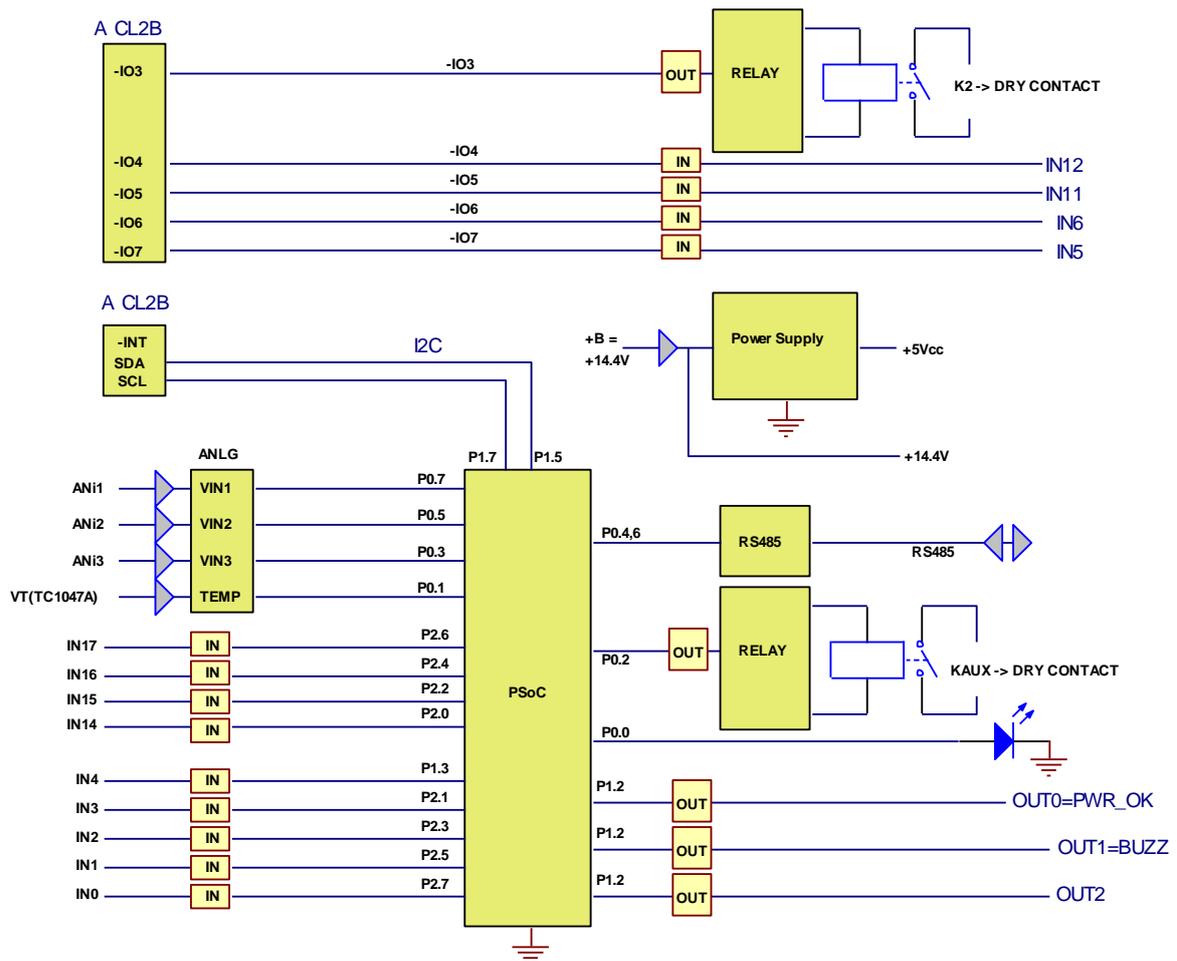


Figura 1.11 Diagrama de M4E, placa auxiliar para Medición de Curva de Potencia

1.9 Limitaciones del presente estudio

El principal factor limitante del presente estudio es que se ha ensayado en su versión actual la configuración PWRC2 solamente sobre 3 aerogeneradores de baja potencia, y la parte meteorológica METEO se ha comparado con una única estación de referencia (Secondwind Nomad2). Asimismo, la configuración para medición exclusiva de viento del Capítulo 7 no ha sido aún ensayada en su versión completa.

Otras limitaciones se refieren a que los ensayos con aerogeneradores se han realizado en un único emplazamiento con un patrón típico del norte patagónico (Prov. de Neuquén) exigente pero distinto de muchas condiciones que pueden ser mucho más extremas en cuanto intensidad de viento y extremos de temperatura. Finalmente, se encuentra solicitado pero no

aun realizado una prueba de verificación de la calibración de las unidades PWRC2 utilizando instrumental de la división Metrología del INTI.

1.10 Relevancia del presente estudio

El sistema presentado no solo utiliza una importante componente local de conocimiento aplicado, sino que ofrece un enfoque simplificado para el usuario en cuanto al relevamiento de las curvas de potencia y evaluaciones del recurso.

La ventaja de contar con equipamiento de producción local y el análisis de las incertidumbres involucradas permite al usuario también contar con una perspectiva clara de los alcances y validez de la medición.

Capítulo 2 - Medición e Incertidumbre

2.1 Conceptos de Medición

El propósito de una medición es determinar el valor de un *mensurando*, o cantidad que resulta de interés [G104-A2LA, 2002]. Ejemplos de mensurandos podrían ser la longitud de una barra metálica a 20 °C, la intensidad de viento a 50 m de altura o el punto de ebullición del agua a 1 atmósfera de presión. El objetivo de una medición es (en general) la determinación de un valor del mensurando, o en otras palabras la elección de un valor a partir de un universo de posibles valores por ejemplo a partir de múltiples medidas repetidas.

La variabilidad que observamos en los resultados de múltiples repeticiones de una misma medición surge porque las *magnitudes de influencia* que pueden afectar dicha medición no se mantienen constantes. En general hay múltiples magnitudes de influencia y es imposible identificarlas a todas. Sin embargo, sí es posible identificar las más importantes y sus efectos pueden ser estimados, y en muchos casos, modelados matemáticamente.

Dada la inherente variabilidad de las mediciones, informar un valor de mensurando sin su correspondiente estimación de *incertidumbre* (parámetro que caracteriza el rango de valores dentro del cual puede estar el mensurando, con un determinado *nivel de confianza*) significaría un resultado incompleto o incluso carente de significado.

Tan importante como la incertidumbre en sí, es que el método utilizado para estimar dicha incertidumbre tenga un consenso lo más general posible. En parte por la importancia económica de las mediciones a nivel internacional, y además por la necesidad de que el método sea universalmente adoptado, comprendido y aplicado, surgió en 1993 lo que se denominó la ISO - *Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement* o GUM, (edición actual [ISO/IEC Guide 98-1, 2009]). A nivel local, el INTI publicó la “Guía para la expresión de incertidumbres de medición”, [CEFIS-INTI, 2000], traducción INTI-CEFIS de *Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement* de la ISO.

La GUM propone un método bajo la suposición de que existe (o puede ser deducido) un modelo matemático que expresa la relación funcional entre el mensurando y las *magnitudes de influencia*, mencionadas anteriormente. Si este modelo no existe, el método no se aplica correctamente. Sin embargo [G104-A2LA, 2002] hay medidas de precisión (incluyendo reproducibilidad, repetibilidad y lo que la ISO 5725 [ISO5725, 1994] denomina “medidas

intermedias de precisión”) que son simplemente desviaciones estándar derivadas del análisis de datos experimentales, que con las condiciones adecuadas permiten obtener medidas confiables de incertidumbre basadas solamente en experimentación, sin aplicar en forma directa la matemática y la teoría de la GUM.

Un documento que puede considerarse como complementario de la GUM es el denominado “International Vocabulary of Basic and General Terms in Metrology” o VIM [ISO/IEC Guide 99, (2007)], desarrollado desde 1993 por el mismo grupo trabajo (TAG4) de ISO y publicado bajo el patrocinio de siete organizaciones internacionales que integran dicho grupo de trabajo. Como referencia adicional, en el presente trabajo se utilizará extensamente el documento técnico “Guidelines for Evaluating and Expressing the Uncertainty of NIST Measurement Results” [NIST_TN1297, 1994] elaborado por el National Institute of Standards and Technology (NIST) de Estados Unidos, que se articula muy bien con la documentación precedente. En lo relativo a incertidumbre en mediciones de viento y curva de potencia, nos referiremos asimismo a los apéndices D y E de la norma IEC [IEC61400-12-1,2005]

2.2 Terminología usual

Hay un cierto número de términos que son comúnmente usados en evaluaciones de incertidumbre en mediciones, como por ejemplo exactitud de una medición, reproducibilidad, precisión y corrección. Se buscará trabajar con las definiciones más aceptadas dentro del espectro de la normativa internacional mencionada en 2.1 – Entre paréntesis se muestra en cada caso la identificación del término en el VIM.

2.2.1. La exactitud (VIM 3.5) es el grado de cercanía entre el resultado de una medición y el “valor real” (desconocido) del mensurando, que de aquí en adelante se denominará valor del mensurando (criterio de la GUM). El término exactitud es **cuantitativo** y no debería asociarse con números. El criterio general es utilizar la incertidumbre estándar para los números: por ejemplo es válido escribir “la incertidumbre estándar es de 3 mV”, pero no “la exactitud es de 3 mV” (o inexactitud). No debe confundirse con **precisión**, un término con varias definiciones.

2.2.2. La Repetibilidad (en resultados de mediciones, VIM 3.6) es el grado de cercanía entre resultados de mediciones sucesivas del mismo mensurando, bajo idénticas condiciones. A estas condiciones se las denomina “condiciones de repetibilidad” e incluyen:

- Mismo procedimiento de medición
- Mismo observador
- Mismo instrumento, en iguales condiciones
- Misma ubicación
- repetición dentro de un ciclo reducido de tiempo

2.2.3. La Reproducibilidad (en resultados de mediciones, VIM 3.7) es el grado de cercanía entre resultados de mediciones del mismo mensurando, bajo *distintas* condiciones. Las condiciones que se varían deben reportarse explícitamente, incluyendo:

- Procedimiento de medición
- Observador
- Instrumento y método
- Ubicación

2.2.4. El error (de la medición, VIM 3.10) es el resultado de la medición (VM) menos el valor del mensurando (V_{real}). A veces se lo conoce como **error absoluto** para distinguirlo del error relativo (error sobre valor nominal). Es decir:

$$err = VM - V_{real} \quad (2.1)$$

En general, el valor del error es desconocido porque el valor del mensurando es desconocido, sin embargo sí puede evaluarse la **incertidumbre** de una medición. En algunos casos, por ejemplo al evaluar un dispositivo A se lo ensaya en comparación con un estándar de referencia (Ej. instrumento B) cuyas incertidumbres asociadas son despreciables respecto a las requeridas por la prueba, puede decirse [ISO/IEC Guide 98-1, 2009] que se está evaluando el **error** del dispositivo A.

2.2.5. El error aleatorio (VIM 3.13) es la diferencia entre el resultado de una medición (VM) y la media que resultaría de un número infinito de mediciones del mismo mensurando ($\langle V_{m\infty} \rangle$), llevadas a cabo bajo las condiciones de **repetibilidad** (ver 2.2.2). Es decir:

$$err_{al} = VM - \langle V_{m\infty} \rangle \quad (2.2)$$

Dado que no es posible llegar a un número infinito de mediciones, sólo puede obtenerse una estimación de este error.

2.2.6. El error sistemático (VIM 3.14) es la diferencia entre la media que resultaría de un número infinito de mediciones del mismo mensurando ($\langle V_{m\infty} \rangle$), y el valor del mensurando (V_{real}). Puede verse que:

$$err_{sis} = \langle V_{m\infty} \rangle - V_{real} \quad (2.3)$$

y además se cumple:

$$err_{sis} = err - err_{al} \quad (2.4)$$

Al igual que valor V_{real} , el error sistemático y sus causas no pueden ser completamente conocidos. De (4) se desprende que $err = err_{sis} + err_{al}$, y se considera habitualmente que el error del resultado de una medición surge de una cantidad de fuentes aleatorias y sistemáticas. En el caso de un instrumento de medición, el error sistemático se asocia con el denominado “bias” u “offset” del instrumento.

2.2.7. La corrección (VIM 3.15) sería el valor sumado algebraicamente al resultado de una medición no corregida para compensar el error sistemático err_{sis} . Si esta **corrección** ($corr$) pudiera conocerse perfectamente, se expresaría como ($-err_{sis}$)

2.2.8. El factor de corrección (VIM 3.16) es un factor numérico por el cual se multiplicaría el resultado de una medición no corregida para compensar el error sistemático err_{sis} .

2.2.9. El término Precisión no está definido en la VIM. Sin embargo, en [ISO3534-1,2006] se la define como “un indicador de coincidencia entre mediciones independientes realizadas bajo condiciones estipuladas”, y además se la considera englobando los conceptos de repetibilidad (ver 2.2.2) y reproducibilidad (ver 2.2.3), dado que define repetibilidad como “precisión bajo condiciones de repetibilidad”, y reproducibilidad como “precisión bajo condiciones de reproducibilidad”. La acepción habitual es que **precisión = repetibilidad**, la misma depende de la distribución de errores aleatorios y generalmente se computa como un desvío estándar en los resultados de una prueba: cuanto mayor es el desvío estándar, menor la precisión.

2.2.10 Incertidumbre De acuerdo a lo tratado en los puntos anteriores, puede verse que se hace referencia a los conceptos tradicionales de error (que en general no pueden evaluarse en forma completa) y a magnitudes cualitativas como precisión, exactitud,

reproducibilidad y repetibilidad. El tratamiento poco normalizado de estos conceptos daba lugar a muchas confusiones en la especificación de mediciones. A partir de la GUM [ISO/IEC Guide 98-1, 2009], se incorporó el concepto de *incertidumbre* y la forma de cuantificarla para dar sentido a las expresiones de una medición [Gupta, 2012]. Las diversas componentes de la incertidumbre se clasificaron en dos grandes grupos (A y B) de acuerdo a la metodología con que se evaluaban (independientemente de su origen como errores aleatorios o sistemáticos, que definimos en 2.2.5/2.2.6), y se concibieron los conceptos de “incertidumbre estándar combinada” y de “incertidumbre expandida” para estudiar la propagación de las incertidumbres, además de una metodología para el reporte de la incertidumbre en una medición.

2.3 Conceptos y notación en medidas electrónicas

La mayor parte de las mediciones a que hace referencia el presente trabajo involucran medidas eléctricas, debido a que una proporción muy grande de los sensores actuales convierten magnitudes físicas en eléctricas de salida (señal), a través de alguna etapa de acondicionamiento y amplificación electrónica. Asimismo, dichas magnitudes de salida cada vez más comúnmente se convierten, procesan y almacenan en formato digital, hallándose frecuentemente dentro mismo del sensor las etapas de acondicionamiento y de digitalización [Pallás y Webster, 1991][Pallás, 1993]. Si la información de las señales está en su amplitud, y la señal es de tensión, la conversión a digital se realiza con un Convertidor Analógico a Digital (habitualmente conocido como ADC o *Analog to Digital Converter*). Si la información está en la corriente (ej. en un lazo 4-20 mA), debe previamente convertirse a tensión para que sea compatible con un ADC. Si la información de las señales está en su frecuencia o duración, se digitaliza utilizando un contador digital (ejemplo: lectura de anemómetros estándar, se verá en tema 6.2)

En lo siguiente se definirán algunos términos y los componentes de esa cadena inicial de conversión de magnitudes físicas, en los aspectos que resultan relevantes para el presente trabajo.

2.3.1 Sensor: Componente o subsistema que realiza la conversión de una magnitud física (eléctrica o no) en una magnitud eléctrica, que en general se busca que sea una tensión o frecuencia proporcional a la magnitud física a través de una determinada constante (o curva) de conversión.

2.3.2 Rango de salida de un sensor: Es la diferencia entre la salida eléctrica (habitualmente tensión, frecuencia o corriente) máxima y la salida mínima que puede producir el sensor dentro de las condiciones especificadas de funcionamiento.

2.3.3 Resolución de un sensor: cambio mínimo en la magnitud eléctrica de salida del sensor que es capaz de producir en respuesta a un cambio en la magnitud medida.

2.3.4 Etapa de acondicionamiento de señal: Circuito electrónico que puede constar de un amplificador, un filtro, sumador, integrador, etc. que prepare la señal desde la salida del sensor hasta la conversión a digital. En algunos casos, será necesario sumar o restar una tensión continua (*offset*), para que las etapas en una cadena sean compatibles entre sí. En la mayoría de los sensores se requiere al menos una etapa de amplificación y acondicionamiento de la señal. La relación entre la entrada y la salida determina su *característica o función de transferencia*.

2.3.5 Función de transferencia: Puede ser de un sensor o de una etapa de acondicionamiento. Es el cociente entre las transformadas de Laplace de la salida y la de entradas. Si se trata de un amplificador de muy baja frecuencia, o “amplificador de continua”, el modelo habitual es un sistema de orden cero (una ganancia constante) como sigue:

$$\frac{Y(s)}{X(s)} = G \quad (2.5)$$

Si se trata de un sistema de primer orden, por ejemplo un filtro RC de paso bajo, dicha expresión queda definida por:

$$\frac{Y(s)}{X(s)} = \frac{G}{1 + \tau s} = G \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \quad (2.6)$$

Donde G es la ganancia o sensibilidad estática, τ es la constante de tiempo y

$\omega_c = \frac{1}{\tau} = 2\pi f_c$ es la frecuencia angular de corte, que corresponde a una atenuación de amplitud de -3dB respecto a la G de continua.

2.3.6 Rango Dinámico (DR por Dynamic Range): Cuando se refiere a la salida de un sensor (DR_{out}), se trata del cociente entre el rango de salida del mismo y su resolución. Si se refiere a la entrada de una etapa de acondicionamiento o conversión (DR_{in}), se trata del cociente entre el rango máximo admitido de entrada y la resolución o mínimo cambio que detecta dicha entrada. En ambos casos, se suele expresar este rango en dB, o decibelios. En una etapa de acondicionamiento de señal, para que un bloque sea compatible con el

siguiente el DR_{in} de entrada del segundo debe ser igual ó mayor que el DR_{out} del primero, y que los niveles de señal coincidan.

2.3.7 Sensibilidad: de un sensor es la derivada de la función que relaciona su salida con su entrada. Cuando la función es una recta (aunque no pase por el origen), se dice que dice que el sensor es lineal, y su sensibilidad [Pallás, 2007] es la pendiente de la recta, o sea:

$$S = \frac{y_{\max} - y_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}} \quad (2.7)$$

Donde x es el mensurando e y es la magnitud de salida del sensor. En un amplificador de continua, el valor de S coincide con la G de orden 0 definida en 2.3.5

2.3.8 Intervalo de cuantificación Q : En un convertidor A/D ó ADC, Q es el menor cambio en la entrada (de tensión) capaz de producir un cambio en la salida del ADC. Para un ADC de N bits, si el rango de entrada es V_{ADC} , se tiene:

$$Q = \frac{V_{ADC}}{2^N} \quad (2.8)$$

Para un convertidor ADC de 13 bits y $V_{ADC} = 5V$ como los utilizados para medir tensiones en METEO:

$$Q = \frac{5}{2^{13}} = 5/8192V \cong 610 \mu V$$

A la salida del ADC habría en este caso 8192 estados posibles, y el menor cambio es el bit menos significativo (LSB por *Least Significant Bit*) $1LSB=Q$, por lo tanto si tuviéramos que calcular el rango dinámico de la entrada de este ADC sería: $DR = \frac{V_{ADC}}{Q} = 2^N$ y si lo

expresamos en dB tendríamos $DR(dB) = 20 \log(2^N / 1) \cong 6N = 78dB$

El valor Q conlleva que a partir del código de salida no se pueda identificar plenamente la tensión de entrada, sino que esta se puede conocer con una incertidumbre máxima de $\pm Q/2$.

En convertidores de $N > 14$ [Pallás y otros, 2009] es frecuente tener que analizar el ENOB (*Effective Number of Bits*), que adquiere relevancia cuando el nivel de ruido interno de los circuitos es superior a Q , y en estos casos la resolución es peor que $1LSB$. Siempre resulta entonces $ENOB < N$.

2.3.9 Calibración e Incertidumbre: En una medición directa de una magnitud física tenemos un resultado Y de una medición y sus componentes:

$$Y = V_M \pm U [V_M] \quad (2.9)$$

Donde V_M es el valor medio del conjunto de valores obtenidos del mensurando, U es la incertidumbre (todavía sin descripción de tipo) y $[V_M]$ son las unidades de medida. El número de cifras con que se exprese V_M debe estar de acuerdo con U .

La relación que existe entre la salida del sistema de medida (indicación o valor leído) y el *resultado* de la medida se establece mediante un conjunto de operaciones que definen la *calibración* del sistema [Barwick, 2003]. En la Figura 2.1 se muestra una curva de calibración de un sensor ACS758U [Allegro Microsystems, 2011] de corriente de efecto Hall, como los utilizados en relevamiento de curvas de potencia.

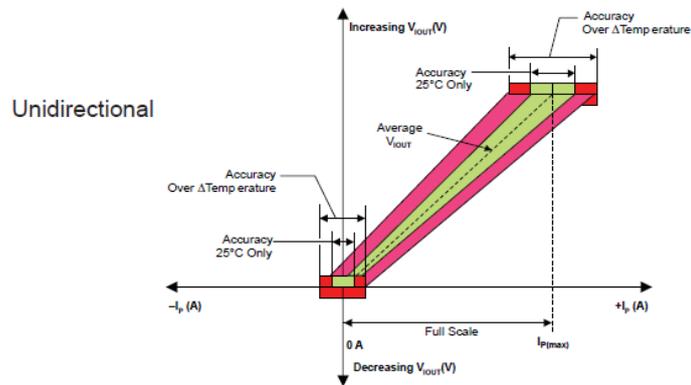


Figura 2.1 Sensor ACS758U - Corriente aplicada I_p y tensión de salida

En este caso, se supone que la corriente aplicada I_p (en abscisas) se conoce con una exactitud muy grande relativa a la del sensor, que tiene internamente un circuito magnético para el sensor de efecto Hall y un amplificador con estabilización chopper, aislado galvánicamente del circuito de la corriente aplicada. La tensión de salida es proporcional a la corriente aplicada aunque esa tensión representa la corriente +/- un error total (Accuracy) que depende de la temperatura y del sensor.

2.4 Conceptos esenciales de expresión de incertidumbre en mediciones.

2.4.1 Ecuación de Medición: Habitualmente se busca hallar la incertidumbre en un mensurando Y , que no es medido en forma directa sino a través de N otras cantidades X_1, X_2, \dots, X_N , a través de una relación funcional f denominada generalmente “ecuación de medición”:

$$Y = f(X_1, X_2, \dots, X_N) \quad (2.10)$$

Una estimación y del mensurando Y se obtiene aplicando la ecuación 2.10 a los valores estimados x_1, x_2, \dots, x_N , de las cantidades X_1, X_2, \dots, X_N , mencionadas, o sea:

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_N) \quad (2.11)$$

Esta función f debe entenderse en un contexto amplio, comprendiendo cada posible fuente de variación en el resultado de la medición, incluyendo todas las correcciones. Por tanto, el modelo matemático puede resultar una relación sumamente compleja, y frecuentemente se recurre a simplificaciones que hagan el problema tratable. La incertidumbre del resultado y en (2.11) resultará de las incertidumbres $u(x_i)$ (a veces denotadas u_i) que ingresan a dicha ecuación.

Por ejemplo, la Resistencia a Rotura en Tracción, R de acuerdo a ASTM D638 se define como la fuerza F necesaria para romper una barra de prueba, dividida por el área de su sección transversal, esta última definida como el producto de su espesor e y su ancho W . Por lo tanto, en primera aproximación se tiene:

$$R = f(F, e, W) = \frac{F}{eW} \quad (2.12)$$

Se considera a la (2.12) una primera aproximación ya que varias magnitudes de influencia (ej. Temperatura sobre las dimensiones de la barra, efectos inerciales en la máquina de prueba, etc) no son tenidos en cuenta. En muchos casos será necesario realizar una revisión de la primera aproximación. La incertidumbre en R resultará de las incertidumbres estándar en las tres magnitudes F, e, W que forman parte de la ecuación.

2.4.2 Evaluación de incertidumbres estándar tipo A: Según se mencionó en 2.2.10, se clasificó a las incertidumbres a partir de la normativa *Guide to Uncertainty Management* [ISO/IEC Guide 98-1, 2009] en tipos A y B, exclusivamente en relación al método con el cual se obtiene su estimación. En el caso de las tipo A, se trata de estimaciones de incertidumbre derivadas del **análisis estadístico** de datos experimentales. Resulta en muchos casos que la mejor estimación del valor de un mensurando es el promedio de los resultados de n mediciones. Si cada uno de los resultados para la variable x_i se denomina x_{ij} resulta:

$$\bar{x}_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n x_{ij} \quad (2.13)$$

La desviación estándar s_i experimental si caracteriza la variabilidad o dispersión en los valores observados x_{ij} , y se obtiene de:

$$s_i = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{j=1}^n (\bar{x}_i - x_{ij})^2} \quad (2.14)$$

En este caso, se dirá que la incertidumbre estándar tipo A de la variable medida será directamente:

$$u(x_i) = u_i = s_i$$

2.4.2.I) Por ejemplo, volviendo al ejemplo de Resistencia a Rotura en Tracción, R de acuerdo a ASTM D638 [ANSI-ASTM D638,2001], y suponiendo que tomamos medidas y realizamos la prueba sobre 5 barras, obteniendo los resultados indicados en la tabla 2.1:

Resistencia a la tracción $R = F / (e \cdot W)$ [R] = N/mm ²						
Barra	Espesor e[mm]	Ancho W[mm]	F de rotura [lb]	F de rotura [N]	Resistencia [N/mm ²]	
1	3.150	12.675	830	4067	101.88	
2	3.200	12.725	900	4410	108.28	
3	3.175	12.700	810	3969	98.43	
4	3.200	12.700	870	4263	104.88	
5	3.150	12.675	850	4165	104.33	
Promedio	3.175	12.695	852.00	4174.8	103.56	
DesvStd	0.025400	0.021251	34.93	171.15	3.67	

Tabla 2.1 Tabla de mediciones de Resistencia a Rotura

De la tabla, la mejor estimación de la fuerza requerida para romper la barra es el promedio

de 4174.8 N, que surge de aplicar (2.13) a la variable F , $\bar{F} = \frac{1}{5} \sum_{j=1}^5 F_j$ y en la

tabla se ha construido utilizando el comando PROMEDIO(.) de Excel. En forma similar, el desvío estándar de estos 5 resultados es de 171.15 N, obtenido de

$s_F = \sqrt{\frac{1}{5-1} \sum_{j=1}^5 (\bar{F} - F_j)^2}$ (con el comando DESVEST() de Excel) y es la estimación de la

incertidumbre tipo A de dicha fuerza, debido a variaciones aleatorias en la máquina de prueba, curado, moldeado y el material mismo. O sea $u(F) = u_F = s_F$.

El desvío estándar $u(e) = u_e = s_e = 0.0254$ mm es la estimación de la incertidumbre tipo A en el espesor e de la barra promedio, y en forma similar el desvío estándar $u(W) = u_W = s_W = 0.021251$ mm es la estimación de la incertidumbre tipo A en el ancho W de la barra promedio.

2.4.2.II) En el caso de medición de curva de potencia de un aerogenerador por el método de los bins [IEC61400-12-1/2005], se verá en 5.3 que una de las componentes de incertidumbre a analizar es la Tipo A originada por la variabilidad de la potencia eléctrica, que se calcula a partir del desvío estándar de los valores de registros de potencia normalizada en cada bin, respecto de la media de potencia de dicho bin.

2.4.3 Distribuciones de probabilidad utilizadas en las estimaciones de incertidumbre: Una distribución de probabilidad es una función matemática que da la probabilidad de que una variable aleatoria tome un valor determinado o pertenezca a un conjunto de valores. Dado que las estimaciones de incertidumbre estándar tanto tipo A como tipo B son equivalentes a desvíos estándar en distintas distribuciones de probabilidad, se presentan aquí algunos cálculos relacionados.

La distribución de probabilidad más sencilla es la uniforme o rectangular, descrita por una función constante $f(x) = c$ entre dos límites $\pm a$, que son los límites que puede tomar nuestra variable aleatoria. Esta distribución (Figura 2.2) se utiliza cuando la probabilidad de obtener un valor de x_i entre dos límites es igual a la probabilidad de obtener cualquier otro valor.

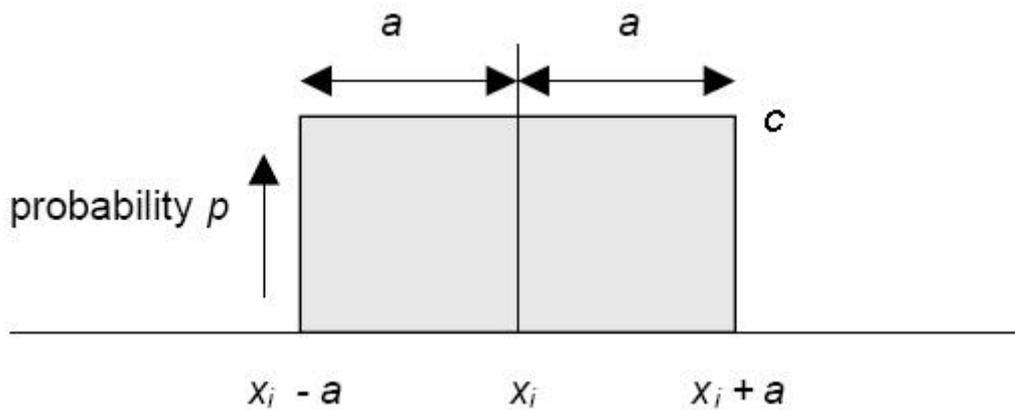


Figura 2.2 Distribución de probabilidad uniforme

El área grisada debe cumplir el requisito de tener un valor de probabilidad = 1, o sea que

$$\int_{-a}^{+a} c dx = c x \Big|_{-a}^{+a} = 2ca = 1 \quad (2.15)$$

de aquí surge que $f(x) = c = 1/2a$ que es la expresión de la función normalizada. Nos interesa obtener la varianza (su raíz cuadrada es el desvío estándar) a partir de:

$$\sigma^2 = \int x^2 f(x) dx = \int_{-a}^{+a} \frac{x^2}{2a} dx = \frac{1}{2a} \left(\frac{x^3}{3} \right) \Big|_{-a}^{+a} = \frac{2a^3}{6a} = \frac{a^2}{3} \quad (2.16)$$

Por lo tanto, $u(x_i) = u_i = s_i = \sigma = \frac{a}{\sqrt{3}}$

El requerimiento de valores equiprobables entre los límites $\pm a$, con 0 probabilidad de ocurrencia fuera de esos valores, hace que esta distribución sea aplicable en dos casos importantes para nuestro análisis:

2.4.3.I) Resolución Digital: Al estudiar en 2.3.8 el error de cuantización $Q = 1 \text{ LSB}$, se llegó a la conclusión de que a partir de una medición obtenida con un ADC, es imposible determinar el valor de la medida x_i con definición mejor que $\pm Q/2$, siendo igualmente probable que el valor se encuentre en cualquier punto de dicho rango $Q/2$, por lo cual

$$\text{resulta: } u_Q(x_i) = \sigma_Q = \frac{(0.5\text{LSB})}{\sqrt{3}}$$

2.4.3.II) Ante desconocimiento de la distribución: Esto ocurre en los casos de determinación de incertidumbre Tipo B (métodos no estadísticos), en los cuales se toman las tolerancias a partir de hojas de datos o manuales. Por ejemplo, si podemos medir con un tester un valor de tensión continua, y la hoja de datos del instrumento especifica que la medición es real $\pm \Delta V$, podemos suponer la incertidumbre estándar como:

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

Otras distribuciones aplicables en casos particulares [G104-A2LA,2002] con límites $\pm a$, son la distribución triangular, en que $s_i = \sigma = \frac{a}{\sqrt{6}}$, la distribución U, con $s_i = \sigma = \frac{a}{\sqrt{2}}$, y la distribución de Poisson con un promedio de m ocurrencias aleatorias en un determinado tiempo, en cuyo caso es $s_i = \sigma = \sqrt{m}$.

2.4.4 Evaluación de incertidumbres estándar tipo B: Algunas variables que contribuyen a la incertidumbre no pueden ser evaluadas estadísticamente, o su evaluación estadística es poco práctica. En estos casos la magnitud y la incertidumbre asociada tiene que ser evaluada a partir de hojas de datos, especificaciones, reportes de calibración o experiencia anterior, y se las conoce como estimaciones de incertidumbre tipo B [Gupta, 2012]. Se discuten a continuación algunos ejemplos de este tipo de evaluación.

2.4.4.I) Volviendo al ejemplo de Resistencia a Rotura en Tracción en 2.4.1, R de acuerdo a ASTM D638, supongamos que analizamos las incertidumbres debido a las mediciones de longitud de e , W y las debidas a las tolerancias de la máquina de pruebas.

a) Para las mediciones de longitud de e , W supongamos que utilizamos un micrómetro cuya manual indica que puede resolver correctamente 100 micropulgadas. Esto llevado a micrómetros es 2540 μm . Si suponemos una distribución rectangular con límites de ± 50

micropulgadas, o +/-1270 μm , tendremos una incertidumbre estándar tipo B dada por (2.17), o sea:

$$u_B(e) = u_e = \sigma = \frac{1270\mu\text{m}}{\sqrt{3}} = 733.2\mu\text{m}$$

De la tabla 2.1, puede recordarse que la incertidumbre en el espesor era de 0.0254 mm o sea 25400 μm , y en los anchos era de 21250 μm . Entonces, en este caso el micrómetro es de mucha mejor calidad que el proceso de curado y moldeado de las barras de prueba, y se tomará la incertidumbre de la tabla 2.1 como más significativa que la $u_B(e)$ calculada.

Similarmente, si la máquina de pruebas tiene un certificado de calibración que indica que cumple los requerimientos de ASTM D638, esto implica que debe estar en un nivel de exactitud de +/-1 %. El promedio de las mediciones de fuerza fue de 4174.8 N, por lo cual debe estar correcto dentro de +/-4.17 N. Esto es mucho menor que los 171.5 N de dispersión que detectamos en nuestras mediciones (tabla 2.1), por lo cual se descarta el efecto de la calibración de la máquina dentro de la incertidumbre.

2.4.4.II) Si retomamos el caso de la evaluación de incertidumbres en la determinación de la curva de potencia de aerogeneradores [IEC61400-12-1/2005], en el apéndice E se discute un ejemplo de determinación de incertidumbres tipo B para la determinación de tensión, corriente y potencia para el caso de equipos de mediano a gran tamaño con conexión a red trifásica de corriente alterna. Para la medición de tensión, se suponen transformadores de voltaje de clase 0.5, los cuales (refiriendo a IEC60044-2) tienen límites de incertidumbre de +/-0.5 % de la tensión RMS a cualquier nivel de carga. Se asume, al igual que en 2.4.4.I), que la distribución probabilística de la incertidumbre es rectangular. Asimismo, la incertidumbre se calcula para un determinado "bin" i o casilla de rango de viento, y es proporcional a la potencia P_i de ese bin, con lo cual:

$$u_{P2i} = \frac{0.5\% P_i}{\sqrt{3}} = 0.29\% P_i$$

2.4.5 Evaluación de la incertidumbre combinada estándar: A partir de la Ecuación (2.11) y de las incertidumbres estándar de los componentes, sean tipo A o tipo B, se puede evaluar la incertidumbre estándar combinada $u_c(y)$ que caracteriza la dispersión de los valores que pueden razonablemente atribuirse al mensurando Y. En el caso más general, las N variables que intervienen pueden tener una correlación cualquiera, es decir una

variable puede influenciar a la otra y por lo tanto a su incertidumbre de manera arbitraria, por lo cual la expresión más general de $u_c(y)$ es:

$$u_c^2(y) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \frac{\partial f}{\partial x_i} \frac{\partial f}{\partial x_j} u(x_i, x_j) \quad (2.17)$$

donde $u(x_i, x_j) = u(x_j, x_i)$ es la covariancia estimada entre las estimaciones x_i, x_j de las variables X_i, X_j . Se suele utilizar para facilitar el cómputo el denominado coeficiente de correlación entre variables $r(x_i, x_j) = \rho_{ij} = \frac{u(x_j, x_i)}{u(x_j)u(x_i)} \in [-1, 1]$, y las derivadas parciales

calculadas como coeficientes $\frac{\partial f}{\partial x_i} = c_i$, con lo cual la (2.17) queda:

$$u_c^2(y) = \sum_{i=1}^N c_i^2 u^2(x_i) + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N c_i c_j u(x_i) u(x_j) \rho_{ij} \quad (2.18)$$

Por ejemplo, si fueran dos variables solamente, $N=2$ y se tendría desde la (2.18):

$$u_c^2(y) = c_1^2 u^2(x_1) + c_2^2 u^2(x_2) + 2 \sum_{i=1}^1 \sum_{j=2}^2 c_i c_j u(x_i) u(x_j) \rho_{ij} = c_1^2 u^2(x_1) + c_2^2 u^2(x_2) + 2c_1 c_2 u(x_1) u(x_2) \rho_{12}$$

En general, se consideran en los análisis de incertidumbre solamente los casos extremos (i) de variables sin correlación alguna $\rho_{ij} = 0$ ó (ii) los casos en que existe correlación plena, o sea $\rho_{ij} = 1$. Para el caso de $N=2$ resulta entonces

$$(i) \quad u_c^2(y) = \sum_{i=1}^2 c_i^2 u^2(x_i) = c_1^2 u^2(x_1) + c_2^2 u^2(x_2), \text{ siendo } \rho_{12} = 0 \rightarrow \text{suma cuadrática de}$$

los componentes.

$$(ii) \quad u_c^2(y) = \left[\sum_{i=1}^2 c_i u(x_i) \right]^2 = c_1^2 u^2(x_1) + c_2^2 u^2(x_2) + 2c_1 c_2 u(x_1) u(x_2), \text{ siendo } \rho_{12} = 1 \rightarrow \text{suma}$$

lineal de los componentes de incertidumbre.

Se aplica comúnmente el caso de variables sin correlación (i), pero es necesario hacer el análisis de cada caso. Por ejemplo al analizar la incertidumbre de resistores de precisión conectados en serie. Si se suponen tres resistencias de $R_i = 1000 \Omega$, $i = 1, 2, 3$ calibradas con instrumental de incertidumbre despreciable, contra una resistencia de referencia caracterizada según su certificado de calibración por una incertidumbre $u(R_{ref}) = 100 \text{ m}\Omega = u(R_i) = 0.1 \Omega$. Se quiere construir una nueva R_0 con las tres resistencias en serie, con cables de caída despreciable. Entonces:

$$R_o = \sum_{i=1}^3 R_i = f(R_i) = R_1 + R_2 + R_3 \quad (2.19)$$

Para calcular la incertidumbre combinada estándar utilizando la (2.18), se utilizará el hecho de que al conectarlas en serie, las 3 resistencias (calibradas con el mismo patrón) están sujetas a las mismas variaciones de temperatura, humedad y demás condicionantes ambientales, por lo cual se consideran variables completamente correlacionadas y

$\rho_{12} = \rho_{23} = \rho_{13} = 1$. Asimismo, observando (2.19) se ve que $\frac{\partial f}{\partial x_i} = \frac{\partial f}{\partial R_i} = c_i = 1$, resultando:

$$u_c^2(R_o) = \left[\sum_{i=1}^3 c_i u(R_i) \right]^2 = c_1^2 u^2(R_1) + c_2^2 u^2(R_2) + c_3^2 u^2(R_3) + 2c_1 c_2 u(R_1)u(R_2) + 2c_2 c_3 u(R_2)u(R_3) + 2c_1 c_3 u(R_1)u(R_3) = [0.1 + 0.1 + 0.1]^2 \Omega = 0.09 \Omega$$

Claramente, resulta que si se desestimara dicha correlación, la forma tipo (i) de la 2.18 resultaría en $\{[0.1]^2 + [0.1]^2 + [0.1]^2\} \Omega = 0.03 \Omega$, una subestimación importante de la incertidumbre combinada total de R_o .

2.4.6 Incertidumbre expandida y factor de cobertura: A partir de [ISO/IEC Guide 98-1, 2009] y en puntos anteriores se buscó identificar y cuantificar las incertidumbres de las magnitudes de entrada a la medición, y expresarlas como un desvío estándar. La incertidumbre estándar combinada $u_c(y)$ es consecuentemente un desvío estándar y suponiendo que por el Teorema Central del Límite la combinación de distribuciones de todas las magnitudes convergen a una distribución normal, un desvío estándar (1σ) involucra aproximadamente 68% de los valores posibles del mensurando – a veces expresado como % ó nivel de confianza NC. En algunos casos y dependiendo de la aplicación se ha reconocido [ISO/IEC Guide 98-1, 2009] que es necesario expandir estas coberturas, siempre bajo las suposiciones anteriores, y llevarlas por ejemplo a 2σ (95.45%) o 3σ (99.73%). En estos casos se define lo que se conoce como *Incertidumbre Expandida (U)*, definida por:

$$U = k u_c(y) \quad (2.20)$$

donde k es el denominado factor de cobertura. Para las aplicaciones de curva de potencia será práctica habitual tomar un valor de k entre 2 y 3, dando un NC superior al 95%. A partir de esto, es posible expresar el resultado de la medición como $Y = y \pm U$, indicando que y es la mejor estimación del valor atribuible al mensurando Y , siendo además el intervalo entre $y-U$ e $y+U$ el que comprenderá una fracción NC de la distribución de valores razonablemente atribuibles a Y .

Capítulo 3 - Mediciones Meteorológicas

3.1 Medición de Intensidad y Dirección de Viento

3.1.1 Introducción:

En el punto 1.5. se discutió la importancia de la medición precisa de la intensidad del viento, dada su afectación cúbica en la expresión de potencia de una máquina eólica. La evolución temporal de la intensidad de viento es típicamente muy irregular. Como se muestra en la Figura 3.1 en pocos segundos su valor instantáneo puede apartarse bastante de la media $\langle V \rangle$. La velocidad instantánea es una *magnitud analógica*, entendiéndose por tal a una variación de cambios infinitesimales. En general tendremos, sin embargo, mediciones “discretas”, o sea muestras digitalizadas cada Δt segundos, constituyendo una serie de valores que aproximan la medición real.

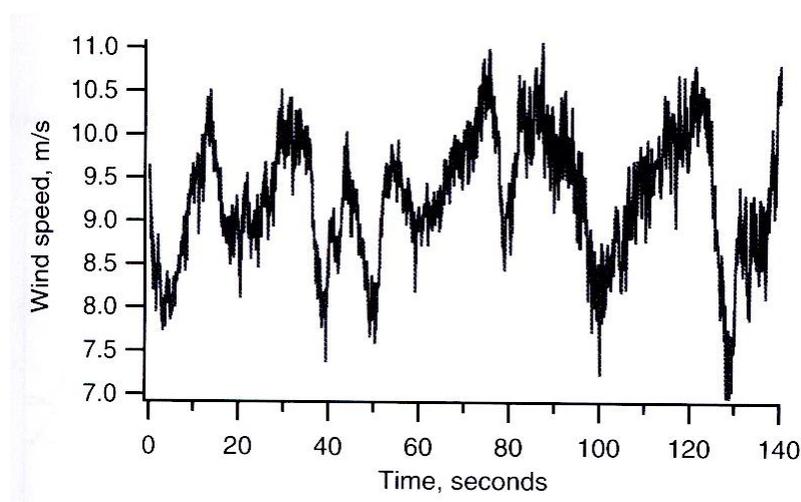


Figura 3.1 Representación analógica de la velocidad V de viento

3.1.2 Medición tradicional de intensidad de viento:

El tipo de transductor más utilizado para la medición de la intensidad V del viento es el anemómetro de copas o de copelas (**Figura 3.2**). Se trata de una rueda con piezas cóncavas de material liviano, de eje vertical. Su principio de funcionamiento es el de un *rotor de eje vertical con arrastre diferencial*, que se basa en la disímil resistencia al aire de las piezas cóncavas según su ubicación respecto a la dirección del viento. La velocidad de

giro del transductor tiene una relación aproximadamente lineal con la velocidad, y por lo tanto con la frecuencia de la señal eléctrica de salida.



Figura 3.2 Anemómetro de copas – MAX#40C de NRG

El anemómetro ilustrado es una unidad MAX#40C de la firma NRG de EE.UU. Es una unidad fabricada en Lexan, un plástico de alta resistencia y muy liviano, y se ubica en un rango intermedio de costo de usd 400 a usd 600 [NRG Systems, 2010]. Este tipo de anemómetro incorpora desde hace unos años una calibración de fábrica, y además se puede solicitar una calibración externa certificada por la red Measnet [Measnet, 2009]. La señal eléctrica es producida por un generador de imanes permanentes, y su rango de frecuencias típico es de 0-70 Hz. Con una ecuación de transferencia típica de $0.76 \cdot f + 0.4$ [m/s], una frecuencia máxima de 70 Hz indicará una velocidad de viento de 53.6 m/s, o sea unos 192 km/h.

En la Figura 3.3 puede observarse un anemómetro de mayor calidad de la firma Thies de Alemania, fabricado en aluminio anodizado (carcasa) y plástico reforzado con fibras de carbono (rotor), en el rango de costo de usd 1000 o superior (Thies, 2010). En este caso la señal generada es una onda cuadrada producida por un optoacoplador, con una ecuación de transferencia típica de $0.046 [m] \cdot f + 0.21 [m/s]$, lo cual da una frecuencia de 1082 Hz para 50m/s de viento. En campañas de medición se requiere una calibración externa certificada por la red Measnet [Measnet,2009].



Figura 3.3 Anemómetro de copas – Modelo 4.3351.10.000 de Thies

Las características de estos modelos son típicas de la mayoría de los anemómetros actuales, que generan pulsos de salida de un sensor óptico o un sensor de efecto Hall, o una salida de tensión alterna senoidal cuya información es la frecuencia, si bien se fabrican modelos para adquisición de una tensión analógica de salida. La salida proporcional a la frecuencia otorga una gran inmunidad a los ruidos.

La respuesta transitoria de los anemómetros de copela puede caracterizarse mediante una constante L [m]. Esta constante representa la longitud de la columna de aire que pasa en un tiempo T^* [s], tiempo de respuesta a la velocidad V_0 [m/s] de la columna, suponiendo un sistema de primer orden y un escalón de velocidad a $V_0 + \Delta V$. Esto puede verse en la Figura 3.4. La expresión de la constante de longitud es entonces $L = V_0 T^*$.

Una constante L reducida indica mejor respuesta en los cambios de la velocidad de giro Ω a las variaciones de V . Para instrumental de investigación se suele requerir L de 1m o menos. Valores típicos para medición son 3 a 5m. Como ejemplo, en el modelo indicado de Thies la hoja de datos especifica un L “inferior a 3m”.

Los principales errores en los anemómetros de copela surgen en la alinealidad para bajas velocidades de viento (típicamente errores superiores al 20% para 1m/s, dependiendo del instrumento), por efectos de fricción y los errores en la respuesta transitoria por sobrevelocidad, o efecto *overspeeding*.

Esto se debe a la diferencia en los coeficientes de arrastre $C_{w1,2}$ que producen una aceleración $+d\Omega/dt$ ante un escalón de viento mayor que la deceleración ante una caída de V . (Figura 3.4)

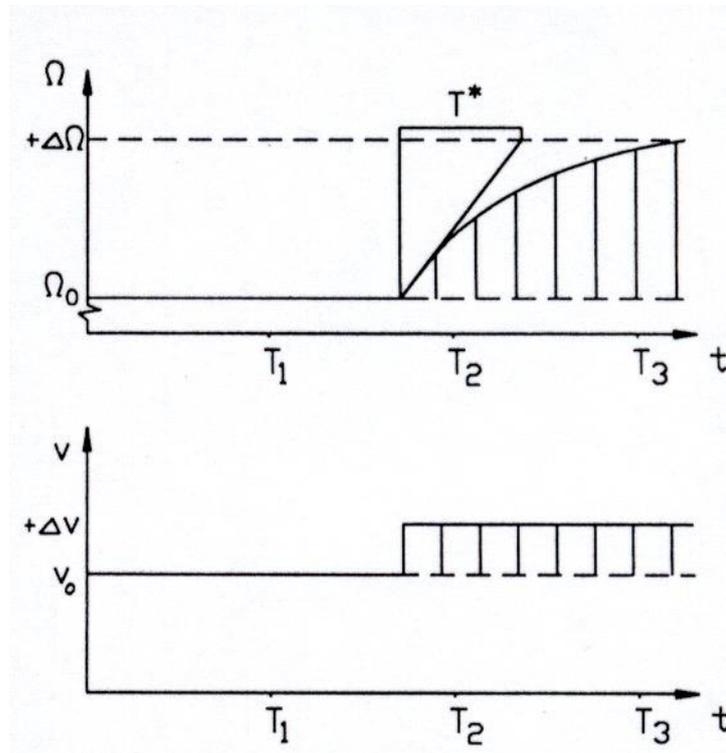


Figura 3.4 Respuesta transitoria del anemómetro (gent. DEWI)

Los instrumentos más utilizados son los de 3 o 4 copelas, y la elección del tipo de generador de señal depende en gran medida del circuito de adquisición que se utilice. Para aplicaciones en temperaturas extremas, se fabrican anemómetros con resistencias de calentamiento que evitan su inutilización en invierno. Esto se realiza con transformadores para aplicar 24 VCA a dichas resistencias [NRGSystems, 2010], y el sistema de alimentación de la estación es mucho más complejo.

Otros instrumentos utilizados para la medición de la intensidad de viento son los anemómetros de hélice, en una ó en tres dimensiones (muy especializados), los anemómetros de esfera de arrastre, los de alambre caliente (que actúan por enfriamiento convectivo al aumentar la intensidad de V) y los tubos de presión o de Pitot. Estos últimos suelen utilizarse para calibración de anemómetros de copela, en túneles especiales de viento. Los anemómetros ultrasónicos, de aplicación creciente son tratados en 3.1.5.-

3.1.3 Clasificación IEC de anemometría y certificación MEASNET: La medición de la velocidad o intensidad de viento tiene una importancia dada por la relación cúbica con la Potencia (ec. (1.1)), y se verá al tratar el tema de incertidumbres (5.3.3) que cualquier desviación afecta en forma determinante el error total en la determinación de la curva de potencia y en la evaluación del sitio para producción de energía eólica.

A fines de la década del '90 y tras una fuerte expansión inicial de la industria de aerogeneradores (sobre todo en Europa), surgieron diferencias importantes en calibración de mediciones anemométricas de varios institutos. Esto dio lugar al programa SITEPARIDEN, financiado por la Comunidad Europea, que detectó diferencias de hasta un 4% en mediciones [Albers, A., 2001] [Curvers, A y van der Werff, P.A.,2001]. A partir de estas conclusiones se generó un nuevo programa europeo CLASSCUP que tuvo como objetivos principales la cuantificación de los errores relacionados con las mediciones anemométricas, y desarrollar un sistema para la clasificación de dichos instrumentos [Pedersen, T.F.,2002]. El sistema de clasificación desarrollado a través de dicho programa es el que quedó plasmado en la norma IEC ([IEC61400-12-1,2005]) en sus Anexos I, J. Se basa en ensayos de características constructivas (respuesta dinámica – ver 3.1.2, fricción en rodamientos y respuesta angular / cambios en dirección de flujo respecto a la horizontal), y además en una clasificación operacional de terrenos de trabajo (A uniforme / cumple con Anexo B norma IEC, y B terreno complejo / no cumple con dicho Anexo). Los anemómetros se ensayan y clasifican para ambos tipos de terreno A y B.

Finalmente, el programa ACCUWIND [Dahlberg, Pedersen y Busche, 2006] llevó adelante ensayos utilizando dos modelos matemáticos de anemómetro de copelas, dos métodos de medición de coeficiente de torque, dos mediciones de respuesta angular e inclusión y exclusión de efectos de fricción en rodamientos. Las conclusiones y posterior medición sobre 5 anemómetros comerciales [Pedersen y otros / RISØ1556, 2006] utilizando los criterios de los Anexos I, J de IEC y la nueva metodología propuesta, se presentaron a mediados de 2006. La clasificación operativa del Anexo I de la norma, especifica que si el terreno es clase A (cumple Anexo B, terreno uniforme, no requiere calibración de sitio), y el anemómetro es clase k , entonces la incertidumbre operativa $u_{v2,i}$ (ver 5.3.3) puede derivarse de la expresión:

$$u_{v2,i} = (0.05m/s + 0.005U_i) \frac{k}{\sqrt{3}} \quad (3.1)$$

Como puede verse, la incertidumbre tiene una componente constante multiplicada por la clase, y además una componente que depende del promedio de velocidad de viento U_i .

Toda la expresión está multiplicada por el valor de clase k , por lo cual la incertidumbre crece a mayores valores de este parámetro (*class index* en inglés). En la Figura 3.5 se puede ver una tabla con el desempeño relevado por ACCUWIND en 5 anemómetros comerciales (caso más desfavorable, con fricción e inclinación), incluyendo los modelos NRG Max #40 (clase 2.4 en terrenos uniformes Clase A – Figura 3.6) y el Thies First Class (clase 1.5 idem, Figura 3.7) que se mencionaron en 3.1.2. Se muestran las gráficas de incertidumbre para dichas evaluaciones en terrenos Clase A/IEC (Figuras 3.6/3.7). El desempeño en terrenos no uniformes, como puede verse de la Figura 3.5, empeora significativamente en todos los modelos aunque menos en el Thies. En la tabla se agrega un estudio adicional de un Thies FC Advanced (TFCA) realizado por Deutsche Windguard (gent. Ammonit).

Summary ACCUWIND Study: Classification of TFCA by DW

Table 4-4 Classification of five cup anemometers according to IEC 61400-12-1 using a TRTC model with DEWI tilt data and with influence of friction

Classification IEC61400-12-1
 Model: TRTC + DEWI tilt response + with friction
 Horizontal wsp definition

Cup anemometer	Class A	Class B
NRG max 40	2.4	7.7
Risø P2546	1.9	8.0
Thies FC	1.5	2.9
Vaisala WAA151	1.7	11.1
Vector L100	1.8	4.5
Thies FC Advanced	0.9	3.0 Classification Deutsche Windguard

Figura 3.5 Resumen de Clasificación de 6 anemómetros comerciales realizada en el Programa ACCUWIND

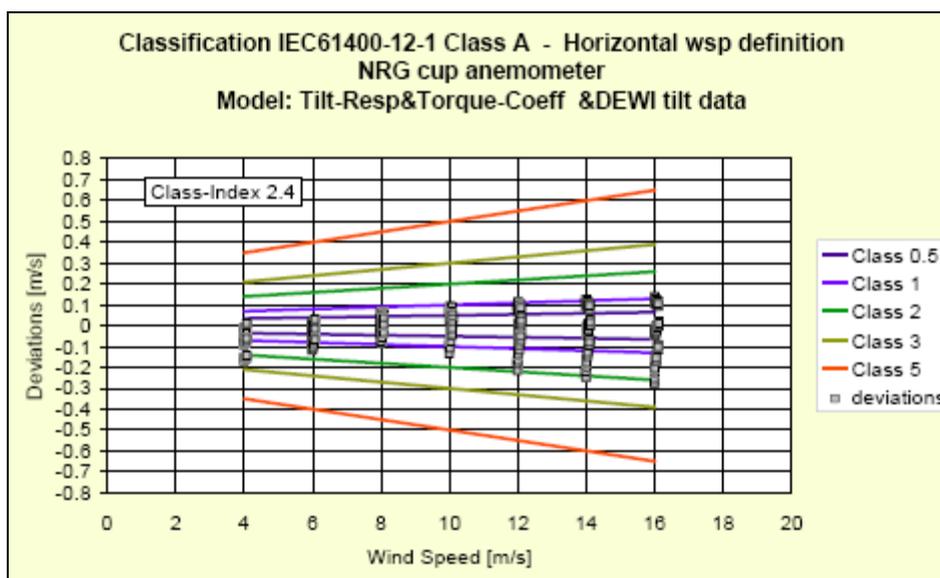


Figura 3.6 Una de las evaluaciones del NRG Max-#40 realizada en el Programa ACCUWIND (RISØ-1556) para terrenos uniformes Clase A/IEC.

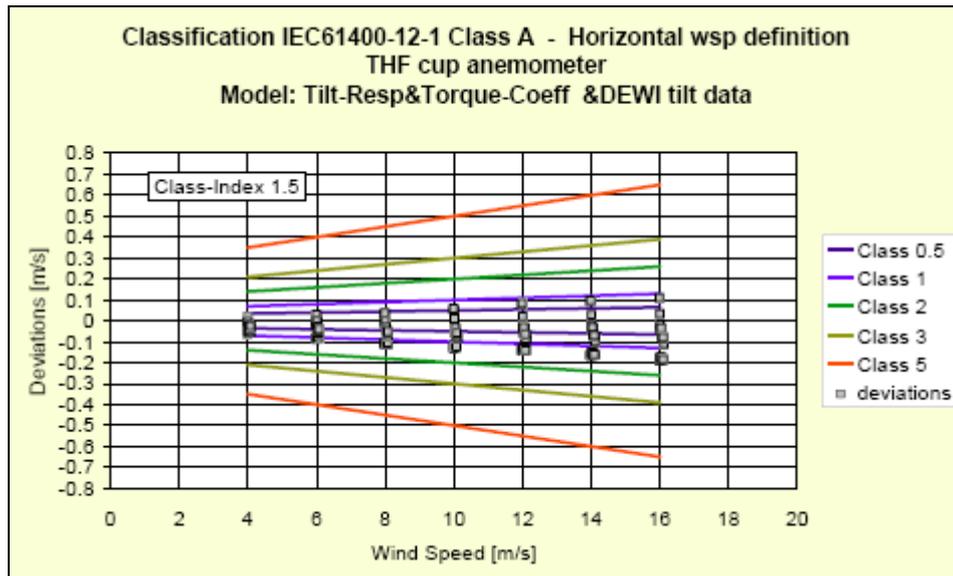


Figura 3.7 Una de las evaluaciones del Thies FC realizada en el Programa ACCUWIND (RISØ-1556) para terrenos uniformes Clase A/IEC

Por otro lado, la red MEASNET (*International Network for Harmonised and Recognised Measurements in Wind Energy* - www.measnet.org) es una cooperación de empresas y organismos involucrados en la energía eólica, que comparten la búsqueda de asegurar mediciones de alta calidad, interpretación uniforme de estándares y recomendaciones y el intercambio de ensayos y resultados. Con sede actual en Madrid, España, MEASNET realiza desde 1994 sus “Round Robin Tests” o comparaciones de calibración entre laboratorios [MEASNET,2009(b)], que han contribuido en forma considerable a la confiabilidad y repetibilidad de los ensayos. El procedimiento desarrollado por MEASNET fue incluido como Anexo F – Normativo (*Cup anemometer calibration procedure*) en la norma IEC 61400-12-1 de 2005, que establece requerimientos para el túnel de viento, instrumental, análisis de datos, incertidumbre y formato de reporte en las calibraciones de anemómetros de copelas. Adicionalmente, MEASNET requiere a todos los laboratorios miembros que cumplan con la certificación de calidad ISO 17025 [ISO/IEC17025,2005]. La mayor parte de los estudios de viento para proyectos de envergadura requieren anemómetros con certificación de calibración MEASNET. No hay aún en nuestra región entes que puedan certificar esta normativa, por lo cual el costo de recalibración del instrumental es muy elevado.

3.1.4 Medición de dirección de viento:

Para medir la dirección del viento (la convención usual de la OMM es la dirección desde dónde viene el viento) se utiliza comúnmente una veleta con salida analógica (a través del cursor de un potenciómetro) o digital (típicamente con una codificación Gray de 8 bits, y corrección de errores). Los modelos más nuevos de salida analógica utilizan potenciómetros de plástico conductivo, que otorgan una vida útil extendida de aproximadamente $50 \cdot 10^6$ revoluciones [NRGSystems, 2010], o potenciómetros duales. Valores típicos son potenciómetros de 10Kohm con un rango de 352° y un error de linealidad mejor que 1%. (Figura 3.8 – der.) La pequeña zona muerta requiere en general alguna compensación por software. Asimismo, el valor promedio calculado en software es de tipo vectorial.

También se fabrican veletas especiales para el control de dirección del viento de máquinas eólicas. Estas veletas suelen incorporar un interruptor óptico o un *microswitch* en toques de $\pm 10^\circ$, que permiten iniciar el desvío actuando con el motor azimuthal por parte del control supervisor. También tienen la capacidad de ubicar a la máquina a 90° fuera de la dirección del viento.



Figura 3.8 (Izq) De Izq. a Der. : Anemómetro, Piranómetro (radiación solar), Sensor de Temperatura, Data Logger (Registrador), Sensor de Presión Atmosférica y Veleta (Ammonit GmbH) - (Der) Veleta Thies First Class

3.1.5 Medición simultánea de velocidad y dirección de viento- anemómetros de ultrasonido: Los anemómetros de ultrasonido miden la velocidad del viento en base al tiempo de transporte (*time of flight*) de pulsos de sonido entre pares de transductores. Esta configuración de a pares permite medir la velocidad en flujos de una, dos y 3 dimensiones. La resolución espacial está dada por la longitud del camino entre los sensores, típicamente de 10 a 20cm. En la Figura 3.9, el sistema mide los tiempos T_1 (transición de pulso desde transductor izquierdo a derecho) y T_2 (camino inverso).

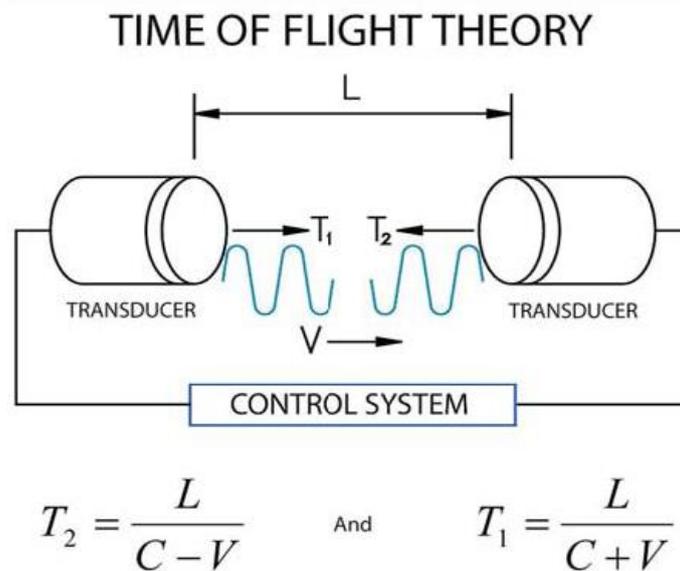


Figura 3.9 Principio de funcionamiento de anemómetro ultrasónico (Gill Instruments)

La velocidad del sonido en el aire depende de la temperatura, presión y contaminantes suspendidos (polvo, niebla). A efectos de obtener la velocidad del aire V entre los transductores, cada transductor funciona alternativamente como transmisor y receptor, de modo que los pulsos de ultrasonido viajan en ambas direcciones. La velocidad del aire se calcula a partir de los tiempos medidos según:

$$V = \frac{L}{2}(T_1^{-1} - T_2^{-1}) \quad (3.2)$$

La velocidad del sonido efectiva, a partir de la cual se puede derivar la temperatura del aire, resulta similarmente a partir de los tiempos T_1 y tiempos T_2 :

$$C = \frac{L}{2}(T_1^{-1} + T_2^{-1}) \quad (3.3)$$

Realizando un arreglo mecánico de hasta tres pares de transductores en tres ejes distintos, se puede obtener la velocidad del flujo de aire en tres dimensiones, junto con la dirección y la inclinación del flujo. Una distribución típica de ejes se muestra en la Figura 3.10. Este tipo de equipo (Gill Instruments WindMaster Pro) puede medir velocidades de viento hasta 65 m/s en los tres ejes (U,V,W), con una resolución de 0.1 m/s, dirección con resolución de 0.1 °, Temperatura (-40 a +70 °C) y Velocidad del sonido (de 300 a 370 m/s). La velocidad de muestreo es de hasta 32 Hz [Gill Instruments, 2011]

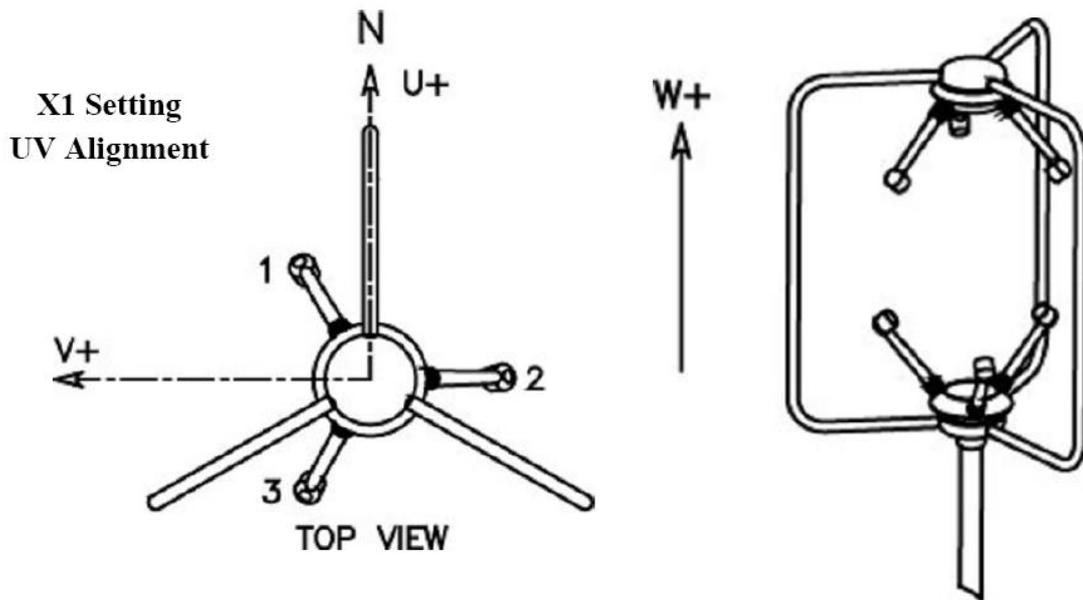


Figura 3.10 Distribución de ejes en anemómetro ultrasónico tridimensional (Gill Instruments)



Figura 3.11 (izq) Anemómetro Gill R3 del CAS, Universidad de Manchester, (der.) Anemómetro R M Young 81000

En la figura 3.11 puede apreciarse uno de los equipos ultrasónicos utilizados en el Center for Atmospheric Science de la Universidad de Manchester [CAS-UM, 2012] y un equipo similar fabricado por la firma RM Young de Estados Unidos [RM Young, 2012].

Debido a la alta sensibilidad de las mediciones, las mismas se verán afectadas por pequeñas distorsiones de flujo causadas por los soportes. Hay muchos diseños del cabezal que reflejan la intención de reducir estas distorsiones. Asimismo, dada la complejidad interna (la mayoría de estos anemómetros tiene un microcontrolador integrado), es posible realizar correcciones de flujo de acuerdo a la dirección. Asimismo, la presencia del microcontrolador permite que las salidas sean analógicas (ej 0-5 V o 4-20 mA) o directamente digitales en RS232 o RS422/485 hasta 56700 baud. Muchas unidades incorporan asimismo hasta 6 entradas analógicas de alta precisión para medir sensores de temperatura, humedad, etc cuyos valores son enviados en el canal digital de salida. El estándar de calibración de anemómetros ultrasónicos es el ISO 16662 [ISO16662, 2002] y muchos fabricantes ofrecen este tipo de calibración en sus instrumentos.

Los anemómetros de ultrasonido pueden trabajar en la mayoría de las condiciones atmosféricas, aunque la lluvia intensa puede afectar la calidad de los datos debido al efecto sobre los pulsos de sonido. Adicionalmente, se suele incorporar una protección contra hielo similar a la que se utiliza con los anemómetros de copa, con alimentación de 24 V. En sistemas muy críticos para temperatura extrema, ej aeropuertos, estos sistemas de calefacción pueden tener potencias de hasta 110 W. En la Figura 3.12 pueden observarse modelos 2D para temperatura extrema de Metek, Alemania [METEK, 2012], con 55 W de calefactor, y de RM Young (USA) [RM Young, 2012].



Figura 3.12 (izq) Anemómetro 2D METEK uSonic2 Heavy Duty, 55W (der.) Anemómetro 2D R M Young 85000

3.1.6 Medición remota de velocidad y dirección de viento- SODAR y LIDAR: La evolución más reciente de las mediciones de intensidad y dirección de viento remite a los equipos de sensado remoto o “wind profilers” tipo SODAR (SONic Detection And Ranging) o LIDAR (LIght Detection And Ranging). Los primeros utilizan la emisión de ondas acústicas del orden de 1 a 4 kHz y su deriva Doppler para estimar la velocidad de viento a alturas de hasta 2 km. Los segundos son más costosos, y se basan en principios similares pero con emisión de ondas continuas o pulsadas de luz a través de láseres.

3.1.6.1 Equipos SODAR: Los sistemas SODAR (también conocidos como radares acústicos) operan a través del envío de un pulso acústico hacia la atmósfera y posteriormente la recepción de una señal de rebote. En este sentido es similar al anemómetro de ultrasonido, a excepción de que hay un solo emisor y un solo receptor. En general, es necesario analizar tanto la intensidad como el corrimiento Doppler de la frecuencia de la señal recibida, a efectos de determinar velocidad y dirección del viento a determinada altura. La altura a la que pueden trabajar puede ser de varios centenares de metros, siendo mas favorables los sitios de bajo ruido ambiental y moderada a alta humedad relativa [de Noord, Curvers y otros, 2005] . Los SODAR tienen rangos de altura reducidos en zonas desérticas, debido a que la atenuación del sonido es mayor en aire seco.

La investigación relativa a la dispersión y rebote acústico comenzó hacia 1950, y alrededor 1970 se ensayaron los primeros sistemas como prototipos científicos. Uno de los primeros sistemas tipo “*acoustic sounders*” comerciales fue el Modelo 300 desarrollado por la empresa AeroVironment de California, USA hacia 1974. En la década del '80 aparecieron los SODAR digitales como el *SES Echosonde*, y un modelo similar de Radian Corp. Otras empresas como Scintec de Alemania, Atmospheric Research de Australia, Remtech de Francia y la mencionada Metek [METEK, 2012] fabricaron sucesivas evoluciones de productos SODAR. La especialización más reciente ha dado lugar [López Álvarez y otros, 2007] al desarrollo de los SODAR clásicos para aplicaciones aeronáuticas o de simulación, de frecuencias bajas para alcances hasta 1000 m, y los MiniSODAR orientados al estudio del recurso eólico, en frecuencias entre 2.5 y 4 kHz y hasta 200 m de altura. Otra clasificación posible es en lo relativo a los dispositivos utilizados para emitir y recibir, en *monostáticos* (único dispositivo emite y recibe) y *bistáticos* (múltiples receptores y emisores). La gran mayoría de los miniSODAR son del

tipo monostático, por su mayor sencillez de producción. Por último, los dispositivos de matriz de antenas (*phased array*) parecen imponerse en modelos recientes a los dispositivos de tres antenas, mucho más voluminosos y complicados de transportar. En la Figura 3.13 puede verse el principio de funcionamiento de dicha matriz.

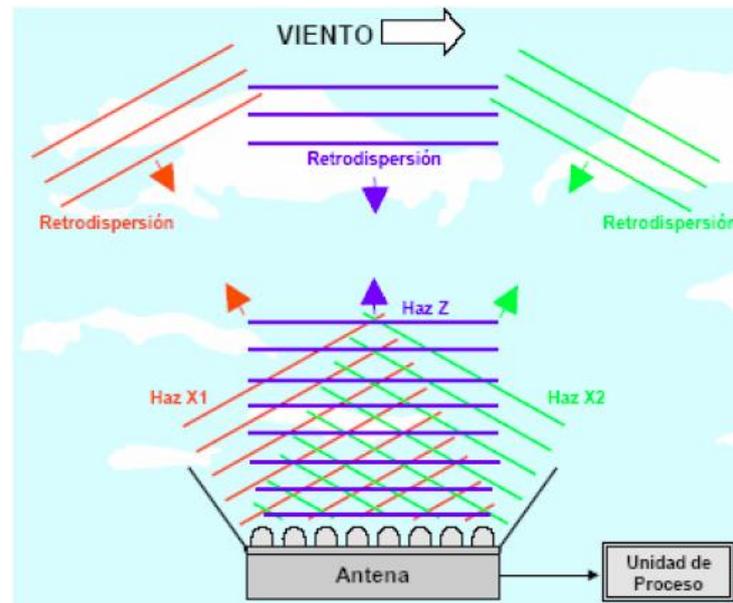


Figura 3.13 Principio de funcionamiento del SODAR de matriz de antenas (*Phased array*) – Fuente: Scintec

En cuanto a los resultados de operación, [López Álvarez y otros, 2007] presentan una interesante recopilación de experiencias con miniSODAR orientadas a relevamientos eólicos, principalmente en Europa desde 1999 en adelante. Entre sus conclusiones principales, puede resumirse lo siguiente:

- El SODAR es un sistema móvil, de costo comparativamente bajo para el relevamiento de alturas por encima de 100 m, que resulta útil para relevamientos eólicos en terrenos llanos y complejos.
- Su configuración y la preparación de la campaña de mediciones no es trivial, y requiere de operación con conocimientos y experiencia.
- Tiende a subestimar los valores de viento, en una proporción baja (0.98 a 0.995) pero que debe ser tomada en cuenta, y es dependiente del tipo de terreno. Asimismo, la disponibilidad de los datos se reduce con la altura y mayor velocidad de viento.
- Su funcionamiento no es satisfactorio en condiciones de precipitación, y un filtrado y calibrado previo (con una antena existente, no es posible calibrarlos en túneles) es imprescindible.
- Los equipos de frecuencia mayor (en general los miniSODAR) son menos influenciados por el ruido ambiental.

El Anexo C “*Alternative Wind Measurement Procedure*” de [MEASNET,2009(a)] presentar recomendaciones de la organización MEASNET para preparar y llevar adelante mediciones tanto con SODAR como con LIDAR, las cuales resultan de gran utilidad. A nivel local, finalmente, dos equipos miniSODAR de la firma Scintec de Alemania fueron adquiridos a mediados de 2011 por ENARSA (Energía Argentina S.A.) con capacidad de relevamiento de hasta 500 m de altura. Los equipos, del tipo *phased array* de 8x8 elementos, son configurados con asesoramiento del CREE (Centro Regional de Energía Eólica) por el equipo dirigido por el Dr. Pablo Zagorodny del Programa Vientos de la Patagonia.



Figura 3.14 Equipos SODAR Scintec de matriz de antenas (*Phased array* adquiridos por ENARSA en 2011).

3.1.6.2 Equipos LIDAR: El LIDAR es también un sistema de sensado remoto pero basado en principios ópticos. Trabaja enviando un haz de láser (continuo o pulsante) hacia la atmósfera y midiendo la radiación dispersa recibida por el instrumento. Sus aplicaciones han sido múltiples sobre todo sismología, geología y en aeronavegación, pero su aplicación a medición de viento es bastante mas reciente que el SODAR: uno de los primeros estudios comparativos de un LIDAR ZephIR (entonces prototipo) con torres anemométricas convencionales fue publicado en 2004 [Smith y otros,2004]. Los LIDAR pueden utilizar radiación en las regiones infrarrojo, visible o ultravioleta, cada una con aplicaciones específicas. Los LIDAR de pulsos pueden tener alcances de decenas de kilómetros. Para aplicaciones de eólica se utilizaron los CW (continuous wave) como el ZephIR comercializado por Natural Power y Campbell Scientific, aunque desde 2008 se comenzaron a comercializar equipos de láser pulsante específicos para relevamiento eólico como el WindCube v2 del consorcio NRG-Leosphere. Ambos equipos, incluyendo la versión comercial ZephIR300, pueden verse en la Figura 3.15.



Figura 3.15 (arriba -izq) LIDAR cw ZephIR300 comercial / (arriba-der) LIDAR ZephIR de Natural Power, (abajo) LIDAR pulsante WindCube v2 de NRG Systems - Leosphere

El equipo ZephIR 300 trabaja por emisión de un haz láser infrarrojo que ilumina aerosoles naturales (polen, polvo, gotas), y mide las desviaciones de frecuencia doppler del haz dispersado recibido. Tiene un rango de medición de 10 a 200 m de altura (hasta en 10 niveles), un peso de 55 kg y un consumo de 69 W desde una fuente de 12Vcc. Tiene un rango de medición de 1m/s a 70 m/s, con una incertidumbre de 0.5 %, y en dirección de 0.5 °, escaneando hasta 50 puntos por segundo. A la fecha (2012) ha sido probado en 450 emplazamientos.

El LIDAR WindCube v2 es también un equipo liviano (pesa solamente 45kg) que puede producir datos de muy alta precisión en distintas ubicaciones. Tiene múltiples opciones de comunicación (incluso la red *Iridium satellite*), y un gabinete para intemperie tipo IP67. El WindCube v2 utiliza cuatro haces láser radiales y uno vertical, para tomar datos de viento horizontal, vertical, turbulencia y dirección en un rango de 40 hasta 200m de altura y en hasta 12 niveles simultáneamente, con una incertidumbre inferior a 0.1m/s en intensidad

(de 0 a 60m/s) e inferior a 2° en dirección. Su consumo eléctrico a partir de una fuente de continua de 24Vcc o alterna de 110 a 240Vca es de 45W. La validación de los datos de ambos equipos ha sido extensa. En la figura 3.16 pueden compararse los resultados de medición realizados por DEWI en la plataforma offshore FINO1, a la izquierda en la primera campaña con el ZephIR LIDAR versus anemómetro a 103 m de altura, durante 2006 (Kindler et al, 2007). A la derecha el mismo resultado comparando un LIDAR WindCube entre 2009 y 2010 con anemómetro a 90 m de altura (Westerhellweg et al, 2010) para la misma plataforma offshore. En ambos casos se observa una excelente correlación comparando los LIDAR con los instrumentos de referencia.

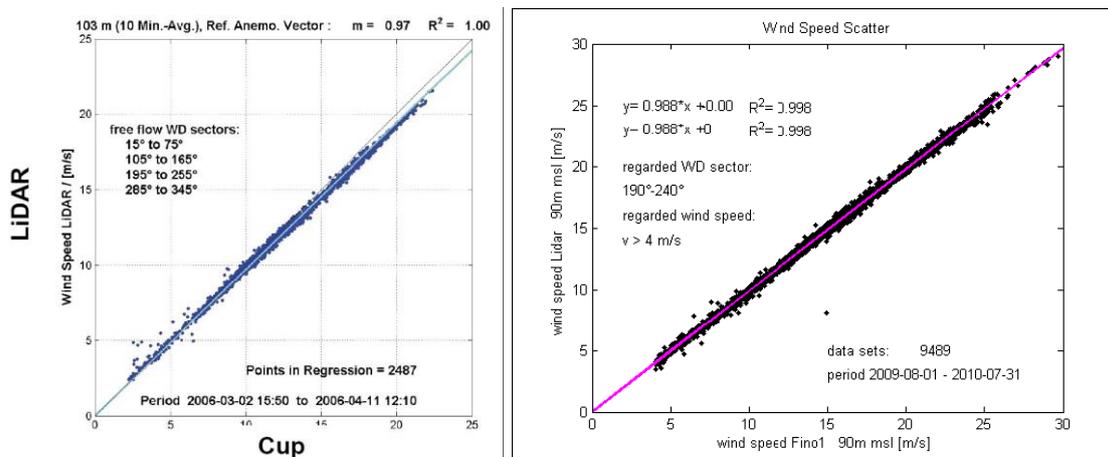


Figura 3.16 (izq) Validación de LIDAR ZephIR de Natural Power en plataforma FINO1/Offshore (DEWI-2006) , (der.) validación LIDAR pulsante WindCube v2 de NRG/ Leosphere en FINO1 (DEWI 2010) -

En [Lang y McKeogh,2011] se muestran resultados comparativos de mediciones llevadas adelante entre dos ZephIR LIDAR y un SODAR AQ500 de AQSystems (Suecia), también en comparación con anemómetros de copelas de referencia, en el campo de pruebas del National Engineering Laboratory (NEL) cerca de Glasgow, Escocia (Reino Unido).

3.1.6.3 Comparación de costos SODAR y LIDAR con sistemas convencionales: Tanto los sistemas SODAR como los LIDAR son tecnologías en permanente evolución, de un costo elevado inicial respecto a los sistemas convencionales, pero que sobre todo al implementar mediciones por encima de los 60 m de altura permiten resolver muchos problemas. Se considera probable que ambas tecnologías compitan fuertemente con las torres de medición e instrumental tradicional (como el de esta tesis) en el corto plazo. A modo de comparación, se incluyen en Tabla 3.1 los costos de sistemas convencionales (A) para distintas alturas, y en (B) los costos más recientes cotizados para instrumental SODAR y LIDAR (Figura 3.17). Resulta notorio que para alturas importantes (sobre todo

por encima de 60 m de altura), los costos de cada torre e instrumental (provisión e instalación) alcanzan valores comparables a los de las nuevas tecnologías.

Costos de Torres (A)		
Item (Fuente)	Costo de provisión (usd + IVA)	Instalación (usd + IVA)
A.1 Torre reticulada de 12m (INTI - 2011)	913 + iva 10.5%	300 + iva 21%
A.2 Torre reticulada de 18m (INTI - 2011)	1370 + iva 10.5%	450 + iva 21%
A.3 Torre completa rebatible NRG Now 60m 3 niveles + logger (ADPSJ, 2008)	25000 + iva 10.5%	4000+ iva 21%
A.4 Torre completa 60m - medición (Boquet y otros, 2010)	20250 + VAT (<i>depende de país</i>)	9450 + VAT
A.5 Torre completa 80m - medición (Boquet y otros, 2010)	54000 + VAT	27000 + VAT

Costos de Equipos (B)		
Item (Fabr./hmax) (Fuente)	Costo de provisión (usd + IVA)	Instalación (usd + IVA)
B.1 SODAR Fulcrum 3D (Au/200m) (Dr. Mattio, 2014)	48000 + impuestos	Costo instalación a/det. + usd 4500 / año data processing
B.2 SODAR RemTech PA-XS (Fr/400m) (INTI, 2013)	91440 + iva 10.5%	a/det.
B.3 LIDAR SpiDar (Pentalum/Isr) (INTI, 2013)	162000+ iva 10.5%	a/det.
B.4 LIDAR WindCube (Leosphere, Fr) (INTI, 2013)	342500 + iva 10.5%	a/det.

Tabla 3.1 Tablas de Costos, comparando sistemas convencionales (A) y sistemas SODAR/LIDAR (B)

Nota (A.1, A.2) - Presupuestos obtenidos por INTI - Neuquén 2011 llevado a tipo de cambio constante.

Nota (A.3) - Presupuestos obtenidos por la Fundación Agencia de Desarrollo P.San Julián, 2008

Nota (A.4, A.5) - Valores citados en [Boquet y otros, 2010] DEWI Magazin - VAT designa siglas del IVA.

Nota (B.1) - Presupuesto Fulcrum provisto por Dr. Héctor Mattio, 06/2014.

Nota (B.2, B.3, B.4) - Presupuestos obtenidos por INTI -Neuquén en 2013



Figura 3.17 (izq) SODAR Fulcrum 3D fabricado en Australia, y (der.) SODAR RemTech PA-XS, producido en Francia.

3.2 Mediciones de Presión Atmosférica y Temperatura

La segunda magnitud de importancia en lo que respecta a la potencia de la máquina eólica (ver 1.1) es la densidad ρ [kg/m³] del aire. Se vio que su relación es lineal con la potencia y que puede utilizarse la expresión (1.2) para relacionarla con magnitudes meteorológicas mensurables:

$$\rho = \frac{B}{RT} \quad \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] \quad B \equiv \text{Presión [hPa]}; R \equiv \text{constante de los gases} \quad (1.2)$$

y T \equiv Temperatura en ° K

3.2.1 Medición de presión atmosférica

Si bien es común utilizar para medir presión atmosférica la columna de mercurio, basada en el principio de Torricelli, al realizar mediciones automáticas se recurre a algún sensor más adecuado. Por ejemplo, para mediciones de precisión se utiliza un sensor tipo *caja aneroide*. Se trata de una caja o tubo de paredes finas y deformables, de cobre-berilio, parcialmente al vacío. Las variaciones de presión externa **B** se transmiten con buena precisión en deformaciones de las paredes de la caja.

Como ejemplo citamos al *Digital Baro transmitter* de Thies-Clima (Alemania), que tiene un rango de presiones absolutas entre 914 y 1113 hPa, y una incertidumbre de ± 0.5 hPa. Se trata de una unidad que puede trabajar a temperaturas entre 0 y 50 °C. El instrumento cuenta con una salida analógica tipo 4-20 mA y un display de LED apto para un panel.

Digital Baro transmitter

Indicating measurement instrument with analogue output to determine the atmospheric pressure. An aneroid capsule with inductive displacement pickup serves as a sensor. The sensor signal is amplified electronically and displayed digitally on a LED-display. The current output is available for the connection of electronic recording and control instruments.



Order No.		
3.1159.00.040	Electr. output	0 ... 20 mA
.041		4 ... 20 mA
	Load	≤ 250 ohm
	Measuring range	913,3 ... 1113,3 hPa
	Accuracy	$\pm 0,5$ hPa (at NN)
	Display	4½ -digit, LED red
	Resolution	0,1 hPa



Figura 3.18 Transductor Digital Baro Transmitter de Thies / Alemania con Display

El avance de la tecnología de semiconductores ha facilitado la construcción de sensores de presión micromecanizados, cuyo costo puede ser inferior al de los clásicos de caja aneroide, y en algunos casos su desempeño es superior. El B-278 de Thies (Figura 3.8) con una salida de 0-5 V e incertidumbre inferior a ± 0.3 hPa está adaptado especialmente para su utilización en sistemas de adquisición de datos.

Baro Transmitter B-278-1/2 T

Baro transmitters measure the barometric ambient pressure and emit the measured value as an electrical voltage value. Owing to its low current consumption, it is particularly suitable for use in combination with data loggers. To be mounted preferably in data logger systems.

Order No.		
3.1158.00.075	Measuring range	800 ... 1060 hPa (B-278-1T)
3.1158.10.075		600 ... 1060 hPa (B-278-2T)
B- 278-1T	Accuracy @ 20°C	$\pm 0,3$ hPa
	Linearity	$\pm 0,25$ hPa
	Hysteresis	$\pm 0,03$ hPa
		$\pm 0,5$ hPa
B- 278-2T		$\pm 0,4$ hPa
		$\pm 0,05$ hPa
	Resolution	0,01 hPa
	Long-term stability	± 0.1 hPa/year
	Electr. output	0 ... 5 V DC
	Operating voltage	9,5 - 28 VDC (3 mA)
	Connectoin	5 pole screw clamp
	Ambient temperature.	-40 ... +60 °C
	Dimension	61 x 91 x 25 mm
	Weight	0,14 kg



Figura 3.19 Trasductor B-278 Baro Transmitter de Thies

Una versión de menor costo, que incluye acondicionamiento de señal para una salida de 0-5V es el BP-20 de NRG Systems. Su incertidumbre previo a la calibración es de ± 15 hPa, aunque las unidades se suministran con certificado de calibración interna de fábrica, con instrumental de trazabilidad NIST. Es el sensor utilizado en los ensayos con METEO del INTI en Cutral-Có (Capítulo 6).



Figura 3.20 Trasductor BP-20 de NRG Systems (EEUU)

3.2.2 Medición de Temperatura

Hay una gran variedad de sensores utilizables para mediciones automáticas de temperatura. Las resistencias NTC (*Negative Temperature Coefficient*) suelen tener una transferencia fuertemente alineal aunque su costo es reducido y existen actualmente versiones con excelente repetibilidad en los reemplazos (1 a 2%).

Para mejor precisión se prefieren las resistencias PTC construidas con alambre de platino, de altísima linealidad, denominadas genéricamente Pt100. También suelen construirse en base al mismo principio sensores integrados con salida analógica, por ejemplo de 4 a 20 mA o 0-10V. El modelo 2.1280.00.141/161 de Thies-Clima (Figura 3.10) tiene una salida de éste tipo, con una incertidumbre de ± 0.3 °C. El rango de trabajo es de -30 a 70 °C. En general, se proveen con algún tipo de abrigo meteorológico que inhibe su enfriamiento por corrientes convectivas o su calentamiento por radiación directa.

Model Brief Description	Order No.	Technical Data	
<p>Temperature-Sensor compact</p> <p>Electrical measured value receiver to measure the ambient temperature. The measured value is emitted as a resistance value in accordance with IEC 751 resp. as an analogue voltage or current signal.</p>	2.1280.00.xxx .000 .141 .161	<p>Electr. output Pt 100 (IEC 751) 4 ... 20 mA 0 ... 10 V Measuring range - 30 ... + 70 °C Time constant 20 s (90 %) Ambient temp. - 40 ... + 80 °C Operating voltage I-output 12 - 30 V DC U-output (10 V) 24 V DC \pm 10 % Int. power consump. approx. 5 mA (10 V) Cable 5 m long Dimension \varnothing 20 x 138 mm Weight 0,35 kg</p>	
<p>Protective Basket with Gauze (not depicted)</p> <p>This hood is placed over the sensor and protects the measurement element from coarse dirt.</p>	1.1005.54.901		
<p>Protective Basket made of metal (not depicted)</p> <p>This basket is placed over the sensor and protects the measurement element from high wind speed (> 5 m/s) and increased dust. A necessity for sensors in use in exposed areas, eg., in marine climates.</p>	1.1005.54.902		
<p>Weather and Radiation Protection Case, compact</p> <p>Protective case for the preceding temperature sensor compact for installation out-of-doors. This case essentially eliminates the influence of weather and radiation errors which affect the measurement result.</p>	1.1025.55.00x .10x .xx0 .xx1	<p>without Ventilator with Ventilator Clamping Material Mounting Cable Dimension Weight</p> <p>12 V DC; 2,5 W \varnothing 35 ... 50 mm \varnothing 55 ... 60 mm syn. laminations, white non-corroding holder 5 m, for model ...10x \varnothing 120 x 270/290 mm 0,75 kg</p>	

Figura 3.21 Trasdutor basado en Pt100 de Thies / Alemania

Finalmente, se pueden utilizar sensores semiconductores integrados de menor costo, aunque se fabrican algunos de precisión aceptable para aplicaciones eólicas. Tal es el caso del sensor 110S de NRGSystems (Figura 3.11), que tiene una salida analógica de 0-2.5V y un rango de -40 a +52 °C, con una incertidumbre máxima de +/-1.1 °C. Es el sensor utilizado en los ensayos con METEO del INTI en Cutral-Có (Capítulo 6).



Product Specifications
 Product #: 1906
<http://www.nrgsystems.com/sitecore/content/Products/1906.aspx>

Date: 12/7/2012



NRG #110S Temperature Sensor with Radiation Shield

Durable integrated circuit temperature sensor provides a high level voltage output signal. Ideal for collecting temperature data for energy density calculations and monitoring air temperature at remote sites.

SPECIFICATIONS

Sensor type	Description integrated circuit temperature sensor with six plate radiation shield
Applications	<ul style="list-style-type: none"> • wind resource assessment • meteorological studies • environmental monitoring
Sensor range	-40 °C to 52.5 °C (-40 °F to 126.5 °F)
Instrument compatibility	all NRG loggers
Signal type	Output signal linear analog voltage
Transfer function	Temp = (Voltage x 55.55) - 86.38 °C [Temp = (Voltage x 100) - 123.5 °F]
Accuracy	<ul style="list-style-type: none"> • offset is +/- 0.8 °C (1.4 °F) maximum • nonlinearity is +/- 0.33 °C (+/- 0.6 °F) maximum • total error +/- 1.1 °C (2 °F) maximum
Electrical time constant	250 µs
Output signal range	0 V to 2.5 V DC

Figura 3.22 Trasdutor 110S de NRG Systems / EEUU

Capítulo 4 - Aspectos estadísticos de la medición de viento

4.1 Promedios y desvío estándar de intensidad de viento

4.1.1 Descripción estadística del viento:

El funcionamiento de una máquina eólica depende de un recurso esencialmente aleatorio, como es el viento. Su producción energética, los requerimientos del control y por supuesto su emplazamiento adecuado dependen de una descripción probabilística del viento esperado. Por ello es importante conocer los elementos básicos de éstas descripciones, y su aplicabilidad a casos concretos.

4.1.2 Media anual de viento: La medida más usual de la intensidad del viento es la media anual en un sitio, denotada $\langle V \rangle$ [m/s] en la mayoría de las publicaciones. Su definición estricta es la *esperanza matemática de la función de variable aleatoria v* , dada por:

$$\langle V \rangle = \int_0^{\infty} v f(v) dv \quad (4.1)$$

donde $f(v)$ es la distribución de probabilidad.

En general la distribución de probabilidad del viento, o *función densidad de probabilidad $f(v)$* no es conocida para el lugar particular donde se mide, y es necesario determinar una aproximación mediante una serie temporal de mediciones.

La experiencia muestra [Molly90 y otros] que las distribuciones experimentales de viento pueden ajustarse bastante bien con una distribución de Weibull-II, según la fórmula:

$$f_w(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A} \right)^k} ; A = \text{factor de escala [m/s]}, k = \text{factor de forma []} \quad (4.2)$$

La distribución indicada tiene dos parámetros, siendo común en algunas publicaciones denotar con c ó C al factor de escala que hemos llamado A . El factor de forma k define una exponencial decreciente cuando es igual a la unidad. En la Figura 4.1 puede verse la función $f_w(v)$ para distintos valores de k y una velocidad media $\langle V \rangle$.

La probabilidad de que el viento para ésta distribución esté entre dos valores V_x y V_y está dada por la *probabilidad acumulativa equivalente*:

$$P(V_x \leq V \leq V_y) = \int_{V_x}^{V_y} f_w(v) dv = e^{-\left(\frac{V_x}{A}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_y}{A}\right)^k} \quad (4.3)$$

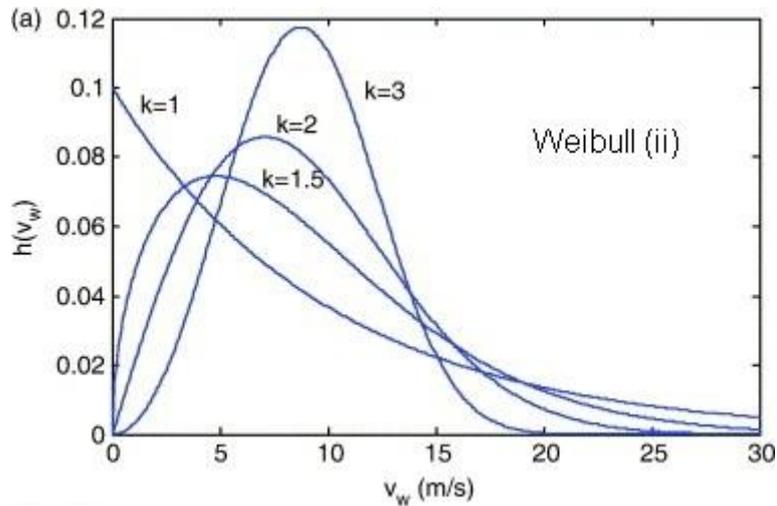


Figura 4.1 Distribución de Weibull – ii para distintos valores de k

donde se usa la función $F(V) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^k}$ que cumple $dF(V) / dv = f_w(v)$.

Para el cálculo de la media $\langle V \rangle$ [m/s] con $f_w(v)$ se puede reemplazar la expresión de la siguiente manera:

$$\langle V \rangle = \int_0^{\infty} v \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} dv \quad (4.4)$$

y utilizar el cambio de variable $z = \left(\frac{v}{A}\right)^k$ para escribir:

$$\langle V \rangle = \int_0^{\infty} \left(Az^{\frac{1}{k}}\right) e^{-z} dz = A\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (4.5)$$

donde se ha utilizado la función gamma usual (disponible en planillas de cálculo), definida por:

$$\int_0^{\infty} z^{x-1} e^{-z} dz = \Gamma(x) \quad \text{Función gamma} \quad (4.6)$$

La función de distribución de Rayleigh es un caso particular de la de Weibull, con $k=2$, en cuyo caso la media es:

$$\langle V \rangle = A\Gamma\left(1 + \frac{1}{2}\right) = A\frac{\sqrt{\pi}}{2} \quad [\text{m/s}] \quad (4.7)$$

Esta distribución es adecuada para descripciones de viento en lugares poco turbulentos o con baja variabilidad, y tiene la ventaja de requerir un sólo parámetro. Es muy utilizada por los fabricantes de molinos para predecir valores de energía de salida en forma genérica, con el único dato de la $\langle V \rangle$ a la altura del rotor.

En [Molly90] se da la siguiente aproximación para la expresión de $\langle V \rangle$ para realizar estimaciones con la estadística de Weibull sin recurrir a estimaciones de $\Gamma(x)$:

$$\langle V \rangle \cong A \left(0.568 + \left(\frac{0.434}{k} \right)^{1/k} \right) \quad (4.8)$$

4.1.3 Turbulencia y desviación estándar: La velocidad del viento puede considerarse como una superposición de una velocidad media $\langle V \rangle$ y una componente instantánea turbulenta, cuya medida usual es la desviación estándar σ_v . También se utiliza con frecuencia el factor adimensional $S = \sigma_v / \langle V \rangle$, a veces designado **TI** por *Turbulence Intensity* (ó "intensidad de turbulencia"). Y es también común obtener una medida σ_d de las variaciones de dirección del viento.

La turbulencia es un factor importante para el control y la performance general de un aerogenerador, y es siempre necesario ubicar las máquinas con lugares de mínimo factor S , en lo posible 15% como máximo. Esto se debe, en primer lugar, a los esfuerzos de fatiga que implican las variaciones rápidas de intensidad de viento. La vida útil disminuye y la probabilidad de fallas es mayor en lugares escarpados, cerca de obstáculos importantes o zonas de concentración con altos valores de S . Además, el control de las máquinas eólicas, sobre todo en las de velocidad variable y/o *pitch*, tiene un ancho de banda reducido, por lo cual la energía de las variaciones demasiado rápidas de viento se pierde.

La desviación estándar es la raíz positiva de la *varianza*, que para distribuciones de probabilidad de viento conocidas puede escribirse:

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (v - \langle V \rangle)^2 f(v) dv \quad [m^2/s^2] \quad (4.9)$$

En el caso de la distribución de Weibull, se tiene que:

$$\sigma_w = A \sqrt{\left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]} \quad [\text{m/s}] \quad (4.10)$$

y por lo tanto el factor S , intensidad de turbulencia, puede definirse de la siguiente manera.

$$S = \frac{\sigma_w}{\langle V \rangle} = \sqrt{\left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \right]} \quad [] \quad (4.11)$$

En general, para valores crecientes de k la intensidad S disminuye, debido a que la distribución se uniformiza.

4.2 Potencia, frecuencia y energía

4.2.1 Potencia meteorológica y potencia extraíble: La potencia del flujo de aire, de una densidad ρ que barre un área A a la velocidad V se origina en la teoría de Betz, y puede expresarse como:

$$P_a = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad [\text{w}] \quad (4.12)$$

Un medio para caracterizar la potencia eólica de un determinado sitio, generalizando para cualquier superficie barrida A , es definiendo la *potencia meteorológica promedio ó densidad de potencia* según:

$$\frac{\langle P_a \rangle}{A} = \frac{1}{2} \rho \langle V^3 \rangle \quad [\text{w/m}^2] \quad (4.13)$$

Conociendo la distribución de Weibull f_w puede estimarse, a partir de la velocidad media $\langle V \rangle$ la potencia promedio por unidad de superficie como:

$$\frac{\langle P_a \rangle}{A} = \frac{1}{2} \rho \kappa_e \langle V \rangle^3 \quad [\text{w/m}^2] \quad (4.14)$$

donde κ_e es la expresión factor de patrón de energía, o *energy pattern factor epf*:

$$\kappa_e = \frac{\langle V^3 \rangle}{\langle V \rangle^3} \quad [] \quad (4.15)$$

La *potencia extraíble* depende del tipo de máquina a través del valor de C_p (Coeficiente adimensional constructivo del rotor) y su variación con el viento. Si se conoce dicha función, puede definirse la *potencia eólica extraíble* como:

$$\langle P_e \rangle = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{\infty} v^3 C_p(v) f_w(v) dv \quad [\text{w}] \quad (4.16)$$

4.2.2 Parámetros estadísticos a partir de histogramas de frecuencia: La estadística del viento sirve como base para la evaluación de las muestras de datos de viento digitalizadas por los equipos de registro. Las fórmulas basadas en funciones continuas pueden ser aproximadas con precisión aceptable por expresiones discretas.

En la primera generación de estaciones automáticas, y debido a las limitaciones en la memoria de los equipos, la determinación experimental de la distribución de probabilidad se realiza en la mayoría de los casos con un *clasificador*. Una pequeña computadora, digitaliza mediciones de intensidad de viento de un anemómetro, por ejemplo, y calcula la media en un tiempo T (ej. 10min) de esos valores. Entonces se incrementa el contador interno correspondiente a la clase o *bin* correspondiente al valor promedio obtenido. La amplitud de cada *bin* era en general de 1m/s o menos, y los valores de cada contador definen el alto de las columnas en un histograma.

La media anual $\langle V \rangle$ [m/s] definida en (4.1) puede aproximarse de la siguiente manera:

$$\langle V \rangle = \int_0^{\infty} v f(v) dv \cong \sum_{i=1}^n f_i V_i \quad (4.17)$$

donde $f(v)$ es la distribución de probabilidad.

Aquí se ha supuesto que un *data-logger* proporciona una serie de cantidades de ocurrencia de viento N_i para distintos *bins* separados un valor ΔV entre sí, con valores centrales V_i . Si la función distribución no es conocida, las frecuencias f_i se pueden calcular a partir de la expresión:

$$f_i = \frac{N_i}{N_T}; \text{ con } i = 1, 2, 3, \dots, n, \text{ y } N_T = \sum_{i=1}^n N_i \quad (4.18)$$

Del mismo modo, el momento de tercer orden para las expresiones de potencia puede aproximarse de la siguiente manera:

$$\langle V^3 \rangle = \int_0^{\infty} v^3 f(v) dv \cong \sum_{i=1}^n f_i V_i^3 \quad (4.19)$$

donde $f(v)$ es la distribución de probabilidad.

Una vez obtenida la media muestral $\langle V \rangle$, es posible calcular la varianza muestral que aproxima al valor continuo con:

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (v - \langle V \rangle)^2 f(v) dv \cong \frac{n}{n-1} \sum_{i=1}^n (V_i - \langle V \rangle)^2 f_i \quad [\text{m}^2/\text{s}^2] \quad (4.20)$$

Con estas estimaciones, es posible calcular la intensidad de turbulencia

$S = \sigma_v / \langle V \rangle$, y la expresión del **epf** o factor de patrón de energía, utilizando la (4.15).

4.2.3 Estimación de valores de k y A : Si bien existen una cantidad de programas [ej. WASP de RISØ/Dinamarca, WindPro [WindPro Software by EMD, 2012]] y Windographer [Windographer Software, 2012], que permiten calcular los parámetros de Weibull a partir de las series temporales de intensidad de viento, se expondrá aquí un método sugerido en [Barros86] y [Mattio/Ponce95] que permite obtener dichos parámetros a partir de la salida de un *clasificador* como el descrito antes. La salida de este aparato consiste en cantidades de ocurrencias de viento en *bins* de $0-V_1$, V_1-V_2 , etc. con frecuencias f_1 , f_2 , etc. El método consiste en hallar las frecuencias acumuladas P_i (adimensional, no confundir con Potencia) tales que $P_1 = f_1$, $P_2 = P_1 + f_2$, $P_i = P_{i-1} + f_i$. Se recordará que para la estadística de Weibull, puede escribirse lo siguiente:

$$F(v_i) = P_i = 1 - e^{-\left(\frac{v_i}{A}\right)^k} \quad \text{o también} \quad 1 - P_i = e^{-\left(\frac{v_i}{A}\right)^k} \quad (4.21)$$

tomando logaritmo natural dos veces, se tiene:

$$\ln(-\ln(1 - P_i)) = k \ln v_i - k \ln A \quad (4.22)$$

El cambio de variable siguiente;

$$\begin{aligned} \ln(-\ln(1 - P_i)) &= y_i \\ \ln v_i &= x_i \end{aligned} \quad (4.23)$$

permite intentar un ajuste de la recta $y_i = bx_i + a$ y luego, en base a los coeficientes b, a obtenidos, hallar:

$$\begin{aligned} A &= e^{-\frac{a}{b}} \quad [\text{m/s}] \\ k &= b \quad [] \end{aligned} \quad (4.24)$$

que son los coeficientes requeridos. Esta estimación debe hacerse sobre un período suficientemente extenso.

4.2.4 Estimación de la energía por métodos estadísticos: Si además de la frecuencia f_i conocemos las potencias P_{wi} para cada “bin” o casilla del histograma que surge de la curva de potencia del aerogenerador, la energía producida por la máquina puede hallarse a partir de la “convolución discreta”, expresada a través de:

$$E = T \sum_{i=1}^n f_i P_{wi} \quad [\text{kWh}] \quad (4.25)$$

Puede verse que ambas curvas, la distribución discreta f_i y la característica de potencia de la máquina P_{wi} contribuyen fuertemente al resultado final de energía E . Para el período T suele tomarse 1 año (8760 h) o un mes, dependiendo de la aplicación. La determinación precisa *a priori* de la energía anual que entregará una máquina eólica es imposible. Sin embargo es de suma importancia económica el cálculo de una estimación confiable, que permita evaluar la inversión, pues la cantidad de kWh define muchas veces la viabilidad de un proyecto.

Capítulo 5 - Medición de Curva de Potencia de aerogeneradores

5.1 Introducción y aspectos generales

5.1.1 Tipos de curva de potencia para Aerogeneradores: La medición de las curvas de potencia de generadores eólicos proporciona una herramienta de gran importancia para el fabricante, usuario o proyectista de sistemas de energía eléctrica a partir del viento. Básicamente, es lo que describe la capacidad de producción de potencia del equipo en función de la velocidad de viento y resultará única para cada modelo de aerogenerador producido. Es una herramienta de venta habitual de los fabricantes de aerogeneradores de gran tamaño para conexión a red, para los cuales la normativa es muy concreta ([IEC61400-12-1,2005]) y la certificación internacional de estas curvas es realizada a nivel mundial por un número reducido de laboratorios y entes técnicos como el Germanischer Lloyd y DEWI en Alemania, RISØ en Dinamarca y NREL en Estados Unidos. Para éstos equipos se supone que la red acepta toda la potencia que el equipo pueda generar, condición válida para redes fuertes en condiciones normales. En éste rango de potencia el creciente mercado mundial, la gran inversión inicial involucrada en cada proyecto y la fuerte competencia entre fabricantes impulsó desde fines de la década del '80 el desarrollo de estándares rigurosos con instrumental de alta precisión, que permiten una exhaustiva comparación entre equipos.

En el caso de los aerogeneradores de menor tamaño, típicamente de imanes permanentes y utilizados para carga de baterías, el panorama ha sido menos claro por diversas razones: no ha habido un incentivo fuerte a la estandarización porque el mercado es mucho más reducido, las inversiones menores y las ganancias comparativamente bajas. Como agravante, la medición de curvas es más compleja ya que no existe la red para “aceptar” toda la potencia generada, y la potencia producida será además función del estado de carga de las baterías. Sin embargo, es posible lograr, sobre todo a partir de la publicación de los nuevos criterios de la IEC [IEC61400-12-1,2005] en su Anexo H para pequeños aerogeneradores, una medición de la curva de potencia con metodologías repetibles a un costo moderado, haciendo la salvedad en los aspectos en que no es posible aplicar completamente la norma.

5.2.2 Fundamentos de la medición de curva de potencia: La relación básica que existe entre la producción de potencia real de una máquina eólica y la intensidad del viento, puede expresarse a través de la ecuación vista en (1) :

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p \eta_{TS} V^3 \left(\frac{\pi D^2}{4} \right) \quad [w] \quad (1.1), (5.1)$$

donde η_{TS} es el rendimiento del *drivetrain* + generador [0.7 a 0.95] y
 C_p el coeficiente de potencia [0.3 a 0.5]

donde ρ es la densidad del aire (nominalmente 1.225 kg/m³), D es el diámetro del rotor del aerogenerador, η_{TS} es el rendimiento del generador (habitualmente constante) y transmisión mecánica, C_p el coeficiente aerodinámico adimensional de potencia del rotor (dependiente del viento y de la velocidad de giro), V la intensidad del viento en metros por segundo y P la potencia en kW. Además de la relación cúbica con la intensidad del viento, y suponiendo D y η constantes, la forma de la curva $P(V)$ depende sobre todo del coeficiente C_p y en forma no tan pronunciada de las variaciones de la densidad del aire con temperatura y presión atmosférica. Esta última relación se describió también en (1) como:

$$\rho = \frac{B}{RT} \quad \left[\frac{kg}{m^3} \right] \quad B \equiv \text{Presión [hPa]}; R \equiv \text{constante de los gases} \quad (1.2), (5.2)$$

y $T \equiv$ Temperatura en ° K

donde R la constante de gas del aire seco equivalente a 287,05 J/kgK. Para que el resultado quede en kg/m³ se utilizará un coeficiente de 100 multiplicando a la (5.2).

De acuerdo a (1.1), (1.2), una medición de la curva $P(V)$ deberá tomar en cuenta el registro de intensidad de viento con un anemómetro, la potencia eléctrica producida, la temperatura y presión barométrica. Debido a la posible interferencia de la torre de medición meteorológica, se incluye asimismo un sensor de dirección (Veleta). Otros sensores utilizados para mejorar el registro de la curva son los de giro (RPM) y estado del aerogenerador, y el de precipitación (se evitan los registros que ocurren con lluvia o nieve). Además se agregan en caso de aerogeneradores de gran tamaño, más de un anemómetro a distintas alturas, según se muestra en Figura 5.1. La adquisición de datos de potencia eléctrica se realiza con medición de tensión y corriente alternada sobre las tres fases, a la salida del aerogenerador en su conexión con la red.

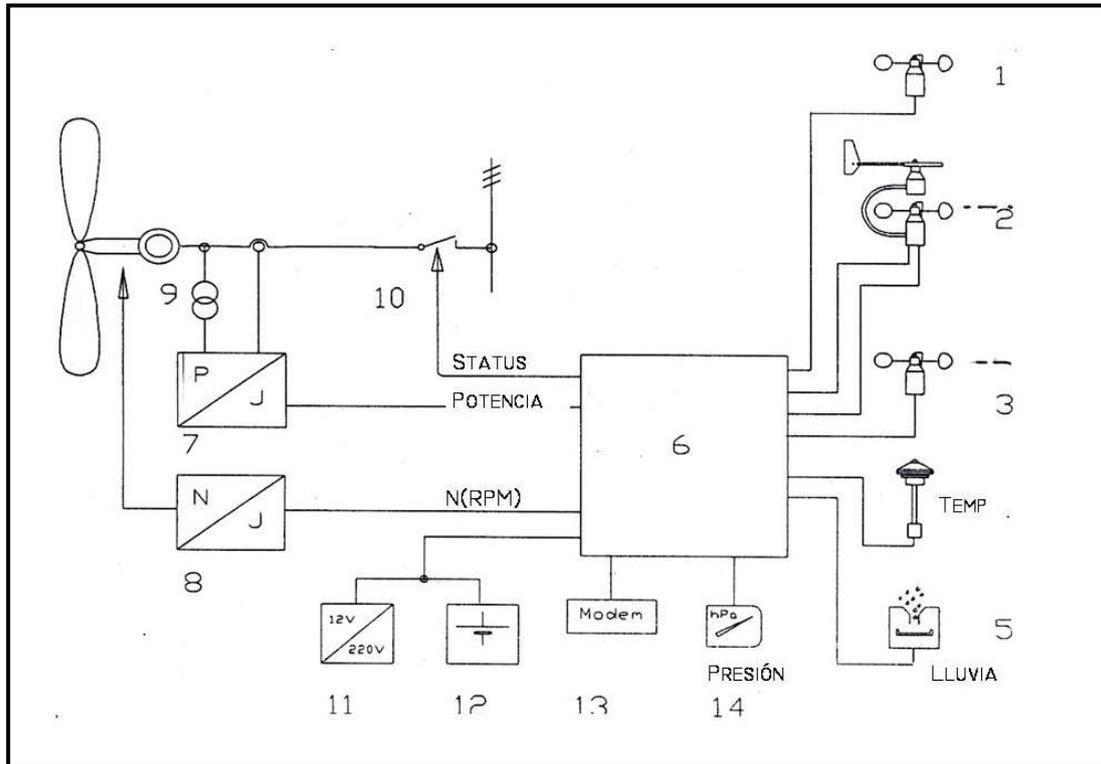


Figura 5.1 Medición de curva de potencia para aerogeneradores conectados a red (Fte.:DEWI / Alemania)

5.2.3 Exclusión de sectores - la normativa IEC: Los flujos de aire que inciden sobre el equipo en la medición de curva de potencia pueden estar fuertemente distorsionados por la presencia de obstáculos que pueden ser edificios, instalaciones anexas, otros aerogeneradores en ensayo y la misma torre de medición de viento para determinadas direcciones. La normativa aplicable es la [IEC61400-12-1,2005], Anexo A, y la actualización local de [Mattio y Tilca, 2009].

La distancia mínima entre el aerogenerador de ensayo y la torre meteorológica con otro aerogenerador adyacente en operación deberá ser de 2 diámetros del rotor D_n del aerogenerador adyacente. Los sectores a excluir debido a la estela de los aerogeneradores adyacentes en operación se tomarán de la Figura 5.1a. Las dimensiones a tener en cuenta son la distancia real L_n , y el diámetro de rotor D_n del aerogenerador adyacente en operación. El valor de la función indicada depende del cociente L_n/D_n . Los sectores a excluir deben calcularse tanto para el aerogenerador a ensayar como para la torre meteorológica, y deberán estar centrados en la dirección del aerogenerador adyacente en operación hacia la torre meteorológica o aerogenerador a ensayar. Los aerogeneradores parados se considerarán obstáculos. No deberán existir obstáculos significativos (por ejemplo: edificios, árboles, aerogenerador parados), a una distancia razonable de la torre meteorológica y del

aerogenerador a ensayar dentro del sector de medidas. Solo se permitirán pequeñas construcciones conectadas al aerogenerador o al equipo de medidas. Al igual que con las torres, los sectores excluidos por las estelas de los obstáculos significativos se deben tomar similarmente de la Figura 5.1a. Las dimensiones a tener en cuenta son la distancia real L_e , y el diámetro equivalente de rotor D_e del obstáculo. El diámetro equivalente del rotor de un obstáculo se define como:

$$D_e = \frac{2l_h l_w}{l_h + l_w} \quad (5.2a)$$

Donde

- D_e Es el diámetro equivalente del rotor,
- l_h Es la altura del obstáculo,
- l_w Es el ancho del obstáculo

Habitualmente este tipo de cálculos se automatiza a través de una planilla de cálculo o software específico. En el punto 5.2 se mostrará la implementación para un sistema de medición de baja potencia, realizado por el INTI.

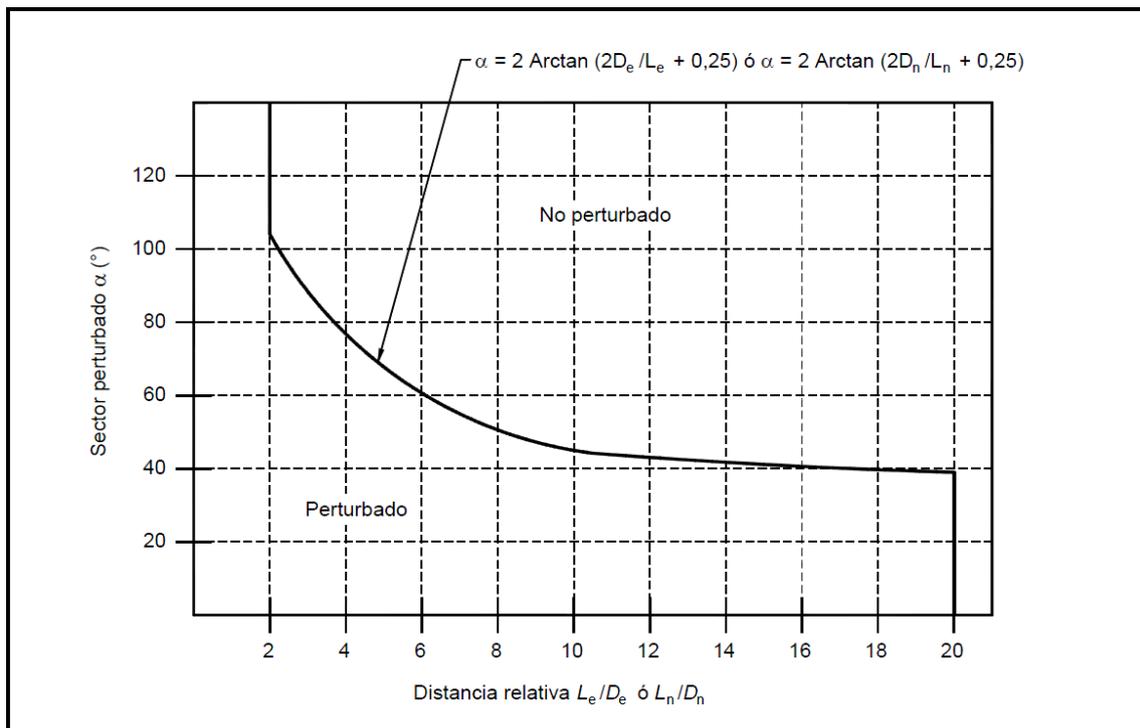


Figura 5.1a Cálculo de sectores de exclusión por efecto estela, según normativa IEC y local

5.2 Curva de Potencia para pequeños aerogeneradores

5.2.1 Aspectos específicos en baja potencia: La medición de dicha curva en generadores pequeños, fundamentalmente para carga de baterías (Figura 5.2) es el enfoque fundamental para el que se ha desarrollado la variante “curva de potencia” del registrador objeto de la presente tesis. Aunque muchos de los elementos son comunes con los sistemas de conexión a red, y el procesamiento estadístico es similar, hay una serie de aspectos específicos que es necesario tratar. Por ejemplo, se reducen los requerimientos de múltiples alturas, y se utilizan reguladores de tensión para limitar el voltaje de la batería.

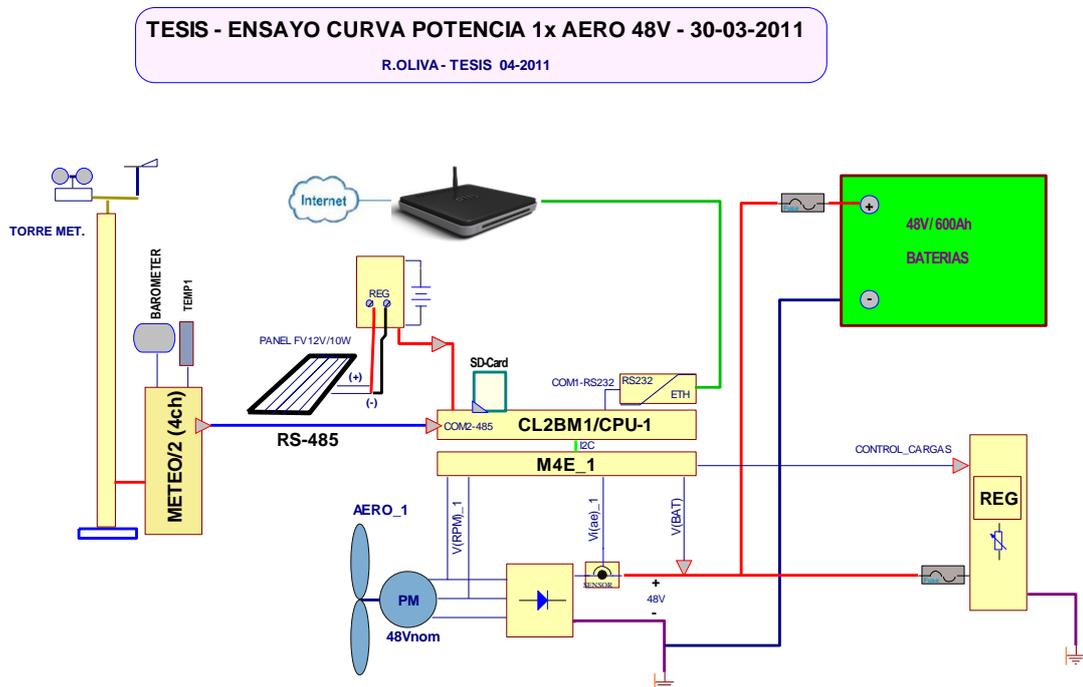


Figura 5.2 Sistema para Medición de Curva de Potencia en aerogeneradores pequeños

5.2.2 Metodología propuesta : La metodología propuesta para pequeños aerogeneradores se basa en mediciones sobre sistemas de 12, 24 ó 48 V, aerogeneradores desde 400 W a 4.5 kW nominales, que cuentan su propio regulador / rectificador y el agregado de uno o más regulador/es Xantrex/Trace C40 conectado en modalidad Diversion-Load (Carga fantasma), cuyo esquema puede observarse en la Figura 5.2.

El sistema se basa en mediciones de corriente y tensión para realizar un cómputo de la potencia producida por el aerogenerador, mientras simultáneamente recibe datos meteorológicos vía una interfase RS485 de una estación externa ubicada al pie de una torre de medición, a una distancia de 3 a 6D de la torre del aerogenerador (D es el diámetro del

rotor). Dichas magnitudes son muestreadas a 0.5 Hz y los valores se almacenan como promedios, máximos, mínimos y desvío estándar cada 1 minuto en el Logger PWRC2, utilizando tarjetas de memoria Flash extraíbles de formato SD. El período de 1 minuto ya había sido sugerido en (ITPower, 1998) y (Gipe, 2000), y ha sido incluido en el Anexo H de [IEC61400-12-1,2005]. La estación meteorológica Meteo/FrEnd utiliza sensores NRG (Anemómetro Max #40C/Measnet y veleta #200P), más sensores de presión atmosférica (NRG BP-20) y temperatura externa (NRG 110S), cuyas mediciones son serializadas y enviadas al logger principal.

Las normas citadas requieren las siguientes correcciones a los datos crudos que se vayan obteniendo de potencia y velocidad de viento. A) Las zonas en que la torre del aerogenerador interfiere con el anemómetro/veleta, deben ser descartadas. B) los valores de densidad de aire deben corregirse y los datos normalizarse a una densidad de referencia, y para máquinas con control por furling o plegado, se adopta el criterio de normalización de velocidades de viento, utilizado en (Forsyth y Huskey, 2001). El cálculo de la densidad promedio se realiza dentro del equipo PWRC2, aunque la normalización se realiza como post-procesamiento dentro de la base de datos de una PC.

Por otro lado, el estado de carga (SOC / “State Of Charge”) del banco de baterías se vincula, entre otras cosas, con la tensión que presentan las mismas, y en un sistema típico la tensión varía constantemente. La performance de los aerogeneradores es parcialmente función de la tensión de baterías. Para los generadores de imán permanente, la velocidad de giro es variable y la velocidad de viento de “cut-in” es menor si la tensión de baterías es menor. Por lo tanto, hay un consenso general en que la tensión de baterías debe ser mantenida aproximadamente constante durante las pruebas de performance: (ITPower, 1998) sugiere la medición completa de la curva a dos niveles de tensión de referencia para considerar los efectos de baterías plenamente cargadas y con descarga fuerte. Esto ha quedado como optativo en el Anexo H de [IEC61400-12-1,2005] , con niveles de tensión levemente distintos, pero siguiendo el criterio de (CREE, 2006) se ha adoptado para el sistema propuesto. Los niveles de tensión superiores se ajustan con el mismo regulador Xantrex existente, para valores por encima del umbral, y son seleccionados por software los que queden en la banda de tensiones admitidas.

Dado que la medición se basa en el método de los bins o casillas según [IEC61400-12-1,2005], el equipo PWRC2 lleva un registro de la completitud de la prueba según los criterios del Inciso (n), Anexo H de la misma, que se basa la cobertura hasta un mínimo de mediciones en las casillas de potencia (10 minutos por bin hasta 14m/s, mínimo de 60 horas operando). El sistema en su etapa de posprocesamiento, a través de un paquete de software específico (Figura 5.3) agrupa los resultados de viento normalizado y potencia (Pares V_s, P_i) por cada bin i , de acuerdo a su valor de V_s , obteniendo dentro de cada bin una cantidad n_i de pares V_{ij}, P_{ij} . El resultado de promediar los valores dentro de cada bin “ i ”, a través de la fórmula:

$$V_{pi} = \frac{1}{n_i} \sum_{j=1}^{n_i} V_{ij} \quad P_{pi} = \frac{1}{n_i} \sum_{j=1}^{n_i} P_{ij} \quad (5.3)$$

Esto nos proporciona el par “ i ”, de la tabla $P(V_i)$, que puede construirse en forma tabular o de gráfico, y además normalizarse para hallar la curva de $C_p(V)$, graficar los pares con su rango de variación u obtener un “scatter-plot” de puntos medidos, que se incluyen como parte del reporte.

L&R Ingeniería - Data Logger (PROYECTO PERMER - AEROWIND) – Programa Informático – Abril 2006

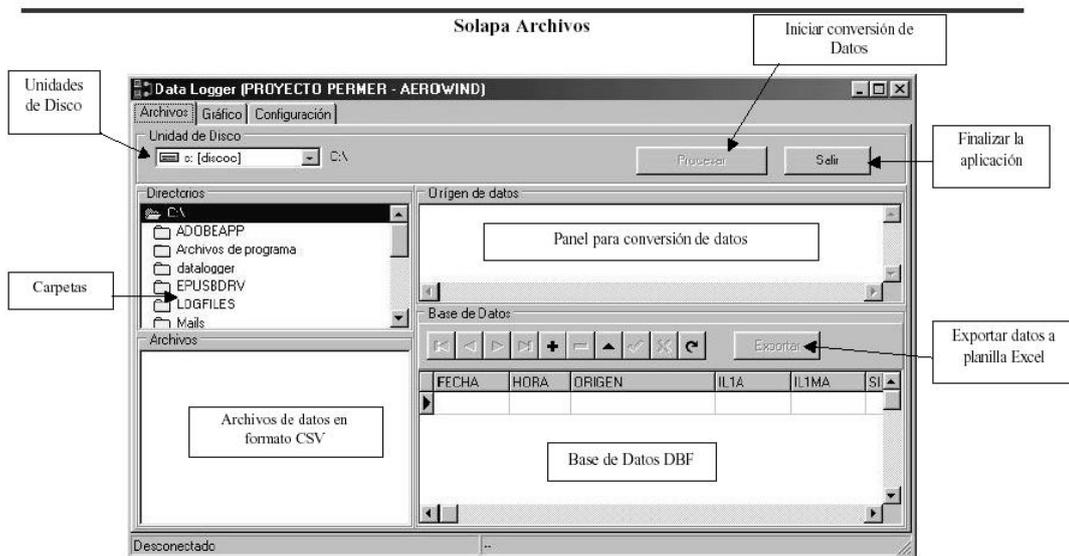


Figura 5.3 Software de curva de potencia, versiones iniciales 2006

5.2.3 El banco de pruebas del INTI en Cutral-Có: Las máquinas eólicas para conexión en sistemas aislados de producción de energía eléctrica registran un crecimiento constante en sus ventas y asimismo constituyen una industria local de gran dinamismo, aunque su escala es aun reducida. Con el foco en el desarrollo del país a través de la industrialización a nivel local, el INTI (Instituto Nacional de Tecnología Industrial) ha

avanzado en impulsar medidas de apoyo al segmento de fabricantes de aerogeneradores locales entre 500 W y 10 kW de potencia, a través de un trabajo iniciado en 2010 con un relevamiento de productores, visitas a las plantas de fabricación, realización de un reporte del estado de situación (Martín y Duzdevich, 2010; Martín y Duzdevich, 2011a) y a inicios de 2011 unas jornadas que reunieron a fabricantes en el INTI en Buenos Aires (Martín y Duzdevich, 2011 b), apostando a generar vínculos, acordar estrategias de acción y puesta en valor de los productos, como así también acordar criterios de ensayo y verificación de curva de potencia en consonancia con normativas internacionales.

Completando la primera etapa de estas medidas, y a través de un acuerdo entre el INTI-Neuquén y el Municipio de Cutral-Có, se completó el 28 de junio de 2012 la inauguración de un campo de ensayo para hasta 4 equipos funcionando en simultáneo en las afueras de esta ciudad neuquina (Figura 5.4), que cuenta con el recurso de los fuertes vientos patagónicos y experiencias con su propio parque eólico desde 1994, con planes de expansión en máquinas de potencia más elevada para conexión a red.



Figura 5.4 Vistas de la Inauguración del Campo de Pruebas de Cutral-Có por parte de los intendentes de Cutral-Có y Plaza Huincul (28 de junio 2012), y de autoridades del INTI

El sistema tiene una distribución similar a la prevista en el diseño original (Martín y otros, 2011) (Figuras 5.5/6), y se seleccionaron equipos PWRC2 como los descriptos en (5.2.2) del presente trabajo, y dos unidades prototipo del equipo METEO para la adquisición de los datos meteorológicos, además de una unidad de referencia Nomad2 de SecondWind (EEUU). La existencia de dicha unidad de referencia ha servido para validar (Cap. 6) en forma comparativa mediciones de las METEO, que constituyen un elemento fundamental de la presente tesis.

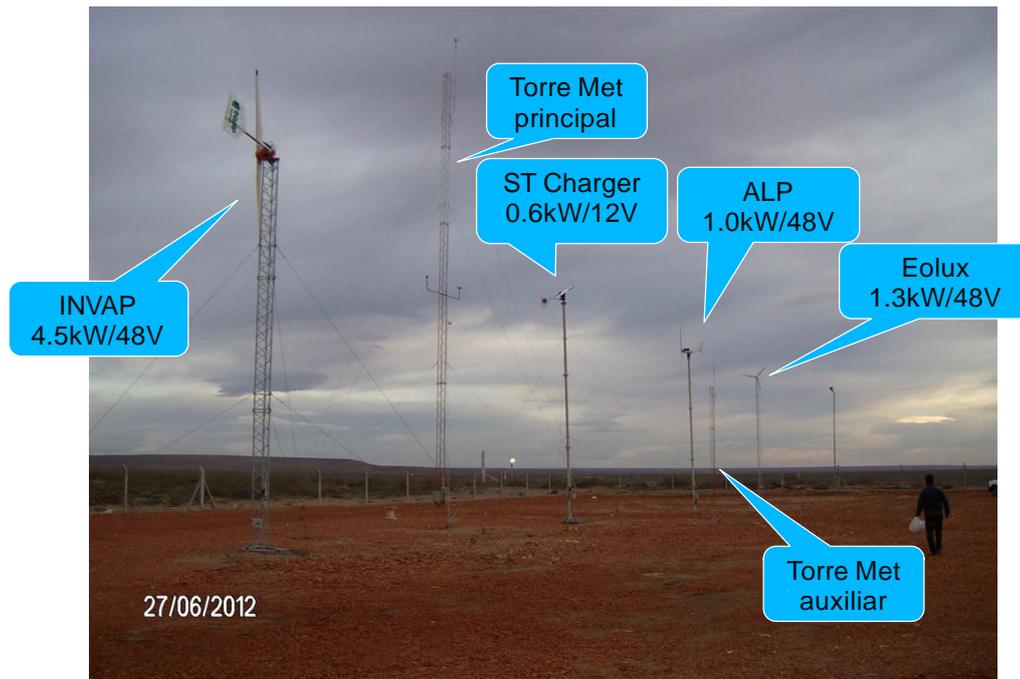


Figura 5.5 Aerogeneradores y torres de medición instalados en el Campo de Pruebas Cutral-Có (junio 2012) del INTI

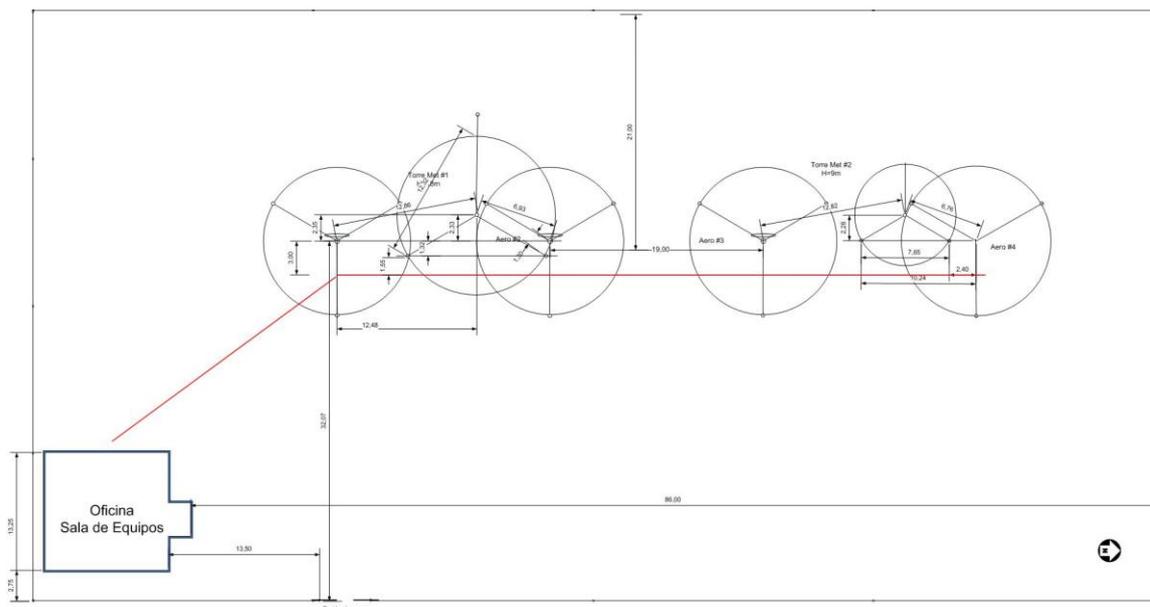


Figura 5.6 Vistas en planta de la distribución de torres de medición meteorológicas y aerogeneradores. Cutral-Có (Neuquén) INTI - a través de los diámetros y distancias se calculan los sectores de exclusión.

Tanto los equipos PWRC/2 como METEO son evolución de los primeros PWRC que fueron desarrollados a partir de 2005 por L&R Ingeniería para el programa piloto PERMER en Chubut (Oliva y Vallejos, 2006), bajo directivas establecidas por el CREE (Centro Regional de Energía Eólica, Rawson - Chubut) en su momento para este programa que involucró instalación de equipos para verificación de curva de potencia en aerogeneradores de baja potencia en las zonas de Pocitos de Quichaura y Costa de Ñorquinco (Oliva, Cortez y Jones, 2008). Se han reemplazado las unidades CPU importadas por placas CL2bm1 de fabricación nacional que se vienen ensayando con buenos resultados desde 2009, y cuentan con almacenamiento en tarjetas de memoria flash tipo SD de 2 GB. El sistema de medición (Figura 5.7) cuenta con un sistema de alimentación de respaldo, empleando baterías de plomo-ácido / gel y un panel fotovoltaico de 40 W pico.

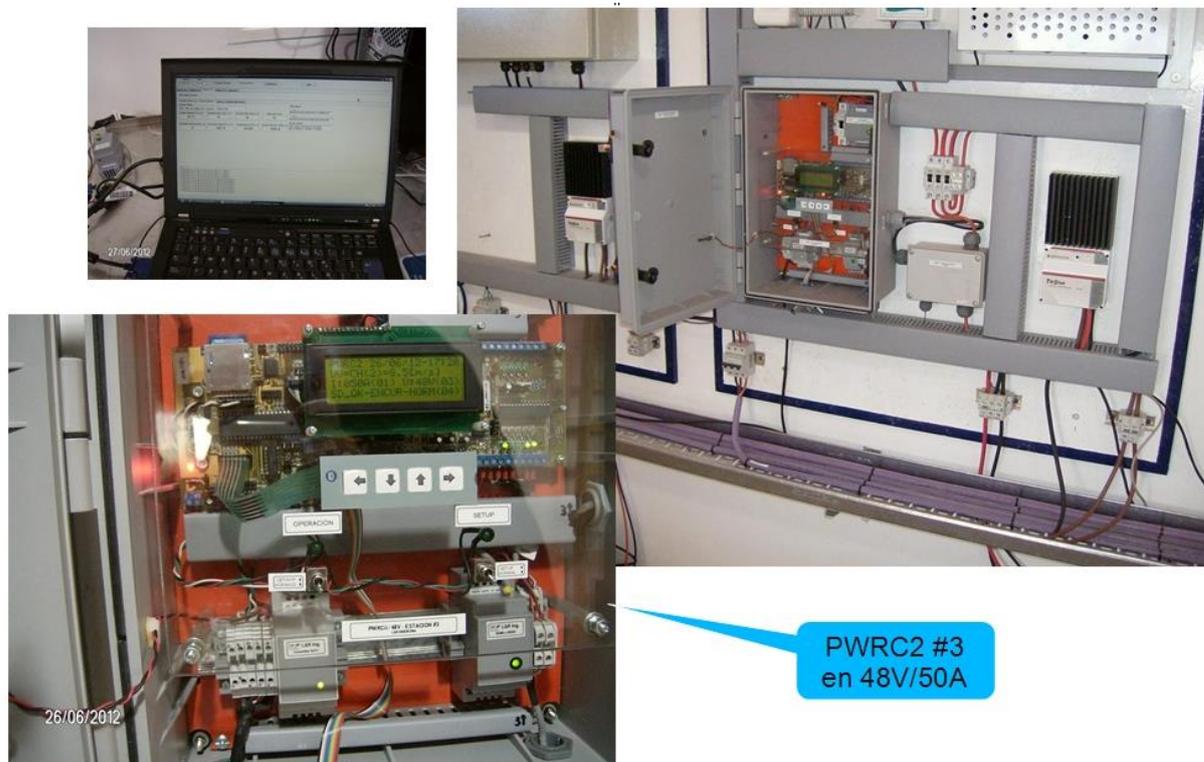


Figura 5.7 Vista parcial del sistema de medición en el Campo de Pruebas Cutral-Có del INTI-Neuquén
Se resumen a continuación las características técnicas del sistema de medición:

- ❖ Aerogeneradores bajo ensayo: 4 (cuatro)
- ❖ Rango de Potencia de ensayo: 500 W a 10 kW
- ❖ Rango de Velocidad de viento de operación: 1 a 75 m/s
- ❖ Rango de Temperatura de operación: -55 °C a 60 °C
- ❖ Medición de potencia eléctrica de salida en corriente continua

5.2.4 Cálculo de sectores de exclusión y parámetros de la prueba: Los sistemas PWRC2 facilitan la configuración de la prueba, a través de una interfase tipo terminal en el modo de configuración, que permite al usuario ingresar parámetros desde una PC remota. En el listado siguiente se observa el menú principal de inicialización del ensayo:

```

PWRC2 - Inicializacion Curva Potencia (Presione ? para comandos):

?      - Listar comandos.
1      - Menu de Setup Prueba
2      - Menu Setup Extendido
3      - Lanzar Prueba c/param. actuales (nuevo archivo)
4      - Re-Lanzar Prueba (archivo en curso)
5      - Coeficientes Anemometro -Manual
6      - Otros Coeficientes - Manual
    
```

Y a través del comando '1', se ingresa en el Setup de la Prueba:

```

PWRC2 - Menu Setup Curva Potencia (Presione ? para comandos):

?      - Listar comandos.
C      - Setear Fecha y Hora
c      - Leer Fecha y Hora Actual.
A      - Fijar Tiempo Almacenamiento a 1minuto ..
B      - Fijar Tiempo Almacenamiento a 5minutos ..
E      - Fijar Tiempo Almacenamiento a 10minutos ..
D      - Fijar Tiempo Almacenamiento a 15minutos ..
F      - Mostrar Seteos Actuales de la Prueba ..
N      - Ingresar Nombre Estacion (25c max)
n      - Leer Nombre Estacion
I      - Ingresar ID Estacion (25c max)
i      - Leer ID Estacion.
W      - Ingresar Limites DIR Excluidos (min, max °)
w      - Leer Limites DIR Excluidos (min, max °)
V      - Ingresar Nivel de Tension de Prueba (N/A/B)
v      - Leer Nivel de Tension de Prueba (N/A/B)
M      - Modificar Niveles de Tension Nominales
m      - Leer Niveles de Tension Nominales
S      - Espacio disponible en SD y N° Dias
s      - Listar Archivos en SD y tamaño
p      - Mostrar e ingresar Nro Bins p/Compl.
x      - Volver a Menu anteriorWRC2
    
```

En el caso del Campo de Pruebas del INTI, para cada equipo es necesario calcular los sectores de exclusión que se ingresan con el comando 'W' en dicho menú. A efectos de permitir cambios y reducir el tiempo de cómputo manual, el INTI Neuquén desarrolló una planilla de cálculo que permite el ingreso de los parámetros básicos del predio, y obtener los sectores de exclusión según los criterios indicados en (5.2.3). En las Figuras 5.8 y 5.9 se muestran aspectos de dicha planilla, para el ingreso de medidas y posiciones relativas de los obstáculos (0,0 es el Puesto 1, equipo IVS4500), cálculo de magnitudes intermedias y cómputo de los sectores de exclusión.

Objeto	Fabricante	Diámetro	Altura	Ancho	Posición	
					X	Y
Puesto de referencia						
Puesto 1	INVAP	4.5			0	0
Puesto 2	ST CHARGER	1.8			19	0
Puesto 3	GRUPO ALP	3.3			38	0
Puesto 4	GIACOBONE	2.15			57	0
MET #1			18	0.3	12.48	2.33
MET #2			9	0.3	50.63	2.33
Edificio			4	11	-17.8	-19.24
Zeepeling			1.2	4	-50	-20
Alumbrado 1			9	0.4	68	-3
Antena Sodar			1.2	1.9	-19	0
Cajón Sodar			1.86	2.15	-23	0
Alumbrado 4			9	0.4	-100	0
Alumbrado 5			9	0.4	-100	0
Alumbrado 6			9	0.4	-100	0

La modificación de los valores solo debe hacerse en esta hoja

Cálculo sectores a excluir a Puesto 1

Objeto	Fabricante	Diámetro	Altura	Ancho	Posición		Ln (ó Le)	Dn (ó De)	Ln/Dn (ó Le/De)	Interferencia	Dn/Ln (ó De/Le)	Ángulo Exclusión
					X	Y						
Puesto de referencia					0	0						
Puesto 1	INVAP	4.5			0	0	0.00	4.50	0.00	Interfiere	N A	N A
Puesto 2	ST CHARGER	1.8			19	0	19.00	1.80	10.56	Interfiere	0.0947	37.493
Puesto 3	GRUPO ALP	3.3			38	0	38.00	3.30	11.52	Interfiere	0.0868	36.206
Puesto 4	GIACOBONE	2.15			57	0	57.00	2.15	26.51	No interfiere	0.0377	27.847
MET #1			18	0.3	12.48	2.33	12.70	0.59	21.51	No interfiere	N A	N A
MET #2			9	0.3	50.63	2.33	50.68	0.58	87.29	No interfiere	N A	N A
Edificio			4	11	-17.8	-19.24	26.21	5.87	4.47	Interfiere	0.2238	55.965
Zeepeling			1.2	4	-50	-20	53.85	1.85	29.17	No interfiere	0.0343	27.242
Alumbrado 1			9	0.4	68	-3	68.07	0.77	88.86	No interfiere	0.0113	23.130
Alumbrado 2			1.2	1.9	-19	0	19.00	1.47	12.92	Interfiere	0.0774	34.648
Alumbrado 3			1.86	2.15	-23	0	23.00	1.99	11.53	Interfiere	0.0867	36.186
Alumbrado 4			9	0.4	-100	0						
Alumbrado 5			9	0.4	-100	0						
Alumbrado 6			9	0.4	-100	0						

Figura 5.8 Ingreso de Parámetros (arriba) y extracto de Planilla desarrollada por J.Duzdevich y A.Zappa del Campo de Pruebas Cutral-Có del INTI-Neuquén

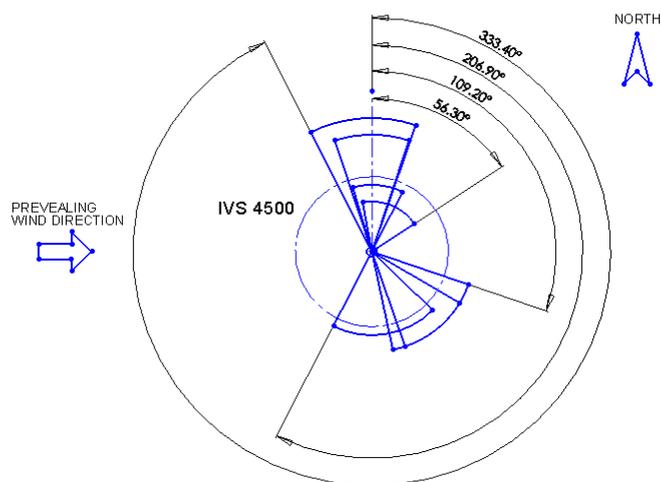


Figura 5.9 Gráfica de sectores de exclusión determinada para equipo INVAP IVS4500 / CP Cutral-Có del INTI - Sectores de flujo no interferido 333.4° a 206.9°, y 109.2° a 56.3°, 0° al Norte.

Como se observa, los *sectores de flujo no interferido* resultan ser 333.4° a 206.9°, y 109.2° a 56.3°, 0° al Norte. El PWRC2 requiere el ingreso de los mismos a través de *rangos de exclusión* refereridos al origen, en este caso 333.4° a 359.9°, 0.1° a 56.3° y 109.2° a 206.9°. Dichos valores son ingresados a través del comando 'W'. Una vez concluido el ingreso, el comando 'F' permite una visualización de los parámetros de la prueba, según se muestra en el listado, para el ensayo de la máquina IVS4500 en el Puesto 1:

PWRC2 - Estado Actual de Prueba Curva Potencia (Presione ? para comandos):

? - Listar comandos.
c - Leer Fecha y Hora Actual.
F - Mostrar Seteos Actuales de la Prueba ..
S - Mostrar Estado Actual de la Prueba
s - Listar Archivos en SD y tamaño
x - Volver a Menu anterior

Parametros de la Prueba:

Tiempo Alm. = 1 minuto ..
Archivo a usar: PB270213.CSV
Nombre Estacion Puesto 1
ID Prueba Puesto 1
Nivel de Tension Prueba:
Nivel Alto
Umbrales promedio 1min de Tensión:
V_Nivel +K: 60.48 [V]
V_Nivel -K: 54.72 [V]
Horas de Prueba requeridas:, 60
Nro Minimo Bins Compl. (10=def.)= 10..
SECTORES EXCLUIDOS:,
* VALORES DE SECTORES EXCLUIDOS:,
* Se excluyen mediciones entre los valores:
* Dm1 < D < DM1, Dm2 < D < DM2, Dm3 < D < DM3.
* Además, se cumplirá:
* 0 < Dm1 < DM1 < Dm2 < DM2 < Dm3 < DM3 < 360.
* A) Rango inicial:,
* WDIR(1) MIN (grados desde N):, 0.1, [deg]
* WDIR(1) MAX (grados desde N):, 56.3, [deg]
* B) Rango Extendido 1:,
* WDIR_ext(2) MIN (grados desde N):, 109.2, [deg]
* WDIR_ext(2) MAX (grados desde N):, 206.9, [deg]
* C) Rango Extendido 2:,
* WDIR_ext(3) MIN (grados desde N):, 333.4, [deg]
* WDIR_ext(3) MAX (grados desde N):, 359.9, [deg]
Tension de Cese Operacion:, 0.00, [V]
Ultima prueba: PO Resets:, 0
Ultima prueba: WD Resets:, 0
Ultima prueba: Otros Resets:, 0

>

5.3 Incertidumbres en la medición de la Curva de Potencia

5.3.1 Aspectos principales: La medición de la curva de potencia en aerogeneradores tiene un tratamiento de incertidumbres específico, que es el recomendado en los apéndices D y E de la norma IEC [IEC61400-12-1,2005] y se basa en la normativa *Guide to Uncertainty Management* [ISO/IEC Guide 98-1, 2009] según lo tratado previamente en el punto 2.4 del presente trabajo. Se buscará en lo siguiente uniformizar la notación con lo ya indicado en 2.4 y dejar una base para el tratamiento de curva de potencia de pequeños aerogeneradores y los aspectos de incertidumbre en PWRC y METEO.

En el punto 2.4.5, y a partir de la Ecuación (2.11) y de las incertidumbres estándar de los componentes, sean tipo A o tipo B, se mostró la posibilidad de evaluar la incertidumbre estándar combinada $u_c(y)$ que caracteriza la dispersión de los valores que razonablemente pueden atribuirse a una estimación y del mensurando $Y = f(X_1, X_2, \dots, X_N)$. Se indicó que en el caso más general, las N variables que intervienen pueden tener una correlación cualquiera, es decir una variable puede influenciar a la otra y por lo tanto a su incertidumbre de manera arbitraria, por lo cual la expresión más general de $u_c(y)$ quedaba:

$$u_c^2(y) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \frac{\partial f}{\partial x_i} \frac{\partial f}{\partial x_j} u(x_i, x_j) \quad (2.17)$$

donde $u(x_i, x_j) = u(x_j, x_i)$ era la covariancia estimada entre las estimaciones x_i, x_j de las variables X_i, X_j . Como simplificaciones adicionales se indicó la utilización de los coeficientes de correlación entre variables $r(x_i, x_j) = \rho_{ij} = \frac{u(x_j, x_i)}{u(x_i)u(x_j)} \in [-1, 1]$, y las

derivadas parciales calculadas como coeficientes $\frac{\partial f}{\partial x_i} = c_i$, con lo cual la (2.17) quedó

expresada de la siguiente manera:

$$u_c^2(y) = \sum_{i=1}^N c_i^2 u^2(x_i) + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N c_i c_j u(x_i) u(x_j) \rho_{ij} \quad (2.18)$$

En el caso de medición de una curva de potencia, los mensurandos son la potencia eléctrica P y la velocidad del viento V , componentes de la curva $P(V)$, aunque la norma [IEC61400-12-1,2005] requiere que ambas magnitudes sean promediadas y normalizadas utilizando el método de los bins según se indicó en el punto 5.2.2 (fórmula 5.3):

$$V_{pi} = \frac{1}{n_i} \sum_{j=1}^{n_i} V_{ij} \quad P_{pi} = \frac{1}{n_i} \sum_{j=1}^{n_i} P_{ij} \quad (5.3)$$

Se indicó que estos promedios nos proporcionan el par “ i ”, de la tabla $P(V_i)$, que puede construirse en forma tabular o de gráfico. Nótese que “ i ” designa a partir de este punto el bin, y que N será el número total de bins, lo cual es distinto a lo asumido en las ecuaciones 2.17, 2.18 en que representaba un contador de variables.

A su vez, la medición de P eléctrica es indirecta ya que implica el producto $P=U*I$, (U es tensión en [V], I es corriente en [A]) que en corriente alterna será potencia activa (consideraciones de fase requeridas) y en corriente continua los valores filtrados de U , I . Dicho producto podrá ser realizado electrónicamente en un multiplicador analógico, o a través de productos de valores digitalizados tanto en hardware (chip) como en software.

Dado que P es producida mecánicamente por el rotor eólico a través de la expresión ya vista (5.1), tiene una dependencia cúbica con el viento V y una dependencia directa con la densidad y por tanto (ecuación (5.2)) con la presión atmosférica B y la temperatura ambiente T . Todos estos factores nos indican que para la curva de potencia estudiada la función (desconocida) de medición f de (2.10/2.11) tendría las dependencias básicas expresadas como:

$$f = f(U, I, V, B, T, SAD) \quad (5.4)$$

donde se ha agregado SAD como una variable genérica relacionada con el sistema de medición. A través de los Anexos D, E de la [IEC61400-12-1,2005] se llega a una expresión de la incertidumbre combinada estándar (similar a la (2.18)) de $P(V)$ denominada $u_{c,i}^2$ para cada par “ i ”, de la tabla $P(V_i)$. Esto refleja el hecho de que dependiendo de la “zona” de la curva en que esté trabajando la máquina las incertidumbres son distintas.

5.3.2 Tratamiento de incertidumbres en $P(V)$ según la norma IEC: La [IEC61400-12-1,2005] establece las componentes y subcomponentes de f dada por la ecuación (5.4), su clasificación en categorías (A o B según lo indicado en apartado 2.4) las simplificaciones aceptables y el cómputo de $u_{c,i}^2$ para cada par “ i ”, de la tabla $P(V_i)$. Además define los mensurandos principales como la curva (definida por la tabla $P(V_i)$) y la Producción Anual Estimada de Energía ó AEP , basada en una distribución de viento simplificada de tipo Rayleigh.

Las componentes mínimas de f dada por (5.4), se pueden resumir en la siguiente tabla (5.1), tomada de la D.1 de [IEC61400-12-1,2005]:

Parámetro medido	Componente de incertidumbre	Categoría de incertidumbre
Potencia Eléctrica	Transformadores de corriente (Nota 1)	B
	Transformadores de tensión (Nota 2)	B
	Trasductor de potencia	B
	SAD (Nota 3)	B
	Variabilidad de la Potencia Eléctrica	A
Velocidad del Viento	Calibración del anemómetro	B
	Características operativas	B
	Efectos de montaje	B
	SAD (Nota 3)	B
	Distorsión de flujo por terreno	B
Temperatura de aire	Sensor de Temperatura	B
	Protección contra radiación directa	B
	Efectos de montaje	B
	SAD (Nota 3)	B
Presión barométrica	Sensor de presión	B
	Efectos de montaje	B
	SAD (Nota 3)	B
SAD (Sistema de Adquisición de Datos)	Transmisión de la señal	B
	Exactitud del sistema	B
	Acondicionamiento de señales	B

Tabla 5.1 Componentes de Incertidumbre según IEC

Nota 1: El componente “transformadores de corriente” se aplica a mediciones a red en corriente alterna. Para el caso de continua, se refiere a la incertidumbre en el primer elemento de medición de corriente (shunt o sensor de efecto Hall)

Nota 2: Similarmente a Nota 1, el componente “transformadores de tensión” se aplica a mediciones a red en corriente alterna. Para el caso de continua, se refiere a la incertidumbre en el primer elemento de medición de tensión (divisor resistivo u otro sensor)

Nota 3: Se asume que el promedio de 1 minuto (Aerogeneradores chicos) o 10 minutos (grandes) de viento a la altura del cubo y el promedio de densidad de aire explicitan la potencia efectiva que recibe el aerogenerador. Esto no es del todo cierto por variaciones de tridimensionales en turbulencia, y variaciones en el “wind shear” (perfil vertical) a lo largo del rotor, debido a efectos del terreno y otros factores. Por lo tanto, de un emplazamiento a otro pueden aparecer variaciones significativas en la potencia registrada por el SAD, en general empeorando con complejidad topográfica creciente.

En cuanto al cómputo de la incertidumbre combinada $u_{c,i}^2$ para cada par “i” (de 1 a N bins), de la tabla $P(V_i)$, utilizaremos una expresión derivada de la (2.18), que tiene en cuenta

el hecho de que podemos considerar hasta M componentes de incertidumbre tomadas de la Tabla 5.1 para cada bin.

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M c_{k,i} u_{k,i} c_{l,i} u_{l,i} \rho_{k,l,i,j} \quad \text{con } i, j \text{ de } 1 \text{ a } N \quad (5.5)$$

donde:

$c_{k,i}$ = factor de sensibilidad del componente k en el bin i

$u_{k,i}$ = incertidumbre estándar del componente k en el bin i

M = N° de componentes de incertidumbre en cada bin

$\rho_{k,l,i,j}$ = coeficiente de correlación entre componente k en el bin i y componente l en el bin j

Al igual que se indicó en el apartado 2.4.5, la norma [IEC61400-12-1,2005] permite una simplificación práctica al considerar en los análisis de incertidumbre solamente los casos en que existe correlación plena, o sea $\rho = 1$ permitiendo una suma lineal de incertidumbres (ej. Resistores en serie) o de variables independientes sin correlación alguna $\rho = 0$, implicando suma cuadrática de incertidumbres. La norma asimismo (E.1) considera que las componentes de categoría A son mutuamente independientes, las componentes de categoría A y B son mutuamente independientes (suma cuadrática), mientras que habrá componentes de categoría B que están en correlación mutua plena (ej. en fases distintas, sensor trifásico de potencia). Con estas simplificaciones, la ecuación (5.5) queda como sigue:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + \sum_{k=1}^{M_B} c_{k,i}^2 u_{k,i}^2 = s_i^2 + u_i^2 \quad \text{con } i \text{ de } 1 \text{ a } N \quad (5.6)$$

donde:

$c_{k,i}$ = factor de sensibilidad del componente k en el bin i

$s_{k,i}$ = incertidumbre estándar categoría A del componente k en el bin i

$u_{k,i}$ = incertidumbre estándar categoría B del componente k en el bin i

M_A = N° de componentes de incertidumbre categoría A

M_B = N° de componentes de incertidumbre categoría B

s_i = incertidumbre estándar combinada categoría A en el bin i

u_i = incertidumbre estándar combinada categoría B en el bin i

Finalmente, en E.2 de la norma [IEC61400-12-1,2005] se admite que puede definirse tanto para la curva $P(V)$ como para la AEP una incertidumbre expandida, según lo definido en la GUM y en el apartado 2.4.6 de la presente, multiplicando la incertidumbre estándar de

cada bin por un factor k de cobertura, que dependerá del nivel de confianza dictado por la calidad de los supuestos e insumos utilizados para determinar las incertidumbres. En la tabla 5.2 se dan posibles factores de cobertura, tomados de la citada norma.

INCERTIDUMBRES EXPANDIDAS	NC (Nivel de Confianza) %	Factor k de cobertura
	68.27	1
	90	1.645
	95	1.960
	95.45	2
	99	2.576
	99.73	3

Tabla 5.2 Incertidumbres expandidas según IEC

5.3.3 Ejemplo de cálculo de incertidumbres en $P(V)$ según la norma IEC, para aerogenerador conectado a red: Se desarrollará en base a los contenidos y criterios del apéndice E de la [IEC61400-12-1,2005] un cálculo para la curva de potencia de un aerogenerador de 1000 kW típico que se denominará TU1 para conexión a red. Buscaremos determinar para una sección de una tabla de $P(V_i)$ medida las incertidumbres dadas por la expresión (5.6) del apartado anterior:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + \sum_{k=1}^{M_B} c_{k,i}^2 u_{k,i}^2 = s_i^2 + u_i^2 \quad \text{con } i \text{ de } 1 \text{ a } N \quad (5.6)$$

Los componentes son como se indicó las incertidumbres de tipo A ($s_{k,i}$) y tipo B ($u_{k,i}$) mencionadas en la Tabla 5.1, y sus coeficientes de sensibilidad ($c_{k,i}$). Las incertidumbres tipo A se relacionan con cálculos estadísticos, y básicamente se refieren a la variabilidad de la potencia eléctrica $s_{p,i}$ y a aspectos climáticos $s_{w,i}$, aunque no es una componente incluida necesariamente en el cálculo habitual (apéndice E, [IEC61400-12-1,2005]). Por otro lado, las incertidumbres tipo B se relacionan en primer lugar con el instrumental utilizado para la medición de Potencia eléctrica $u_{p,i}$, con la medición de intensidad de viento $u_{v,i}$, con la estimación indirecta de la densidad del aire a través de la ecuación (1.2), lo cual requiere conocer las incertidumbres en medición de Temperatura $u_{T,i}$, y Presión Barométrica $u_{B,i}$, y con el Sistema de Adquisición de Datos $u_{d,i}$. En algunos casos es necesario incluir las incertidumbres B relativas al terreno (distorsión de flujo) y/o al método de cálculo de la densidad. Los coeficientes de sensibilidad se originan en la $\frac{\partial f}{\partial x_i} = c_i$, según se vio en (2.4.5).

Agrupando estos ítems, tenemos los elementos en la siguiente Tabla 5.3.

Categoría B: Instrumentos		Incertidumbre	Sensibilidad	Notas/Observaciones
B.1) Potencia Eléctrica	Transformadores de corriente	$u_{P1,i}$	$c_{P,i} = 1$	Ref.aSTD: IEC60044-1
	Transformadores de tensión	$u_{P2,i}$		Ref.aSTD: IEC60044-2
	Trasductor de potencia	$u_{P3,i}$		Ref.aSTD: IEC60688
	...ó Dispositivo de medición de potencia	$u_{P4,i}$		Estimación
B.2) Velocidad del Viento		$u_{V,i}$	$c_{V,i} \approx \left \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \right $	
	Calibración del anemómetro	$u_{V1,i}$		Ref. a Calibración
	Características operativas	$u_{V2,i}$		Estimación
	Efectos de montaje	$u_{V3,i}$		Estimación
B.3) Densidad del Aire				
B3.1) Temperatura de aire	Sensor de Temperatura	$u_{T1,i}$	$c_{T,i} \approx \frac{P_i}{288.15K}$ $c_{B,i} \approx \frac{P_i}{1013hPa}$	Ref.aSTD: ISO 2533
	Protección contra radiación directa	$u_{T2,i}$		Estimación
	Efectos de montaje	$u_{T3,i}$		Estimación
B3.2) Presión barométrica	Sensor de presión	$u_{B1,i}$		Ref.aSTD: ISO 2533
	Efectos de montaje	$u_{B2,i}$		Estimación
B.4) SAD (Sistema de Adquisición de Datos)		$u_{d,i}$		
	Transmisión y acondic. de la señal - exactitud	$u_{d1,i}$		Ref. a Calibración
	Sistema ADC – cuantización	$u_{d2,i}$		Estimación
	Procesamiento posterior de señales	$u_{d3,i}$		Estimación
Categoría B: Terreno				
B.5) Distorsión de Flujo por terreno		$u_{V4,i}$	$c_{V,i} (idem)$	Calibración y estimación
Categoría B: Método				
B.6) Corrección de densidad		$u_{m1,i}$	$c_{T,i} c_{B,i} (idem)$	Estimación
Categoría A: Estadística		Incertidumbre	Sensibilidad	Notas/Observaciones
A.1) Potencia	Variabilidad de la Potencia Eléctrica	$s_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$	Cálculo Estadístico
A.2) Clima	Variación climática	s_W		Cálculo Estadístico

Tabla 5.3 Lista de Componentes de Incertidumbre A y B según IEC, para aerogenerador TU1 conectado a red

En base a estas consideraciones, la incertidumbre estándar de los elementos de nuestra tabla $P(V_i)$ ejemplo estará dada por:

$$u_{c,i}^2 = s_{P,i}^2 + u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 \quad \text{con } i \text{ de } 1 \text{ a } N \quad (5.7)$$

Los coeficientes de sensibilidad para los elementos relacionados con la potencia son unitarios $c_{P,i} = 1$, y una estimación de los otros se indica en la tabla 5.3 ($c_{V,i}$, $c_{B,i}$, $c_{T,i}$). De estos el más significativo es sin duda $c_{V,i}$ y depende de la pendiente de la curva de potencia en cada bin. Las incertidumbres relativas al sistema de adquisición de datos se evalúan dentro de la incertidumbre de cada parámetro. La incertidumbre en el flujo suele incluirse dentro de la estimación de incertidumbre del viento $u_{V,i}$. Se analizarán por partes los componentes de la ecuación (5.7).

5.3.3.1 – Incertidumbres tipo A: Para el caso de la potencia eléctrica normalizada en cada bin (A.1 en Tabla 5.3), la incertidumbre estándar se calcula por la fórmula estadística:

$$s_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}} \quad (5.8)$$

donde N_i es el número de muestras (promedios de 1 o 10 minutos) en cada bin, y $\sigma_{P,i}$ es el desvío estándar convencional de la potencia normalizada dada por:

$$\sigma_{P,i} = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{j=1}^{N_i} (P_i - P_{n,i,j})^2} \quad (5.9)$$

siendo P_i el promedio normalizado de potencia que aparece en la tabla, y $P_{n,i,j}$ cada uno de los N_i elementos de la muestra que se utilizaron para calcular P_i . Por ejemplo, si en un bin que registró un promedio de 102.5 kW se tomaron 4 muestras de potencia, 100, 101, 102 y 107 kW se tendrá $N_i = 4$, $\sigma_{P,i} = ((1/3)*((102.5-100)**2+(102.5-101)**2+(102.5-102)**2+(102.5-107)**2))*0.5 = 3.109126351$ kW, y por tanto $s_{P,i} = 1.554563$ kW.

Para el caso de incertidumbres originadas por variaciones climáticas s_W (A.2 en Tabla 5.3), por ejemplo si la prueba se efectuó bajo condiciones atmosféricas especiales que pudieran afectar el resultado en forma sistemática como un caso de estratificación atmosférica muy estable o muy inestable, o cambios pronunciados de dirección de viento, la [IEC61400-12-1,2005] recomienda subdividir la base de datos en segmentos de variación reducida, estimar la AEP de cada uno de los segmentos y calcular el desvío estándar de dichas AEP, a efectos de valorizar s_W .

5.3.3.2 – Incertidumbres tipo B - Generalidades: Siguiendo la práctica sugerida en [IEC61400-12-1,2005], se incorporará a cada una de las incertidumbres por instrumental indicadas en la Tabla 5.3, es decir B.1, B.2 y B.3 la componente correspondiente al canal de

adquisición de datos B.4. Asimismo, en caso de utilizar instrumental cuyas especificaciones de incertidumbre estén dadas como límites, se utilizará la conversión a incertidumbre estándar suponiendo un distribución de probabilidad rectangular, según se explicó en 2.4.4.

Para el caso del sistema de adquisición de datos (B.4), habrá incertidumbres relativas a la transmisión de la señal desde el sensor y acondicionamiento de la señal $u_{d1,i}$, conversión A/D (cuantización) $u_{d2,i}$, y procesamiento posterior de la señal, incluyendo software y almacenamiento $u_{d3,i}$. La incertidumbre estándar para el rango completo de un canal cualquiera de medición podrá expresarse según:

$$u_{d,i} = \sqrt{u_{d1,i}^2 + u_{d2,i}^2 + u_{d3,i}^2} \quad (5.10)$$

En el ejemplo tratado para la turbina TU1 se utilizará un sistema de alta calidad cuya incertidumbre estándar será de 0.1% del rango completo de cada canal. Si el canal de potencia por ejemplo tiene un rango de 2500 kW, su $u_{dp,i} = 0.1\% * 2500kW = 2.5kW$.

5.3.3.3 – Incertidumbres tipo B – Potencia eléctrica: En este ítem, la potencia eléctrica de alterna se considerará trifásica medida a la salida de la conexión a la red para nuestra unidad TU1 (Figura 5.10), y contiene Watímetros $W_{1,2,3}$ con incertidumbres en la medición de tensión (transformadores de tensión), en la medición de corriente (transformadores de corriente) y en el dispositivo o transductor que realiza el producto, sea digital o analógicamente. El punto común o puede o no estar conectado a neutro. Asimismo, se agrega la incertidumbre del canal de adquisición de datos para potencia. Se tendrá a partir de Figura 5.10 que $P_i = P_{W1} + P_{W2} + P_{W3}$.

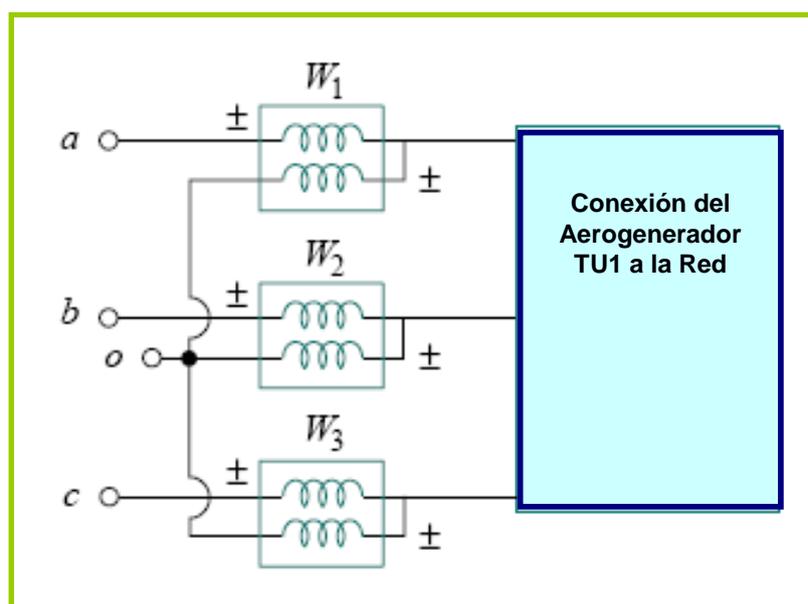


Figura 5.10 Circuito para medición de potencia trifásica en Aerogenerador TU1

Tomando la notación de la Tabla 5.3, se puede escribir suponiendo correlación nula:

$$u_{P,i} = \sqrt{u_{P1,i}^2 + u_{P2,i}^2 + u_{P3,i}^2 + u_{dP,i}^2} \quad (5.11)$$

Notar que la numeración 1, 2 y 3 en (5.10) no se refiere a los Watímetros sino a las fuentes de incertidumbre (respectivamente corriente, tensión y transductor) indicadas en dicha Tabla 5.3. En el ejemplo de TU1, se considerará que los transformadores de corriente y tensión son de clase 0.5, lo cual proporciona límites de incertidumbre dados por las normas IEC60044-1 (corriente, [IEC60044-1,2003]) e IEC60044-2 (tensión, [IEC60044-2,2003]). Para el caso de corriente, la IEC60044-1 especifica límites de +/-0.5% en la incertidumbre al 100% del rango, aunque dichos límites se van ampliando y llegan a +/-1.5% para el 5% del rango, por lo cual la práctica recomendada en [IEC61400-12-1,2005], E.5.2, es tomar un punto intermedio de +/-0.75% de incertidumbre. Se supondrá asimismo que las incertidumbres en los transformadores están causadas por factores externos (temperatura, frecuencia de red, etc) aplicadas a las tres fases simultáneamente, y por tanto con coeficiente de correlación $\rho=1$, y suma lineal, de lo cual se deduce que:

$$u_{P1,i} = \left(\frac{0.75\% P_{iW1}}{\sqrt{3}} \frac{1}{3} \right) + \left(\frac{0.75\% P_{iW2}}{\sqrt{3}} \frac{1}{3} \right) + \left(\frac{0.75\% P_{iW3}}{\sqrt{3}} \frac{1}{3} \right) = 0.43\% P_i [kW] \quad (5.12)$$

Para el caso de tensión, la IEC60044-2 especifica límites de +/-0.5 % en la incertidumbre en todo el rango de medición. Las suposiciones respecto a la incertidumbre son idénticas a las de los transformadores de corriente, con lo cual se obtiene:

$$u_{P2,i} = \left(\frac{0.5\% P_{iW1}}{\sqrt{3}} \frac{1}{3} \right) + \left(\frac{0.5\% P_{iW2}}{\sqrt{3}} \frac{1}{3} \right) + \left(\frac{0.5\% P_{iW3}}{\sqrt{3}} \frac{1}{3} \right) = 0.289\% P_i [kW] \quad (5.13)$$

En lo que respecta al transductor, para TU1 se supondrá un transductor analógico por ejemplo con salida 4-20 mA de clase 0.5 con una potencia nominal de 200 % del aerogenerador, es decir 2000 kW. Para esta clase, la [IEC60688, 2002] especifica que la incertidumbre máxima tendrá un límite superior de $0.5\% * 2000 \text{ kW} = 10 \text{ kW}$. Supondremos como antes que la distribución de probabilidad es uniforme, con lo cual:

$$u_{P3,i} = \frac{10 \text{ kW}}{\sqrt{3}} = 5.77 [kW] \quad (5.14)$$

Finalmente, supondremos que el canal del sistema de adquisición de datos tiene un rango de 0 a 2500 kW, con lo cual $u_{dP,i} = 0.1\% * 2500 \text{ kW} = 2.5 \text{ kW}$ y es entonces posible reescribir la ecuación (5.11) para TU1 como sigue:

$$u_{P,i} = \sqrt{(0.43\% P_i [kW])^2 + (0.289\% P_i [kW])^2 + (5.77kW)^2 + (2.5kW)^2} \quad (5.14)$$

o también:

$$u_{P,i} = \sqrt{(0.518\% P_i [kW])^2 + (6.31kW)^2} \quad (5.14a)$$

5.3.3.4 – Incertidumbres tipo B – Velocidad de Viento: En el caso de la medición de viento existen múltiples fuentes de incertidumbre, como se muestra en B.2 de la Tabla 5.3. La incertidumbre $u_{V1,i}$ de calibración del anemómetro (procedimiento regido por el Anexo F de [IEC61400-12-1,2005]) y la debida a sus características operativas $u_{V2,i}$ que se relaciona según lo indicado en el Anexo I de dicha norma, con la clase del Anemómetro y con las condiciones de operación teniendo en cuenta el emplazamiento. Los efectos de montaje producirán una incertidumbre $u_{V3,i}$ que puede minimizarse si se cumplen las especificaciones del Anexo G de la Norma, en particular el montaje preferido G.2 en extremo de la torre. Por último, si el emplazamiento de medición cumple los requerimientos topográficos de pendientes reducidas y mínimas variaciones respecto al plano de la Tabla B.1 del Anexo B de la Norma (no requiriendo “calibración de sitio”), se podrá considerar que la incertidumbre por flujo de terreno $u_{V4,i}$ puede calcularse como un 2 o 3% de la velocidad de viento en el bin. Aparecerá asimismo una incertidumbre $u_{dV,i}$ relacionada con el canal del sistema de adquisición de datos que mida la velocidad de viento. Con este criterio, puede expresarse:

$$u_{V,i} = \sqrt{u_{V1,i}^2 + u_{V2,i}^2 + u_{V3,i}^2 + u_{V4,i}^2 + u_{dV,i}^2} \quad (5.15)$$

Asimismo, los coeficientes de sensibilidad $c_{V,i}$ se calculan a partir de la pendiente de la curva de potencia, de acuerdo a la expresión indicada en B.2 de la Tabla 5.3, es decir:

$$c_{V,i} \approx \left| \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \right| \quad (5.16)$$

Para la medición de la curva ejemplo TU1 se considerará una calibración de buena calidad con una incertidumbre fija $u_{V1,i} = 0.1$ m/s. Asimismo, la clasificación operativa del Anexo I de la norma, especifica que si el terreno es clase A (cumple Anexo B, terreno uniforme, no requiere calibración de sitio), y el anemómetro es clase k , entonces la $u_{V2,i}$ puede derivarse de la expresión:

$$u_{V2,i} = (0.05m/s + 0.005U_i) \frac{k}{\sqrt{3}} \quad (5.17)$$

donde U_i es la velocidad de viento promedio en el bin i . Se supondrá para este caso una clase $1.2=k$ del anemómetro para lo cual resulta:

$$u_{v2,i} = 0.0346 + 0.00346U_i [m/s] \quad (5.17a)$$

Por último, para la medición de la curva ejemplo TU1 se considerará una incertidumbre de 1% de la velocidad para efectos de montaje $u_{v3,i} = 0.01U_i$ m/s, una incertidumbre por flujo de terreno del 3% de la velocidad de viento en el bin $u_{v4,i} = 0.03U_i$ m/s, y si el rango máximo del canal de medición de viento del SAD es de 70m/s, se tendrá que $u_{dv,i} = 0.1\% * 70m/s = 0.07m/s$. La expresión (5.15) puede reescribirse con estos valores como sigue:

$$u_{v,i} = \sqrt{(0.1m/s)^2 + (0.0346 + 0.00346U_i [m/s])^2 + (0.01U_i [m/s])^2 + (0.03U_i [m/s])^2 + (0.07m/s)^2} \quad (5.18)$$

5.3.3.5 – Incertidumbres tipo B – Densidad del aire: La densidad del aire, vinculada directamente a la potencia a través de la fórmula (1.1) y a la presión atmosférica y temperatura a través de (1.2), presenta en su medición indirecta las componentes de incertidumbre que se listan en el punto B.3 de la Tabla 5.3. La incertidumbre vinculada a la temperatura puede expresarse a través de las componentes de B3.1 de dicha tabla, según se muestra a continuación:

$$u_{T,i} = \sqrt{u_{T1,i}^2 + u_{T2,i}^2 + u_{T3,i}^2 + u_{dT,i}^2} \quad (5.19)$$

donde:

$u_{T1,i}$ = incertidumbre de la calibración del sensor T de temperatura en bin i ,

$u_{T2,i}$ = incertidumbre debido a apantallamiento (*rad-shield*) imperfecto en bin i ,

$u_{T3,i}$ = incertidumbre debido a efectos de montaje del sensor T en bin i ,

$u_{dT,i}$ = incertidumbre en el canal SAD de medición de temperatura en bin i ,

Por otro lado, el coeficiente de sensibilidad para temperatura se indicó en la Tabla 5.3 y se calcula a través de:

$$c_{T,i} \approx \frac{P_i}{288.15K} \quad (5.20)$$

Del mismo modo, la incertidumbre vinculada a la presión atmosférica puede expresarse a través de las componentes de B3.2 de la Tabla 5.3, según se muestra a continuación:

$$u_{B,i} = \sqrt{u_{B1,i}^2 + u_{B2,i}^2 + u_{dB,i}^2} \quad (5.21)$$

donde:

$u_{B1,i}$ = incertidumbre de la calibración del sensor B de presión en bin i ,

$u_{B2,i}$ = incertidumbre debido a efectos de montaje del sensor B en bin i ,

$u_{dB,i}$ = incertidumbre en el canal SAD de medición de presión en bin i ,

Por último, el coeficiente de sensibilidad para Presión atmosférica a nivel del mar se indicó en la Tabla 5.3 y se calcula a través de:

$$c_{B,i} \approx \frac{P_i}{1013hPa} \quad (5.22)$$

Para el ejemplo de TU1, se supondrán valores típicos para (5.19) y (5.21) a efectos de dar una idea de la influencia. En primer lugar, la incertidumbre estándar para el sensor de temperatura T se supondrá de 0.5 °C, el protector rad-shield contra la radiación agregará una incertidumbre estándar de 2 °C, y el montaje agregará un 1/3 °C si el sensor está ubicado a 10 m por debajo de la altura del rotor. Se considerará una amplitud de 50 °C en el rango del canal SAD de temperatura, con lo cual la (5.19) puede reescribirse para TU1 como:

$$u_{T,i} = \sqrt{(0.5 K)^2 + (2.0 K)^2 + (0.33 K)^2 + (0.1\% 50 K)^2} = 2.088 K \quad (5.19a)$$

La incertidumbre estándar para el sensor de presión B se supondrá de 3 hPa, la corrección de presión para altura de cubo de acuerdo a la ISO 2533 [ISO2533-Ed2,1997], considerando 28 desde rotor a sensor B , agregará una incertidumbre estándar de 0.34 hPa. Y si el rango del SAD en el canal de presión atmosférica es de 100 hPa se tendrá la expresión de (5.21) como:

$$u_{B,i} = \sqrt{(3.0 hPa)^2 + (0.34 hPa)^2 + (0.1\% 100 hPa)^2} = 3.02 hPa \quad (5.21a)$$

5.3.3.6 – Cálculo de la incertidumbre combinada estándar en TU1: Tomaremos un sector de la curva ficticia medida para TU1, a efectos de ejemplificar el cálculo de las incertidumbres de cada componente de la Tabla 5.3. Con esto se podrá determinar según vimos en (5.7) la incertidumbre estándar de los elementos de nuestra tabla $P(V_i)$:

$$u_{c,i}^2 = s_{P,i}^2 + u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 \quad \text{con } i \text{ de } 1 \text{ a } N \quad (5.7)$$

Nuestra tabla ficticia para TU1 tendrá en principio los siguientes componentes:

Bin i	U_i [m/s]	P_i [kW]	Cp_i []	N_i []	$s_{P,i}$
					Ec.(5.8)/(5.9)

Formato de Tabla Ficticia 5.4

Los valores de la *Tabla 5.4* se supondrán dados en una base de datos generada a partir de las mediciones del SAD asignado a TU1. En particular, con las ecuaciones (5.8 /5.9) a

partir de los N_i valores $P_{n,i,j}$ se calcula $\sigma_{P,i} = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{j=1}^{N_i} (P_i - P_{n,i,j})^2}$ (5.9) y

luego $s_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}}$ (5.8), que es la incertidumbre tipo A que aparece como primera

componente en (5.7)

Posteriormente se construirá una segunda *Tabla 5.5* con los valores de los coeficientes de sensibilidad a partir de las ecuaciones (5.16), (5.20), (5.22) como sigue:

Bin i	U_i [m/s]	P_i [kW]	$C_{V,i}$ [kW/ms ⁻¹]	$C_{T,i}$ [kW/K]	$C_{B,i}$ [kW/hPa]
			$c_{V,i} \approx \left \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \right $ (5.16)	$c_{T,i} \approx \frac{P_i}{288.15 K}$ (5.20)	$c_{B,i} \approx \frac{P_i}{1013 hPa}$ (5.22)

Formato de Tabla Ficticia 5.5

En una tercera *Tabla 5.6* se agruparán los elementos de la (5.7) para TU1, según:

Bin i	$u_{P,i}$ [kW]	$u_{V,i}$ [ms ⁻¹]	$C_{V,i}u_{V,i}$ [kW]	$u_{T,i}$ [K]	$C_{T,i}u_{T,i}$ [kW]	$u_{B,i}$ [hPa]	$C_{B,i}u_{B,i}$ [kW]
	Ec. (5.14a)	Ec. (5.18)		Ec. (5.19a)		Ec. (5.21a)	

Donde:

$$u_{P,i} = \sqrt{(0.518\% P_i [kW])^2 + (6.3 kW)^2} \quad (5.14a)$$

$$u_{V,i} = \sqrt{(0.1)^2 + (0.0346 + 0.00346 U_i)^2 + (0.01 U_i)^2 + (0.03 U_i)^2 + (0.07)^2} [m/s] \quad (5.18)$$

$$u_{T,i} = \sqrt{(0.5 K)^2 + (2.0 K)^2 + (0.33 K)^2 + (0.1\% 50 K)^2} = 2.088 K \quad (5.19a)$$

$$u_{B,i} = \sqrt{(3.0 hPa)^2 + (0.34 hPa)^2 + (0.1\% 100 hPa)^2} = 3.02 hPa \quad (5.21a)$$

Finalmente, se constituirá una *Tabla 5.7* de resultados para TU1, donde se agruparán las incertidumbres tipo A, y las tipo B dadas por:

$$u_i = \sqrt{u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2} \quad \text{con } i \text{ de } 1 \text{ a } N \quad (5.23)$$

Bin i	U_i [m/s]	P_i [kW]	$C_{P,i}$ []	N_i []	CatA - $s_{P,i}$	Cat.B - u_i [kW]	Comb - u_c [kW]
					Ec.(5.8)	Ec.(5.23)	Ec. (5.7)

Formato de Tabla Final 5.7

5.3.3.7 – Presentación de las tablas de incertidumbre combinada en TU1: Se ha realizado, en base a datos de curva de potencia (parcial) para la turbina típica TU1 de 1MW ([IEC61400-12-1,2005], Ap. E.1), una planilla de cálculo que agrupa las consideraciones del punto anterior. Los datos base se muestran en la Tabla 5.4, y la gráfica en Figura 5.11.

Turbina TU1 / 1000kW					
Bin i	U_i [m/s]	P_i [kW]	Cp_i []	N_i []	s_{P_i}
9	4.50	6.04	0.05	362	0.67
10	4.98	27.70	0.15	333	1.09
11	5.52	67.39	0.28	285	1.65
12	5.98	111.30	0.36	262	2.26
13	6.51	160.95	0.40	265	3.08
14	7.01	209.42	0.42	286	3.22
15	7.50	261.96	0.43	287	3.23
16	8.00	327.63	0.44	248	3.28
17	8.50	395.23	0.44	215	4.38
18	8.99	462.01	0.44	179	4.94
19	9.49	556.06	0.45	183	5.02
20	10.00	629.80	0.43	133	5.83
21	10.47	703.06	0.42	127	6.82
22	11.00	786.55	0.41	119	6.75
23	11.50	836.48	0.38	101	6.65
24	11.99	893.52	0.36	94	7.27
25	12.49	928.61	0.33	74	5.59
26	13.03	956.44	0.30	70	6.38
27	13.50	971.30	0.27	63	4.66
28	14.00	980.92	0.25	71	3.19
29	14.48	988.17	0.22	77	2.53
30	15.00	993.46	0.20	64	1.37
31	15.49	993.71	0.18	47	0.84
32	15.99	995.70	0.17	54	0.83

Tabla 5.4 Tabla de datos base para aerogenerador TU1 conectado a red

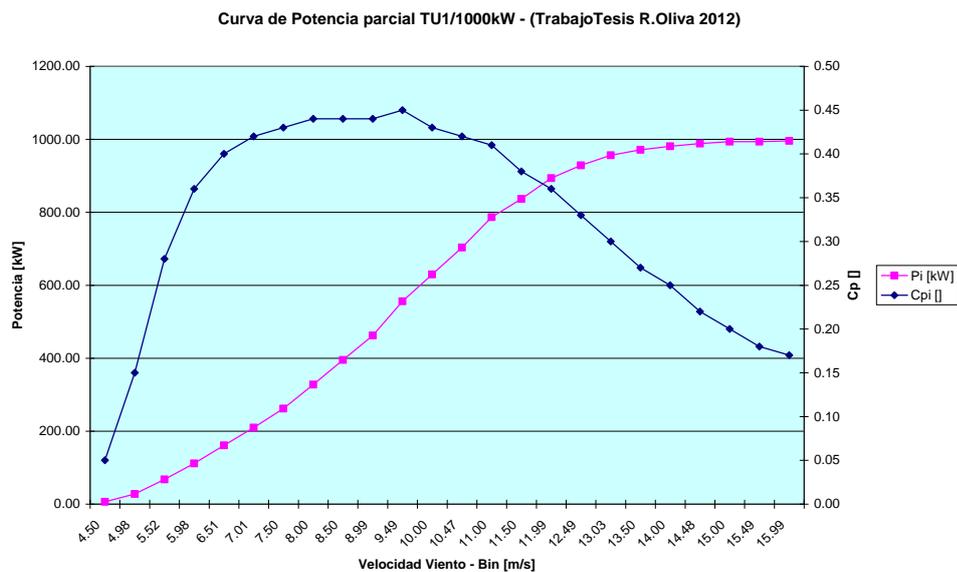


Figura 5.11 Gráfico parcial de Potencia y Cp en Aerogenerador TU1

La Tabla 5.5 agrupa los valores de los coeficientes de sensibilidad calculados para TU1 a partir de las ecuaciones (5.16), (5.20), (5.22). Se toman datos a partir del bin 9, pero como los cálculos dependen del bin anterior en el caso de $c_{v,i}$, se listan coeficientes a partir del bin 10 solamente. La tabla queda como sigue:

Turbina TU1 / 1000kW					
Bin i	U_i [m/s]	P_i [kW]	$C_{v,i}$ [kW/ms ⁻¹]	$C_{T,i}$ [kW/K]	$C_{B,i}$ [kW/hPa]
9	4.50	6.04			
10	4.98	27.70	45.13	0.10	0.03
11	5.52	67.39	73.50	0.23	0.07
12	5.98	111.30	95.46	0.39	0.11
13	6.51	160.95	93.68	0.56	0.16
14	7.01	209.42	96.94	0.73	0.21
15	7.50	261.96	107.22	0.91	0.26
16	8.00	327.63	131.34	1.14	0.32
17	8.50	395.23	135.20	1.37	0.39
18	8.99	462.01	136.29	1.60	0.46
19	9.49	556.06	188.10	1.93	0.55
20	10.00	629.80	144.59	2.19	0.62
21	10.47	703.06	155.87	2.44	0.69
22	11.00	786.55	157.53	2.73	0.78
23	11.50	836.48	99.86	2.90	0.83
24	11.99	893.52	116.41	3.10	0.88
25	12.49	928.61	70.18	3.22	0.92
26	13.03	956.44	51.54	3.32	0.94
27	13.50	971.30	31.62	3.37	0.96
28	14.00	980.92	19.24	3.40	0.97
29	14.48	988.17	15.10	3.43	0.98
30	15.00	993.46	10.17	3.45	0.98
31	15.49	993.71	0.51	3.45	0.98
32	15.99	995.70	3.98	3.46	0.98

Tabla 5.5 Tabla de coeficientes de sensibilidad para aerogenerador TU1 conectado a red

La Tabla 5.6 muestra los valores de las indeterminaciones tipo B halladas a partir de Ec. (5.14a), Ec. (5.18), Ec. (5.19a), Ec. (5.21a), y su producto con los coeficientes de sensibilidad calculados en la Tabla 5.5 para TU1. La tabla queda como sigue:

Turbina TU1 / 1000kW							
Bin i	$u_{P,i}$ [kW]	$u_{V,i}$ [ms ⁻¹]	$C_{V,i} u_{V,i}$ [kW]	$u_{T,i}$ [K]	$C_{T,i} u_{T,i}$ [kW]	$u_{B,i}$ [hPa]	$C_{B,i} u_{B,i}$ [kW]
9							
10	6.31	0.21	9.29	2.09	0.20	3.02	0.08
11	6.32	0.22	16.15	2.09	0.49	3.02	0.20
12	6.34	0.23	22.12	2.09	0.81	3.02	0.33
13	6.36	0.25	23.05	2.09	1.17	3.02	0.48
14	6.40	0.26	25.19	2.09	1.52	3.02	0.62
15	6.45	0.27	29.33	2.09	1.90	3.02	0.78
16	6.53	0.29	37.79	2.09	2.37	3.02	0.98
17	6.63	0.30	40.84	2.09	2.86	3.02	1.18
18	6.75	0.32	43.11	2.09	3.35	3.02	1.38
19	6.94	0.33	62.25	2.09	4.03	3.02	1.66
20	7.10	0.35	50.02	2.09	4.56	3.02	1.88
21	7.29	0.36	56.10	2.09	5.09	3.02	2.10
22	7.51	0.38	59.19	2.09	5.70	3.02	2.34
23	7.65	0.39	39.02	2.09	6.06	3.02	2.49
24	7.83	0.41	47.21	2.09	6.47	3.02	2.66
25	7.93	0.42	29.52	2.09	6.73	3.02	2.77
26	8.02	0.44	22.53	2.09	6.93	3.02	2.85
27	8.07	0.45	14.27	2.09	7.04	3.02	2.90
28	8.10	0.47	8.98	2.09	7.11	3.02	2.92
29	8.13	0.48	7.27	2.09	7.16	3.02	2.95
30	8.14	0.50	5.06	2.09	7.20	3.02	2.96
31	8.14	0.51	0.26	2.09	7.20	3.02	2.96
32	8.15	0.53	2.10	2.09	7.22	3.02	2.97

Tabla 5.6 Tabla de incertidumbres tipo B y productos para aerogenerador TU1 conectado a red

Finalmente, se muestra en la Tabla 5.7 los resultados para TU1, donde se agrupan las incertidumbres tipo A, y las tipo B dadas por la ecuación (5.23). La columna de incertidumbre combinada estándar se origina en la ecuación (5.7) y para la tabla es:

$$u_{c,i} = \sqrt{s_i^2 + u_i^2} \quad \text{con } i \text{ de } 1 \text{ a } N \quad (5.24)$$

En la Figura 5.12 se muestra la Potencia con los extremos superior e inferior de incertidumbre estándar combinada para el Aerogenerador TU1. En general se agregará según se mencionó en 5.3.2 un factor $k=2$ de cobertura para un Nivel de Confianza del 95% lo cual permitirá expresar $P_i^* = P_i \pm ku_{c,i}$

Turbina TU1 / 1000kW							
Bin i	U_i [m/s]	P_i [kW]	Cp_i []	N_i []	$CatA$ - $s_{P,i}$	$Cat.B$ - u_i [kW]	$Comb$ - u_c [kW]
9	4.50	6.04	0.05	362	0.67		
10	4.98	27.70	0.15	333	1.09	11.23	11.29
11	5.52	67.39	0.28	285	1.65	17.35	17.42
12	5.98	111.30	0.36	262	2.26	23.03	23.14
13	6.51	160.95	0.40	265	3.08	23.95	24.14
14	7.01	209.42	0.42	286	3.22	26.04	26.24
15	7.50	261.96	0.43	287	3.23	30.10	30.27
16	8.00	327.63	0.44	248	3.28	38.43	38.57
17	8.50	395.23	0.44	215	4.38	41.49	41.72
18	8.99	462.01	0.44	179	4.94	43.78	44.06
19	9.49	556.06	0.45	183	5.02	62.78	62.98
20	10.00	629.80	0.43	133	5.83	50.76	51.10
21	10.47	703.06	0.42	127	6.82	56.84	57.25
22	11.00	786.55	0.41	119	6.75	59.98	60.36
23	11.50	836.48	0.38	101	6.65	40.30	40.85
24	11.99	893.52	0.36	94	7.27	48.36	48.90
25	12.49	928.61	0.33	74	5.59	31.42	31.92
26	13.03	956.44	0.30	70	6.38	25.06	25.86
27	13.50	971.30	0.27	63	4.66	18.08	18.67
28	14.00	980.92	0.25	71	3.19	14.33	14.68
29	14.48	988.17	0.22	77	2.53	13.37	13.61
30	15.00	993.46	0.20	64	1.37	12.35	12.42
31	15.49	993.71	0.18	47	0.84	11.27	11.30
32	15.99	995.70	0.17	54	0.83	11.48	11.51

Tabla 5.7 Tabla Final con incertidumbres A, B y combinada estándar para aerogenerador TU1 conectado a red

Curva de Potencia parcial con límites de Incertidumbre Estandar TU1/1000kW - (TrabajoTesis R.Oliva 2012)

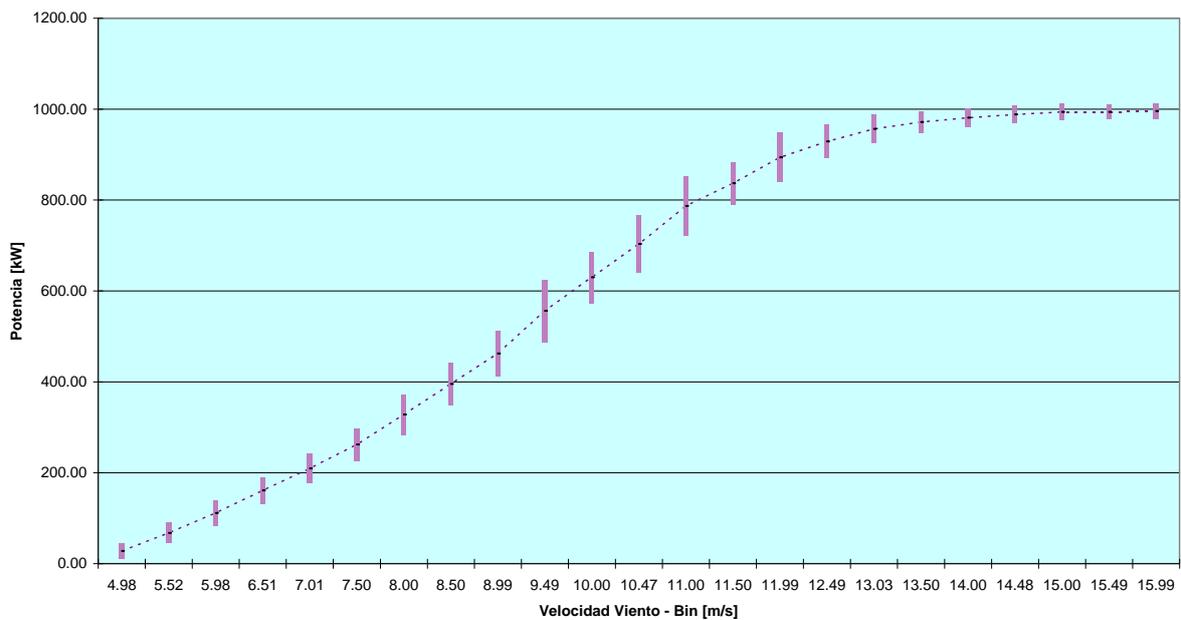


Figura 5.12 Gráfico Potencia con incertidumbre estándar combinada en Aerogenerador TU1

5.3.4 Contribución de las distintas fuentes de incertidumbre en $P(V)$ para aerogenerador TUI conectado a red: Se analiza brevemente la contribución de las distintas fuentes desarrolladas en el punto 5.3.3, para la curva parcial de potencia medida sobre la turbina ejemplo. Debe recordarse que se trata de una suma cuadrática de contribuciones de las distintas fuentes de incertidumbre, dada por la (5.7). En la Figura 5.13 puede observarse la importancia que toma la incertidumbre del anemómetro, sobre todo por los altos valores de $c_{V,i}$ que reflejan la pendiente fuerte de la curva antes de entrar a la zona de potencia nominal. En la zona entre 8.5 y 13m/s, el producto $u_{V,i} c_{V,i}$ tiene una diferencia de un orden de magnitud con el resto de las contribuciones (Potencia, Temperatura, Presión), por lo cual resulta de extrema importancia intentar minimizar los errores originados por la medición de viento.

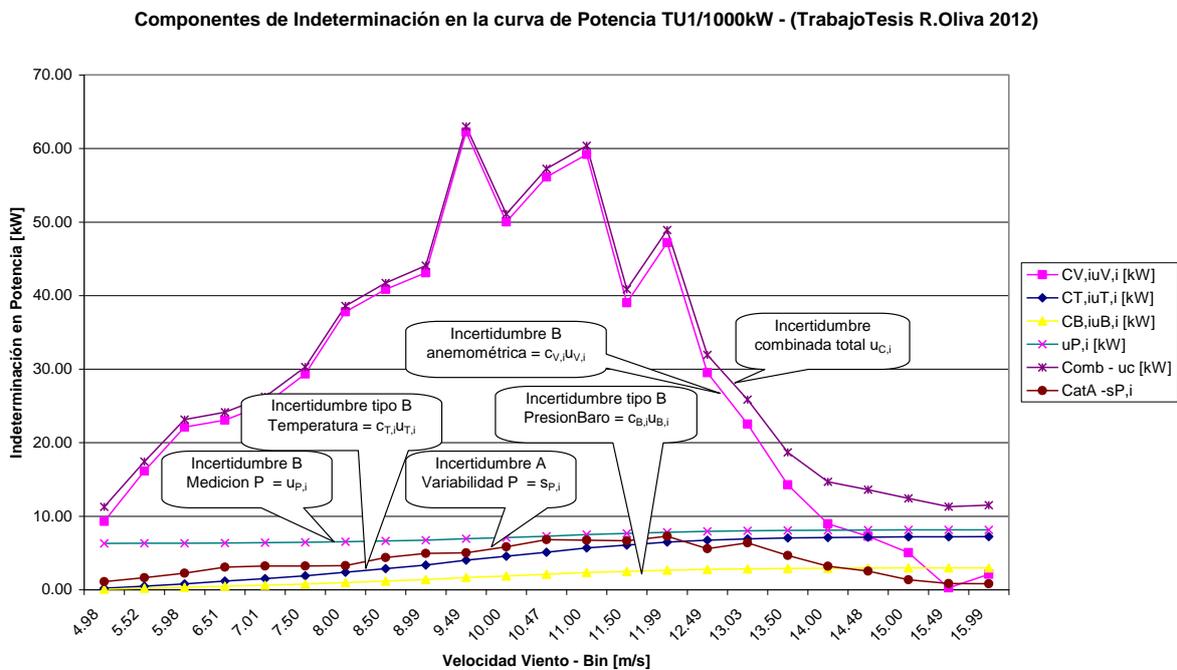


Figura 5.13 Contribución de cada fuente de incertidumbre a la estándar combinada total en Aerogenerador TUI

Capítulo 6 - Desarrollo y evolución, contrastación de mediciones y ejemplo de cálculo de incertezas

6.1 Marco general de la implementación del sistema de medida

6.1.1 Desarrollo del sistema de medición meteorológica: Los trabajos relativos al módulo METEO se inician en las experiencias del primer logger C2 desarrollado en UNPA desde 1995 (Oliva, R.; 1997)(a),(b) y sucesivas evoluciones (Oliva, R. y González, L.; 1999), (Oliva, R.; Luna Pont, C.A.; 2000), Oliva, R., Albornoz, C (2003). La integración de METEO como elemento modular dentro de un sistema para evaluación de curva de potencia fue descrita en (Oliva, R. y Vallejos, R.;2006) y sus primeros resultados en (Oliva,R.,Cortez,N., Jones, R.D.; 2008), y una descripción interna de la utilización de controladores PSoC se publicó en (Oliva, R y Cortez, N.;2007). Finalmente, la evolución mas reciente de estos equipos se describe en (Martín, G. Duzdevich, J.P, Oliva, R.; 2011) y en (SWAT,2012).

6.1.2 Implementación de la estadística: La implementación de las operaciones estadísticas en general está a cargo de la CPU principal, y en general se requiere programación en un lenguaje de alto nivel y capacidad para realizar operaciones de punto flotante. En los primeros prototipos C2 (Oliva, R.; 1997)(a),(b) dicha CPU es un microcontrolador Siemens 80C535, y se utiliza un compilador C51 de Keil Systems para DOS. En evoluciones más recientes esta tarea pasa a procesadores x86 bajo uC/OSii (Oliva, R., Albornoz, C.;2003) y posteriormente Atmel AVR (Oliva, R. y Vallejos, R.;2006), ya a esta altura desdobladas las operaciones de adquisición básica y paquetización con controlador PSoC (METEO) (Oliva, R y Cortez, N.;2007) y control / procesamiento estadístico (PWRC basado en AVR AtMega128).

Las operaciones estadísticas consisten en tomar los valores instantáneos leídos del convertidor A/D o del convertidor de frecuencia, escalados con los coeficientes adecuados para tener Unidades de Ingeniería y los coeficientes de calibración que correspondan, y efectuar sobre ellos las siguientes operaciones, que se cierran por default cada minuto o período configurado para la prueba:

- i) Promedios
- ii) Varianza (desvío Standard al cuadrado)
- iii) Máximo

- iv) Mínimo
- v) La forma básica de cálculo de los ítems indicados de cualquiera de las magnitudes, es la misma utilizada en (Akai, 1994). La implementación en C es la descripta para el compilador C51 y se resume como sigue:

6.1.3 Promedios de intensidad de viento: Los promedios de las primeras j , $j-1$ muestras son:

$$A_j = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_j}{j}; \quad A_{j-1} = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_{j-1}}{j-1}; \quad (6.1)$$

y se cumple que

$$jA_j = (j-1)A_{j-1} + x_j \quad (6.2)$$

por lo tanto

$$A_j = \frac{(j-1)A_{j-1} + x_j}{j} \quad (6.3)$$

lo cual da el promedio como función de los valores previos almacenados y de la nueva muestra. El código en lenguaje C tiene la siguiente forma (aquí en C51 de Keil):

```

/* Average calcs */
/* j_aver = Contador UINT
   A_v = Promedio acumulado (Aj-1) Float
   TVanem = Muestra actual escalada a Float (xj)
   ftemp.f / ftemp.ul = Union para ver si FPcalc anduvo bien..
*/
/*****
   j_aver++; /* Increment average counter */
   /*First average in float */

ftemp.f = A_v*(float)(j_aver - 1)+ TVanem;
if(j_aver == 0) j_aver = 65535; /*17.8 don't allow 0 DIV */
ftemp.f = ftemp.f / (float)j_aver;
/* Check for FP problems.. */
if(ftemp.ul == NaN ||
   ftemp.ul == plusINF ||
   ftemp.ul == minusINF) {
        fp_error = 1;
        A_v=98.9;
}
else{
   A_v = ftemp.f; /* A_v es el "Aj" ahora.. */
} /*All is OK */

```

Al final del período de muestra, la variable A_v contiene la expresión de $\langle V \rangle$ en el período de muestreo considerado. El uso de $ftemp$ como unión de tipos float ó unsigned long es un chequeo interno del compilador por si falló la operación de punto flotante, generando una condición de error.

6.1.4 Varianza (Cuadrado del desvío Standard): Para la varianza muestral puede escribirse:

$$s^2 = \frac{1}{n-1} \left[\sum_{j=1}^n x_j^2 - nA^2 \right] \quad (6.4)$$

lo cual implica que para las primeras j muestras

$$s_j^2 = \frac{1}{j-1} \left[\sum_{k=1}^j x_k^2 - jA_j^2 \right] \quad (6.5)$$

y las siguientes relaciones son válidas:

$$(j-1)s_j^2 = \left[\sum_{k=1}^j x_k^2 - jA_j^2 \right]$$

$$(j-2)s_{j-1}^2 = \left[\sum_{k=1}^{j-1} x_k^2 - (j-1)A_{j-1}^2 \right] \quad (6.6)$$

Operando sobre ambas expresiones, se llega a que:

$$s_j^2 = \frac{1}{j-1} \left[(j-2)s_{j-1}^2 + \left(\frac{j}{j-1} \right) (x_j - A_j)^2 \right] \quad (6.7)$$

El código en lenguaje C tiene la siguiente forma (aquí en C51 de Keil, se supone j_aver ya incrementado para el promedio anterior):

```

/*First square_sigma calculation */
/* j_aver = Contador UINT
* Saa = "Sigma Squared" acumulado anterior (sj-1) Float
* A_v = Promedio acumulado en calculo anterior (Aj) Float
* TVanem = Muestra actual escalada a Float (xj)
* ftemp.f / ftemp.ul = Union para ver si FPcalc anduvo bien..
* typedef FP float;
*/

/* Start ssq calc:*****/
ftemp.f = (FP)(j_aver - 2)*ssq;
ftemp.f = ftemp.f + (FP)(j_aver) * (TVanem-A_v)*(TVanem-A_v) / (FP)(j_aver-1);
ftemp.f = ftemp.f / (FP)(j_aver -1);
if(ftemp.ul == NaN ||
ftemp.ul == plusINF ||
ftemp.ul == minusINF) {
fp_error = 1;
ssq=99.9;
}
else {
ssq = ftemp.f; /* ssq es ahora el "sj" */
} /*All is OK */
/* End ssq calc *****/

```

6.1.5 Máximos y mínimos: Para el cálculo del máximo de una muestra de viento, en que además se marca su dirección y su “Timestamp” (fecha / hora), el código en C tiene el siguiente aspecto:

```
/******  
/* Start MAX calculation now */  
/******  
if(TVanem>TVanem_max) {  
    TVanem_max=TVanem;  
    Dir_max = (unsigned char)current.Dir_ssq;  
  
    header.date_max.day = current.time.day;  
    header.date_max.month = header.inicio.month;  
    header.date_max.yr = header.inicio.yr;  
    header.time_max = current.time;  
}
```

Mientras que el cálculo del mínimo de una muestra de viento, en que además se marca su dirección y su “Timestamp”, se resuelve así:

```
/******  
/* Start MIN calculation now */  
/******  
if(TVanem<TVanem_min) {  
    TVanem_min=TVanem;  
    Dir_min = (unsigned char)current.Dir_ssq;  
    header.date_min.day = current.time.day;  
    header.date_min.month = header.inicio.month;  
    header.date_min.yr = header.inicio.yr;  
    header.time_min = current.time;  
}
```

6.2 Implementación de lecturas de intensidad de viento y dirección

6.2.1 Las mediciones anemométricas en estaciones C2: El prototipo C2 de UNPA se construye (1995) para implementar las mediciones de $\langle V \rangle$ como promedios de velocidades muestreadas (variable TVAnem tipo *float* en 6.1.3), almacenando al final de períodos seleccionados (en general 10 minutos) dichos promedios y su varianza σ^2 utilizando los algoritmos mencionados. A la vez clasifica todas las mediciones de velocidad en un histograma, que se denomina de muestras instantáneas, y la información de dirección de viento. Los sensores utilizados son un anemómetro NRG#40H de efecto Hall (provisto con coeficientes de calibración) y una veleta potenciométrica NRG#200P.

El anemómetro cuenta con una salida eléctrica pulsante, cuya frecuencia es proporcional a la velocidad de giro. A su vez, dicha velocidad de giro se relaciona directamente con la

velocidad del viento. Los fabricantes proveen coeficientes de calibración en caso de instrumentos de calidad, que permite relacionar la frecuencia de la señal con el viento mediante una ecuación lineal.

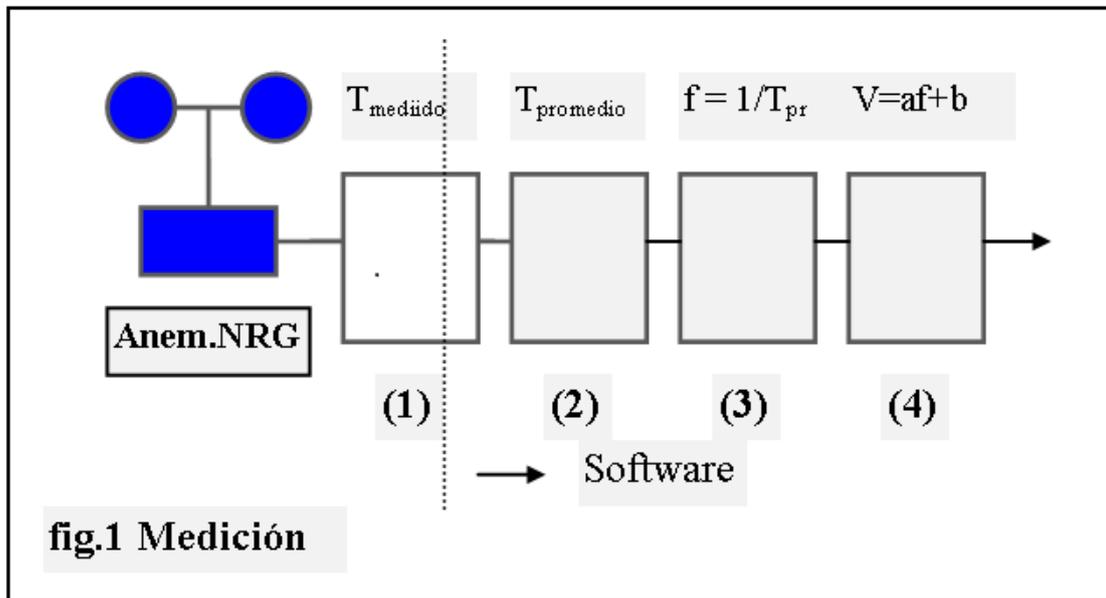


Figura 6.1 Estructura de la etapa de entrada anemométrica en equipo C2/UNPA

La medición de intensidad de viento en [m/s] se basa en la medición del período de la señal del anemómetro (Figura 6.1, bloque (1)), que contiene una salida pulsante a partir un sensor de efecto Hall, y la derivación posterior de la frecuencia. Se realiza un promedio del tipo *running average* en las cuatro últimas mediciones de período (Figura 6.1, bloque (2)), para emular un filtro de paso bajo de primer orden y de constante de tiempo variable. El espectro de frecuencia de las mediciones de viento está concentrado en 10^{-3} Hz (Buehring, 1981) y tiene poca energía por encima de 1 Hz , haciendo viable este método para eliminar ruido sin afectar significativamente la información adquirida. Los períodos son almacenados en palabras de 32 bits, y el cociente para la determinación de la frecuencia (Figura 6.1, bloque (3)) se realiza con algoritmos de punto flotante IEEE de 32 bits provistos por el compilador C51 utilizado. La resolución n [bits] de la medición de frecuencia por este método (Williamson, 1985) requiere una resolución de m bits en la medición del período, según:

$$m \geq n + \frac{\ln\left(\frac{f_{\max}}{f_{\min}}\right)}{\ln 2} \quad (18)$$

En nuestro caso, la resolución en período requerida para una frecuencia máxima de 100 Hz y mínima de 1 Hz, es de 14,9 bits para una resolución de 8 bits en f . Como se utiliza un contador de 16 bits aumentado para el conteo de período (Señal base de 500 kHz) la

resolución es mejor que 9 bits. Los algoritmos estadísticos descritos por las ecuaciones (6.1-7) se implementan sobre las muestras de V (variable TVAnem) después de la ecuación de calibración (Figura 6.1, bloque (4)). Asimismo, se clasifican todas las muestras de V en un histograma interno (Akai, 1994; Gasch 1990) implementado con contadores de 32 bits, con una resolución de 1m/s.

6.2.2 Hardware en estaciones C2: El prototipo C2 se basa en un microcontrolador Siemens 80C537/5 (variante de familia 8051), y consiste de a) una placa CPU, que contiene el microcontrolador, 32 KB de RAM estática, 32 KB de EPROM y la interfase RS232 para comunicarse con la PC, b) una placa de adaptación de señales analógicas y de pulsos, provenientes del anemómetro y de la veleta, así como de la tensión de la batería de 12V asociada a la fuente de alimentación del sistema, c) un display alfanumérico de cristal líquido (LCD) de 1 línea y 16 caracteres, d) una placa que unifica el teclado de 4 contactos y un sencillo calibrador de señales, para realizar las pruebas, que toma como referencia la frecuencia de 50 Hz de la línea, y e) una placa que contiene a la fuente de alimentación de línea (220V CA), y un conjunto fuente-cargador para una batería de 12V, para proveer energía en casos de fallas de línea.

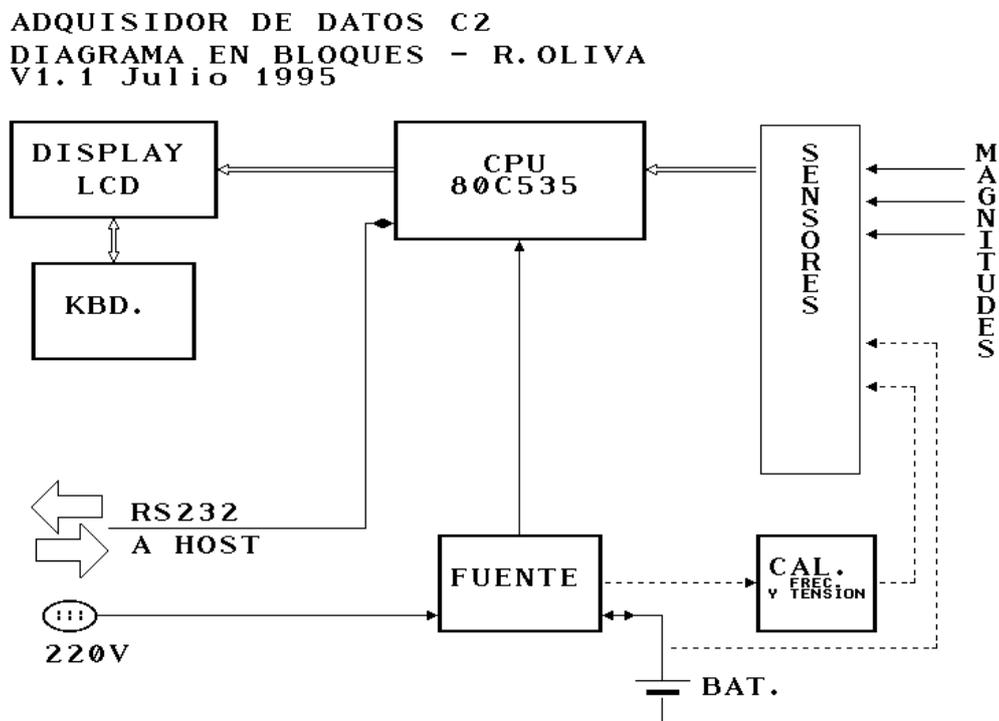


Figura 6.2 Estructura del hardware en el equipo C2 / UNPA

El cargador se limita a una corriente de 180 mA, y con la finalidad de compensar la autodescarga de la batería. Puede verse un diagrama de la configuración general en la Figura 6.2., y la distribución de entradas analógicas y de pulsos en la Figura 6.3. Una vista del equipo puede apreciarse en la Figura 6.4

ADQUISIDOR DE DATOS C2
 BASADO EN MICROCONTROLADOR 80C535
 RAFAEL OLIVA / UFPA RIO GALLEGOS
 Revision 1.1 Julio 1995

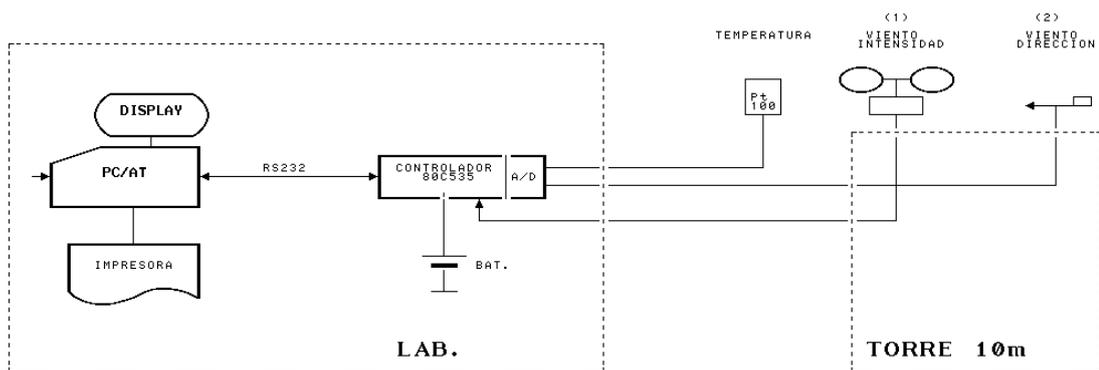


Figura 6.3 Estructura del hardware en el equipo C2 / UNPA



Figura 6.4 Vistas de la implementación equipo C2 / UNPA (izq.), y revisión de Arq. Carlos Luna Pont

6.2.3 Software para estaciones C2: Para el análisis de los datos obtenidos, se escribe un programa en ambiente DOS de descarga de datos, similar a un terminal con comandos específicos, y las rutinas de conversión para permitir la lectura de los datos en formato de planillas de cálculo estándar. El tamaño de la memoria RAM del C2 obliga a esta descarga en períodos de 1 semana aproximadamente, con muestras <V> de 20 minutos. El análisis de los datos descargados se realiza en bloques mensuales, utilizando un lenguaje de macros (VBA)

para las planillas de cálculo. Las salidas de éste análisis permiten obtener: a) Gráficas de series temporales de $\langle V \rangle$ para un mes particular (por ejemplo, figura 6.5). b) Gráficas de los histogramas comparados para distintos meses c) Histogramas mensuales de dirección de viento. d) Evaluación de los parámetros k , A de Weibull a partir de histogramas y a partir de las mediciones de $\langle V \rangle$. e) Comparación de histogramas teórico y medido a partir de los parámetros obtenidos (Oliva, R.; 1997)(a),(b). El sistema funciona satisfactoriamente desde octubre de 1995 hasta el año 2001.

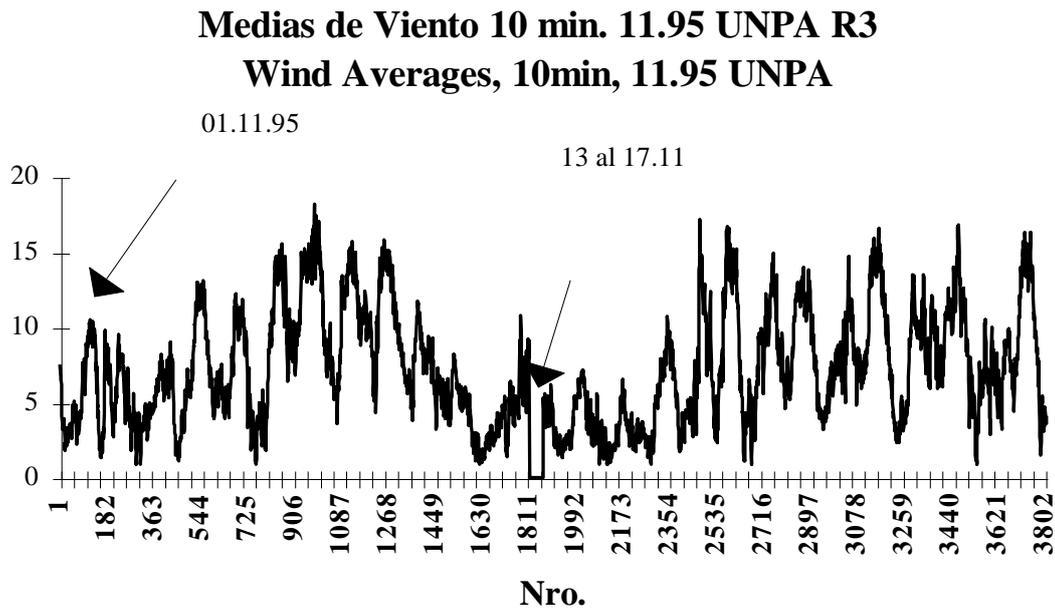


Figura 6.5 Datos promedio de un mes en equipo C2 / UNPA

6.3 Evolución hacia el Front-End METEO

6.3.1 La variante PSoC para la implementación de una unidad remota: A partir de la visualización de aplicaciones de medición útiles para la industria y entornos académicos, se concursó y ganó el proyecto ANR N° SC002/2003, presentado al FONTAR por L&R Ingeniería, que plantea el desarrollo de un data-logger de arquitectura abierta en dos bases de microcontrolador distintas, con distintos niveles de costo y complejidad. Se inicia con los dispositivos PSoC de la línea 8C26443, en ese momento novedosos ya que combinan características de una FPGA, con módulos analógicos configurables y un core M8C propietario, con algún parecido al venerable 8051 (arquitectura del C2), mas una cantidad reducida de memoria Flash (16K) y RAM. Los dispositivos se configuran con un software

gratuito (PSoC Designer) en forma similar a una FPGA, y la programación del controlador en C permite un sencillo sistema con la ventaja de poder combinar señales analógicas con funciones digitales en el mismo chip.

En esta primera etapa, el PSoC utiliza el bus I2C integrado y funciona como maestro a través de un módulo de software (bit-banged) provisto por Cypress, que permite acceder a dos dispositivos: una memoria serial 24LC256, y un reloj de tiempo real PCF8563 de Philips. El circuito evoluciona con el avance del proyecto hasta convertirse en la placa DLCy cuyo diagrama en bloques puede verse en la Figura 5, y que en sus versiones finales incorpora el microcontrolador PSoC de la línea 8C29443 (el mismo del METEO actual), con prestaciones analógicas muy superiores, 32K de Flash y 2K de RAM, lo cual lo hace mas adecuado para su uso como un datalogger sencillo (aunque la memoria queda prácticamente llena con la mayoría de las aplicaciones).

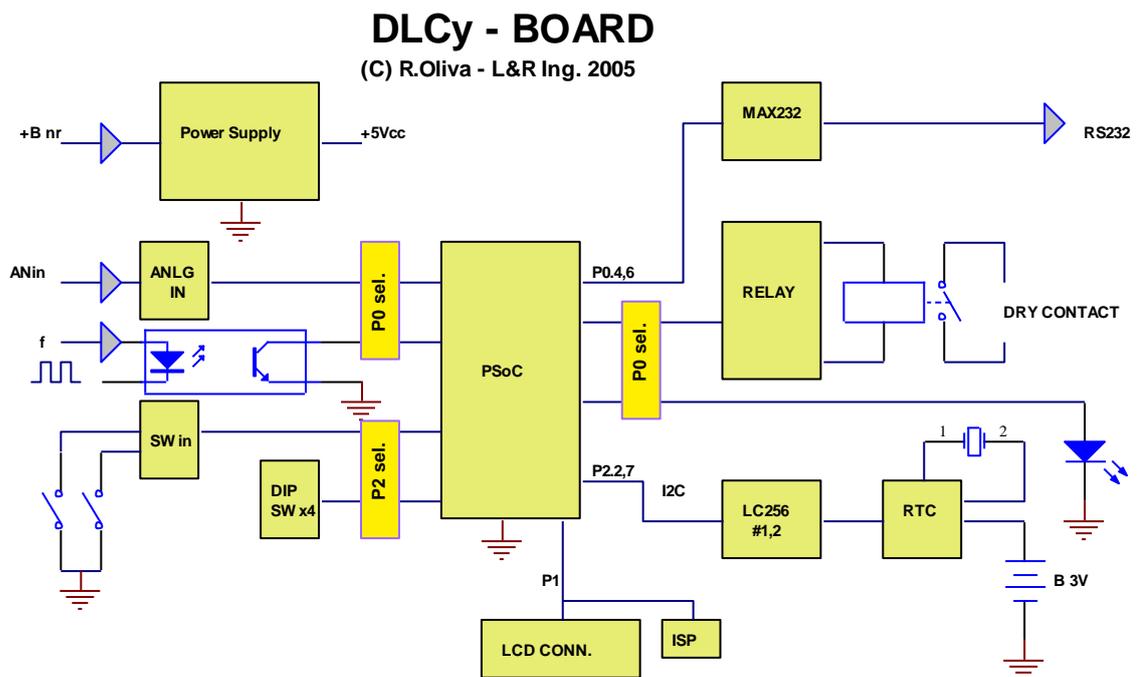


Figura 6.6 Diagrama en bloques de la placa DLCy con PSoC - CY82C29443

Este esquema coordina las operaciones de adquisición de datos con el RTC (PCF8563), permitiendo las funciones básicas de un data logger. La descarga de datos se realiza a través de un puerto serie RS232. La placa ha dado muy buen resultado, y se han realizado múltiples aplicaciones, entre ellas las primeras unidades METEO.



Figura 6.7 Placa DLcy con PSoC - CY82C29443

6.3.2 Transmisión de datos desde METEO: Las METEO utilizan la placa DLcy acoplada a una placa específica de entradas analógicas y de “pulse forming” para la entrada anemométrica. No realizan ningún procesado estadístico. Los valores analógicos son digitalizados a través de un conversor A/D de 13 bits multiplexado. Dependiendo de los sensores conectados, se paquetizan los valores analógicos como enteros x 100 o x10 en un buffer de transmisión, y un checksum al final para probar la integridad de los datos. Este paquete es decodificado por la CPU principal:

UUU\$ttttt.bbbbbb.dddd.sss.vvv.xxxx*QQQ

Los identificadores U y Q indican comienzo y final de transmisión, t es la temperatura absoluta en K escalada por 100, b es la presión atmosférica escalada (x10) en mB, d es la dirección absoluta escalada(x10), s es la frecuencia (x10) proporcional a la intensidad de viento, y x es el valor del checksum en hexadecimal. La secuencia v no es utilizada. Los METEO se preparan para su utilización por defecto con sensores NRG Systems como el 110S para temperatura y el BP-20 para presión atmosférica. El cómputo de s (proporcional a la velocidad de viento) es a través de un algoritmo similar al descrito para el C2, por debajo de 100 Hz, utilizando un ZCD o “zero crossing detector” a la entrada del anemómetro. Estas unidades fueron utilizadas para el proyecto PERMER en varias ubicaciones (Oliva, R. y

Vallejos, R.;2006). El diagrama en bloques y su aspecto externo se observa en la Figura 6.8 (Oliva,R.,Cortez,N., Jones, R.D.; 2008).

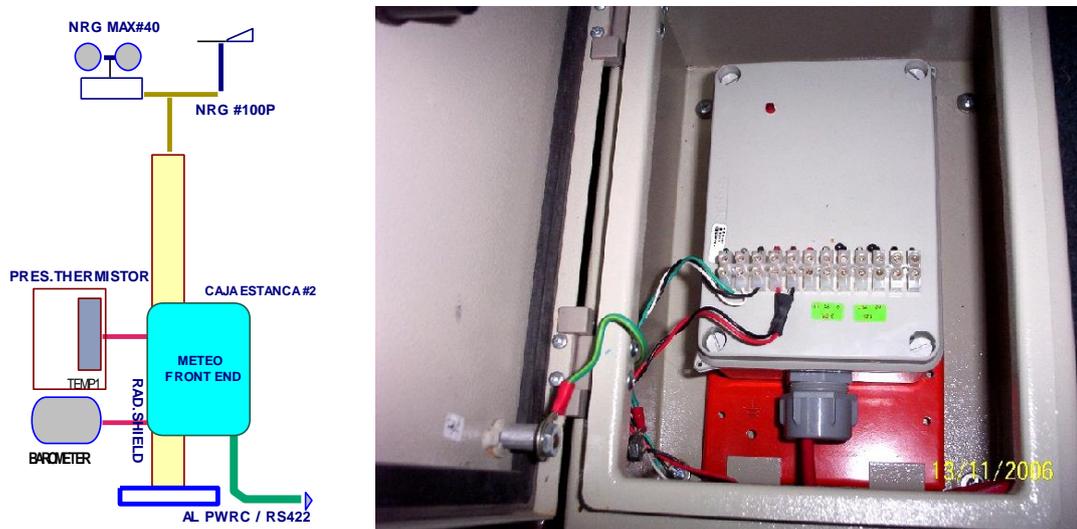


Figura 6.8 Primeras unidades METEO basadas en DLCy con PSoC - CY82C29443 (2006)

6.4 CPU principal con arquitectura Atmel AVR y periféricos

6.4.1 La evolución hacia arquitectura Atmel-AVR

La placa CL2bm1 es una evolución del logger DLCy según la concepción de tener un registrador mas avanzado con amplia capacidad de almacenamiento a través de tarjetas extraíbles tipo MMC/SD, como sustitución de las versiones importadas que se utilizaron en los primeros PWRC (2005-6). Dichas funciones son sobre todo las relativas a la captura de datos analógicos, la comunicación a través del puerto serie RS232 o a través de USB, el funcionamiento del teclado, el funcionamiento del reloj de tiempo real (RTC), el display LCD y el almacenamiento confiable en tarjetas MMC/SD. Las pruebas realizadas en el marco del proyecto ANR/SC03 han permitido determinar y evaluar estas capacidades y sentar las bases para un modelo comercial con unos pocos agregados, como ya se indicó en el apartado 1.3.3 del presente trabajo. En la Figura 6.9 (ídem 1.5) puede verse un diagrama en bloques de esta versión.

CL2_b Proto (AtMega32/644/1284) Rev5F-2010

(C) R.Oliva - L&R Ing. 2009/10

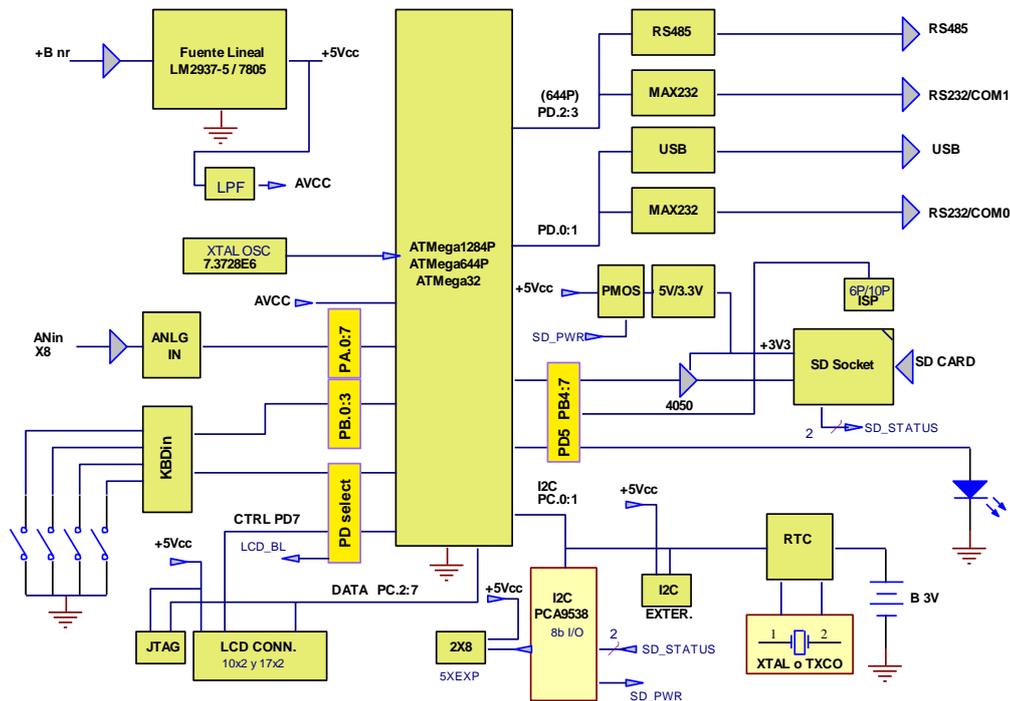


Figura 6.9 Diagrama en bloques de la placa CL2bm1 – Construida a partir de 2010

La versión utilizada en las aplicaciones más recientes cuenta con un procesador ATmega1284P, el cual cuenta con 128 KB de memoria Flash, 16 KB de RAM y dos puertos serie. Puede funcionar a 7.3 o 14.4 MHz. Es pin a pin compatible con las versiones reducidas del ATmega de menor costo, que cuentan con menos memoria interna y solo un puerto serie adicional. Los componentes de dicho circuito son las siguientes:

- Fuente de Alimentación
- Entradas Analógicas
- Interfase para teclado de membrana
- Display LCD
- Interfase I2C y Reloj de tiempo real.
- Interfase a tarjetas SD/MMC
- Interfase Serie RS232 y USB.

La utilización de I2C de Philips (o TWI para Atmel) es una parte fundamental del módulo CL2bm1 [Oliva y Cortez, 2011]. Se desarrolla tanto en lo relativo al acceso al RTC (PCF8563) como en la utilización de servicios de E/S (PCA9538), y además se utiliza la placa DLCy como “periférico” para conectar dicho dispositivo al CL2b, implementando la

función “I2C-Hardware-Slave” del PSoC, y el CL2b actuando como Maestro en la comunicación I2C. La interfase I2C conectada al reloj (RTC) permite mantener una hora medianamente precisa con el cristal de 32.768 kHz (se observa deriva a lo largo de varios meses en productos reales, por lo cual la placa CL2bm1 de producción incorpora la opción de un TXCO, oscilador compensado por temperatura, que reduce significativamente la deriva). En la Figura 6.10 se muestra dicha implementación, y en la 6.11 el ensayo inicial de las placas a inicios del 2010.

CL2B Proto Board - (c) 2009 / LyR Ingenieria
I2C Peripherals
rev.8 08-09 / (c) R.Oliva

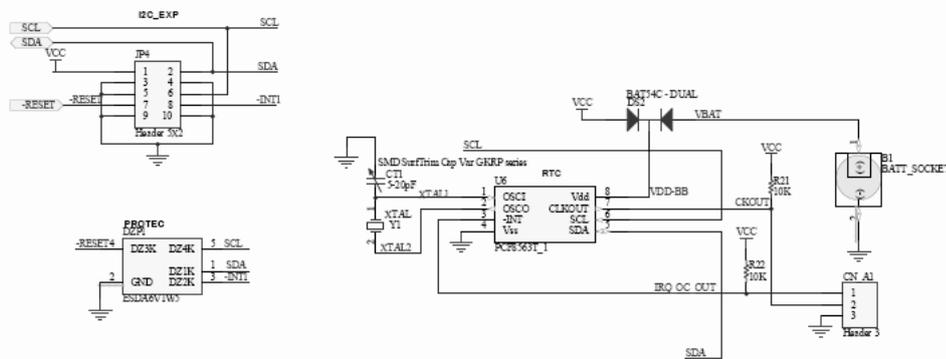


Figura 6.10 Conector de expansión y RTC conectada al bus I2C

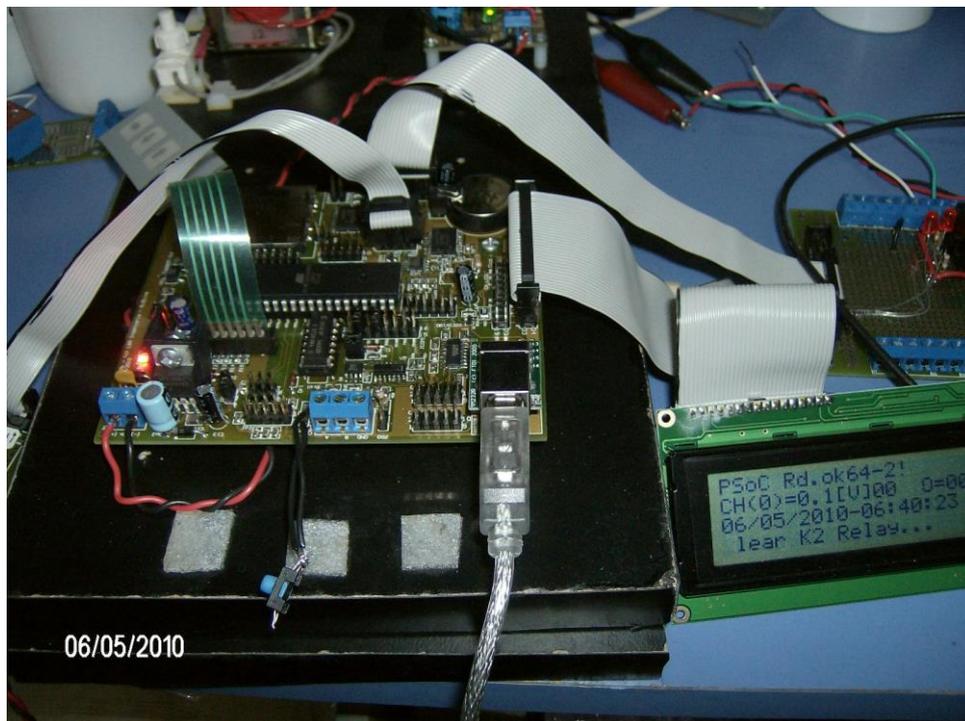


Figura 6.11 Ensayos de placa CL2bm1 – versión de producción

Varias de estas placas comienzan a trabajar a fines de 2010 en puestos aislados de petroleras en condiciones sumamente rigurosas (Figura 6.12), para control de sistemas híbridos para suministro de bombas de dosificación y continúan prestando servicio.

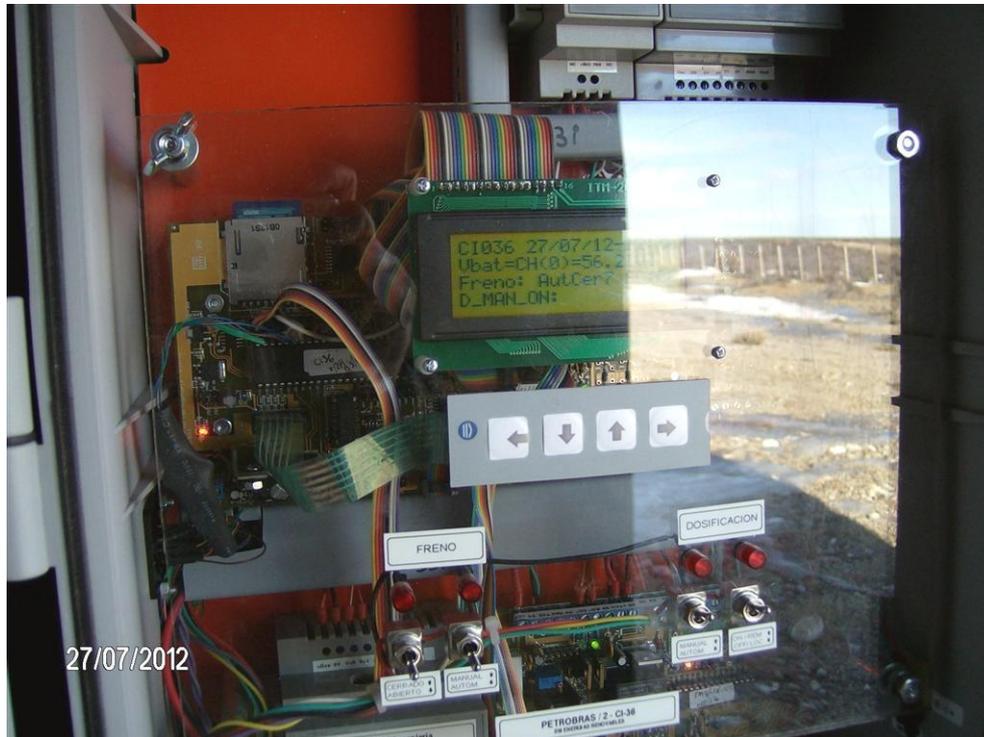


Figura 6.12 Placa CL2bm1 (izq) en control de sistema híbrido para bombas de dosificación – Paraje Boleadoras/Campo Indio (Santa Cruz)

6.4.2 Periférico M4E de E/S con PSoC como esclavo I2C: La interfase I2C favorece la modularidad, y se utiliza asimismo para el acceso a una expansión de entradas y salidas, en una placa adicional M4E (se la menciona en el tema 1.4) realiza las funciones de acondicionamiento y adquisición de entradas de sensores de tensión ó corriente y RPM de un aerogenerador. Esta placa de L&R Ingeniería se basa en el controlador Cypress PSoC (línea 29xxx) trabajando con la interfase I2C-esclavo en hardware. La misma ha sido ensayada extensamente en los mismos entornos que la CL2bm1, y su diagrama en bloques se muestra en la Figura 6.13 (ídem 1.11). Para las entradas analógicas se puede reconfigurar internamente el ADC de 13bits multiplexado (como en Figura 6.12), de acceso secuencial, o utilizar el módulo TriADC de 13bits, que muestrea en forma simultanea hasta 3 canales. Esto último es utilizado para muestrear simultáneamente tensión y corriente, en el caso de los PWRC2 del INTI (Figura 5.7). Asimismo es posible configurar entradas y salidas de tipo discreto, y un port serie de monitoreo (Figura 6.14).

M4-EXPANSION - BOARD

(C) R.Oliva - L&R Ing. 2010

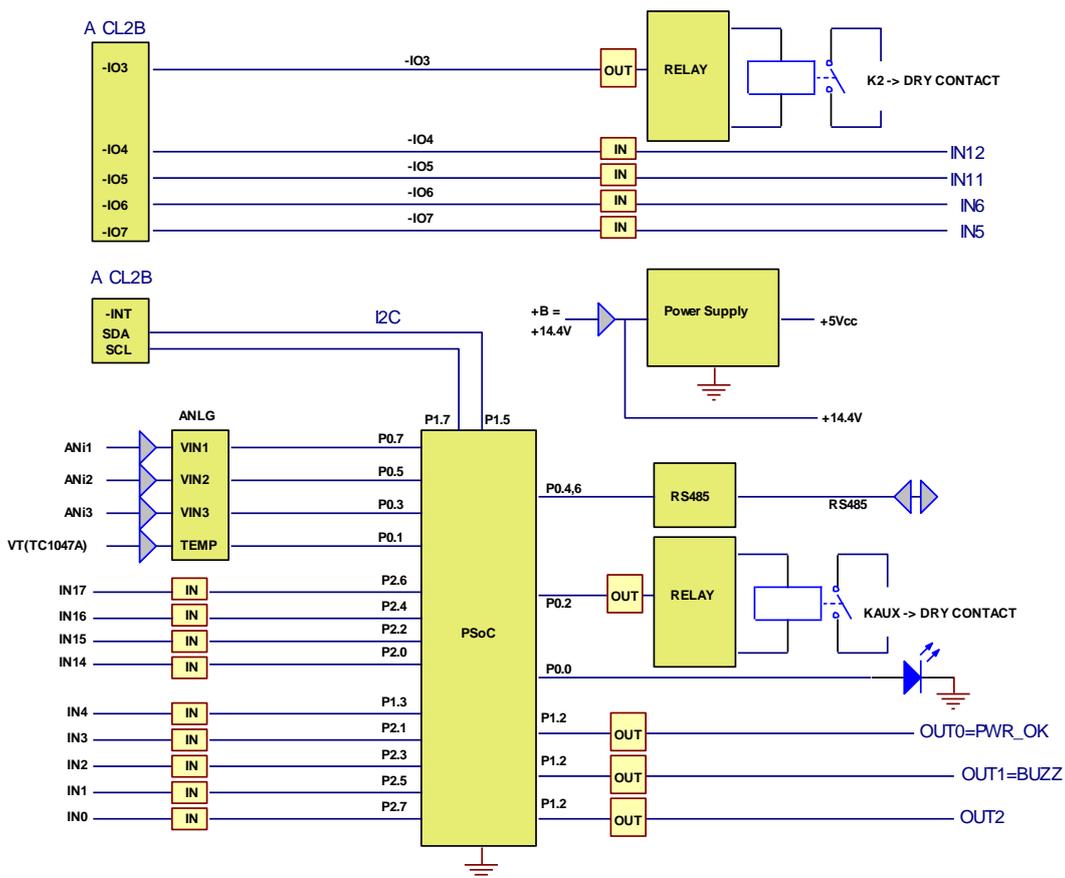


Figura 6.13 Diagrama de M4E, placa auxiliar modular con conexión I2C a la CL2bm1

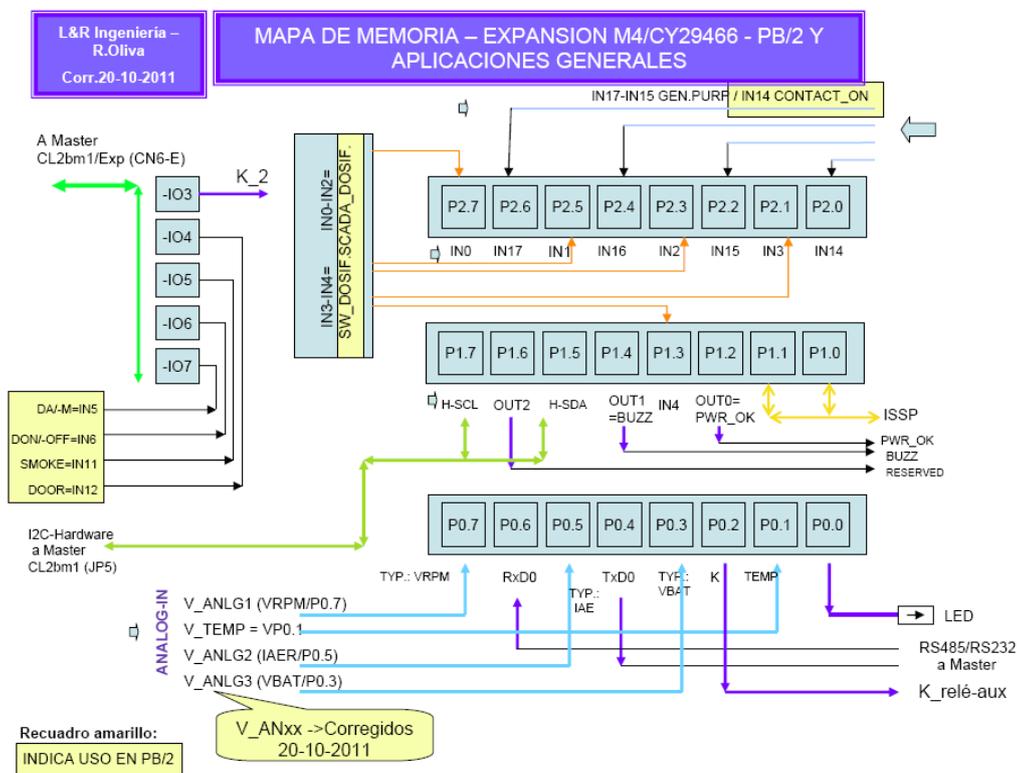


Figura 6.14 Mapa de memoria interno del M4E

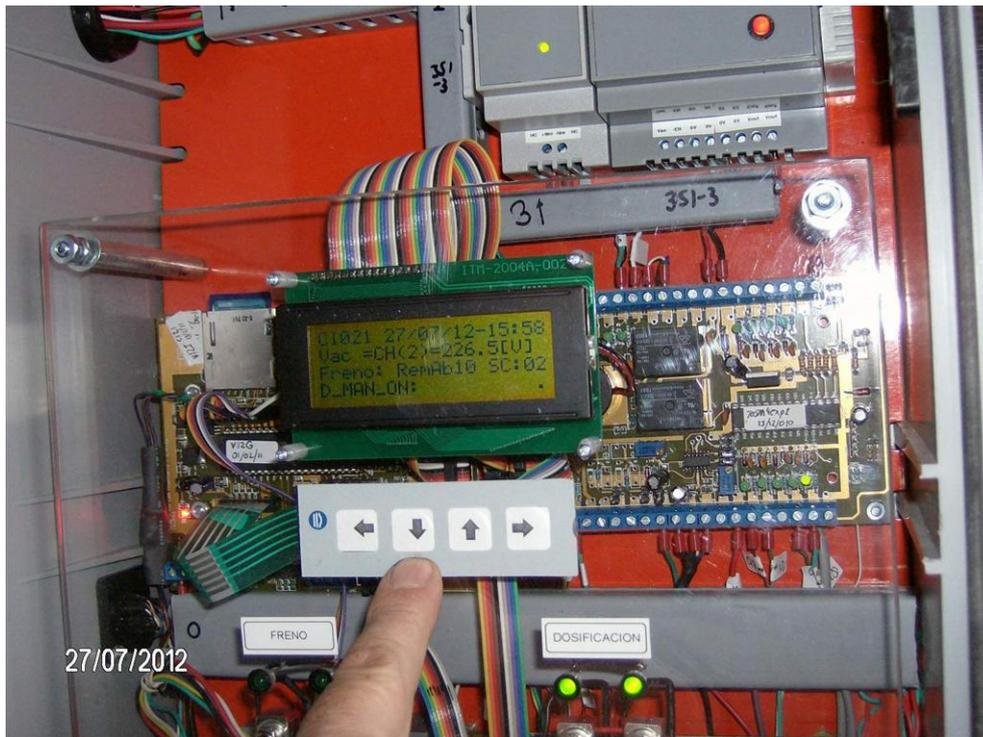


Figura 6.15 Foto en detalle del M4E (a la derecha), en funcionamiento en un sistema de dosificación en conexión con la CL2bm1 a través de I2C.

6.4.3 Periférico METEO con PSoC como esclavo I2C o módulo remoto RS485: A partir de la necesidad de implementar un esquema dual que permita resolver la utilización de módulos con capacidad de expansión a través de la interfase I2C (apta para distancias muy cortas, ejemplo Estación Meteorológica) y además permitir la paquetización de datos de sensores a gran distancia de la CPU principal (sistemas PWRC2) se trabaja en las nuevas versiones de METEO como para resolver en una sola placa ambas aplicaciones, a la vez utilizando el formato apto para riel DIN.

Este desarrollo fue impulsado a partir del 2011 por el compromiso de proveer la instrumentación para el sistema de pruebas del INTI-Neuquén en Cutral-Có, que llevó a tener lista una primera versión basada en la placa DLCy y la placa analógica METEO Fr/End de 2006 a inicios de 2012 (Figura 6.16). El montaje se realiza con ambas placas mencionadas sobre una placa prototipo para DIN de L&R Ingeniería, y se incluye un módulo para conversión del puerto serial TTL a RS485, dada la gran distancia (40 a 70m) con los equipos PWRC instalados en el interior del laboratorio. Se requirió un extenso ensayo [AOIP, 2011] [Fluke-0, 2002] comparativo con calibradores de señal (Figura 6.17) [Fluke-2, 2011] y con la estación Nomad2 de referencia, conectada a los sensores NRG 110S (temperatura) y BP-20 (Presión atmosférica) que luego se utilizarían en la instalación final.

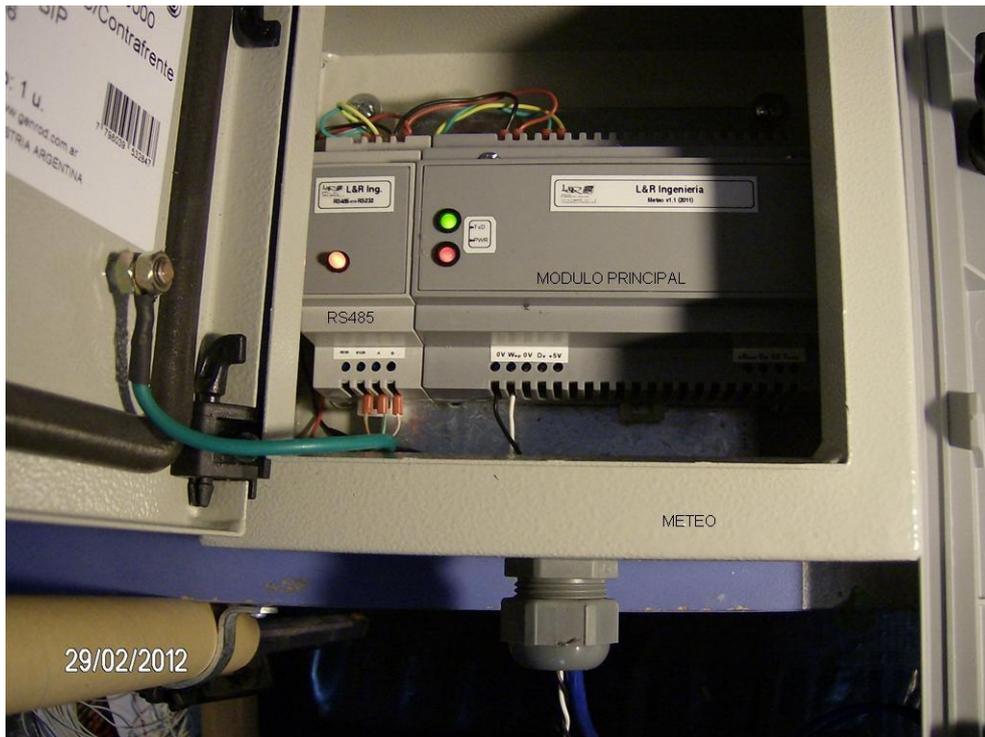


Figura 6.16 Meteo v1.1 (2011) armada y en etapa de pruebas finales – Febrero 2012

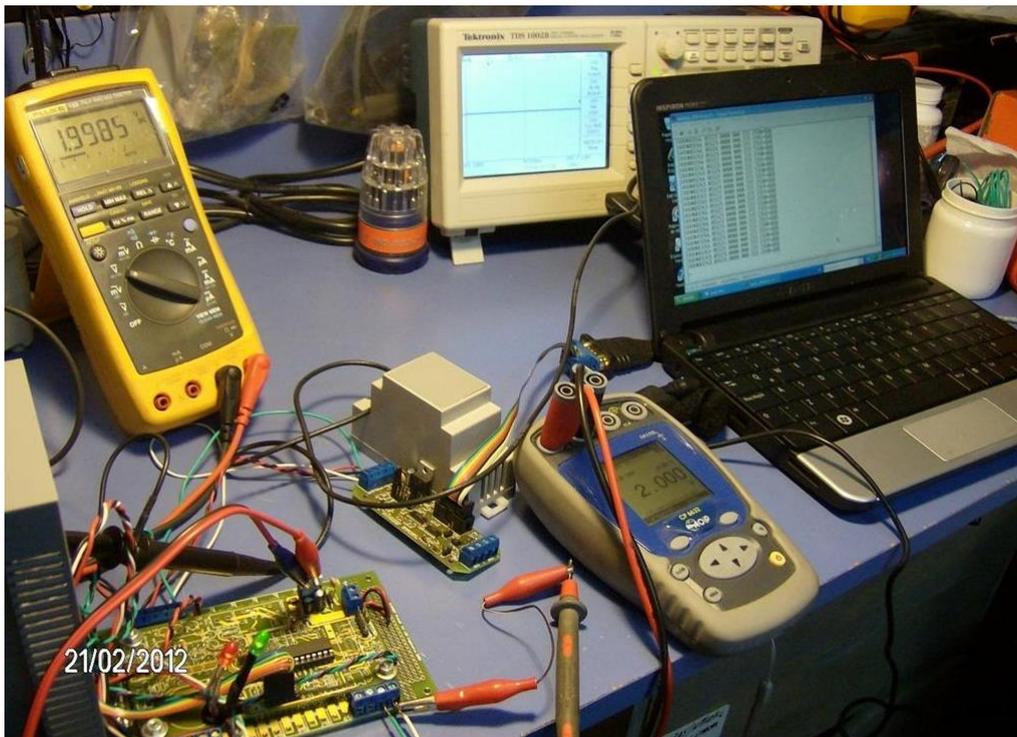


Figura 6.17 Ensayo con calibrador AOIP en etapa de prueba inicial – Febrero 2012

La primera unidad METEO v1.1 se instala en junio de 2012 junto con las dos primeras unidades PWRC. Se continúa el desarrollo de la placa METEO1 de tamaño DIN reducido para la instalación del segundo subsistema, instalado a fines de octubre de 2012 en Cutral-Có. Esta placa sigue el esquema general que ya fue presentado en el Capítulo 1 y que se muestra en la Figura 6.18. En la figura 6.19 se muestra la implementación en una sola placa,

utilizando el mismo software interno que la versión v1.1, y su montaje en el campo de pruebas INTI en Cutral-Có en noviembre 2012.

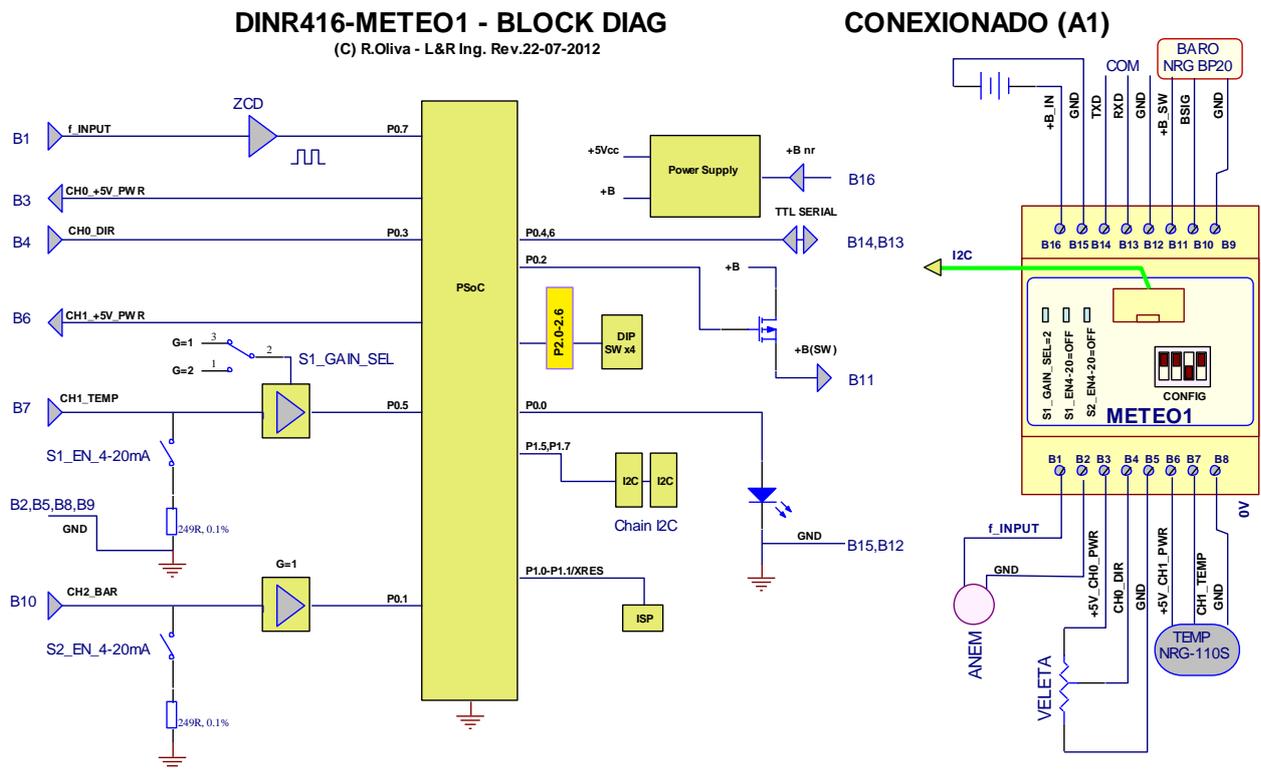


Figura 6.18 Diagrama en bloques del módulo DIN-METE01 desarrollado a mediados de 2012



Figura 6.19 Implementación de DIN-METE01 (octubre de 2012) e instalación en Campo Pruebas INTI Cutral-Có

Esta versión permite la conexión a través de RS485, utilizando un convertor externo, o la conexión a través de I2C/Esclavo a una CPU que funcione como Maestro (Figura 6.18) o permite su implementación directa como parte del sistema Estación MET a 2 niveles, que se mostró en la Figura 1.9.

6.5 Contrastación de mediciones METEO

6.5.1 Proceso de adquisición de datos en PWRC2 / METEO: La validación de las lecturas de las unidades METEO se realiza en las etapas de calibración, como se muestra en la Figura 6.20, y posteriormente al instalar dicho equipamiento en el campo de pruebas (Figura 6.21).

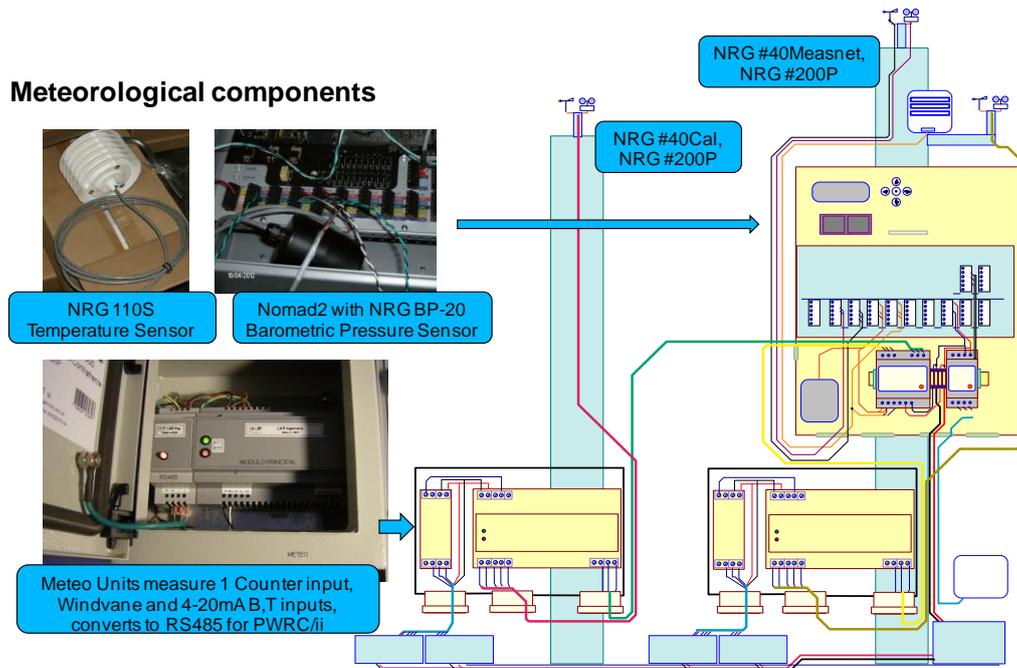


Figura 6.20 Utilización de una estación Secondwind Nomad2 como referencia para los equipos METEO en Campo de Pruebas INTI Cutral-Có



Figura 6.21 Secondwind Nomad2 de referencia junto a METEO en Campo de Pruebas INTI Cutral-Có

La contrastación de los datos de campo de METEO y Nomad2 requiere de varios pasos. Por un lado, las METEO proporcionan el “insumo meteorológico” para las unidades PWRC2 que integran las mediciones eléctricas con las ambientales, según se ve en la Figura 6.22. Cada METEO suministra datos a dos unidades PWRC2.

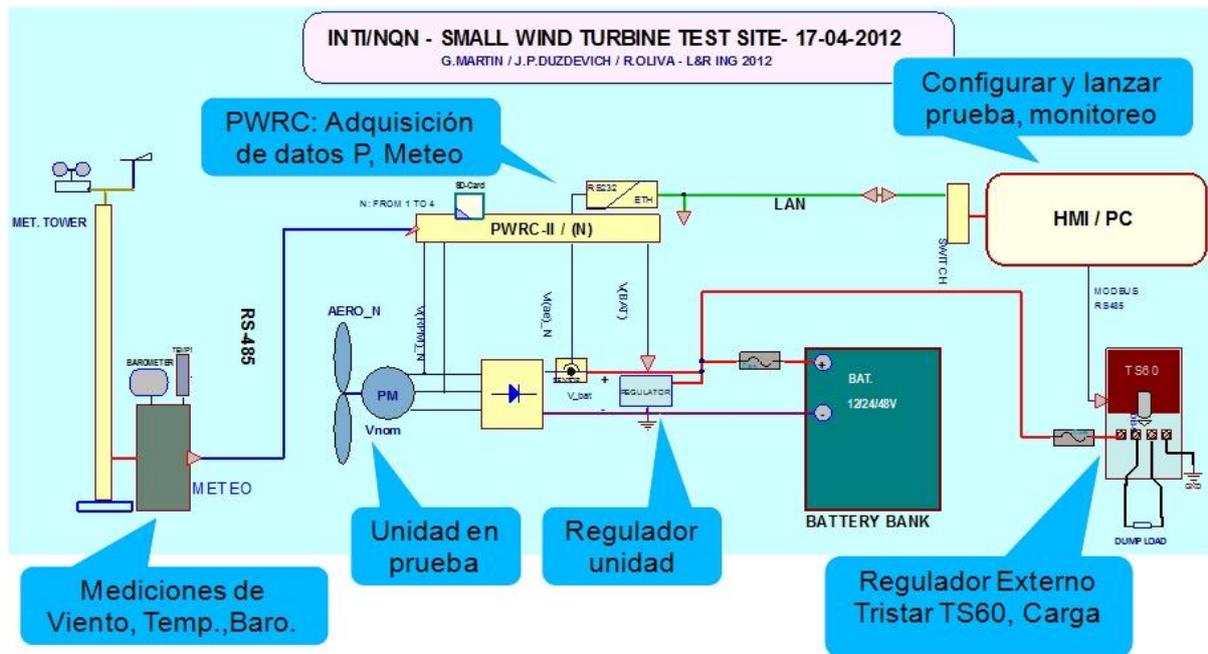


Figura 6.22 Módulo METEO e integración a un PWRC2 en Campo de Pruebas INTI Cutral-Có

Las mediciones instantáneas pueden verse en el display del PWRC2, (Figura 6.23, datos de viento) y además los promedios de 1 minuto junto a los desvíos estándar, máximos y mínimos se almacenan en la tarjeta SD, junto con los de potencia desarrollada por el aerogenerador, tensión de banco y otros parámetros. Simultáneamente, el PWRC2 en modo prueba establece una conexión Modbus RTU [Modbus_org,2006] vía conversión a Ethernet / LAN con el módulo HMI/PC (Figura 6.22) que permite observar los datos instantáneos para chequear la operación del sistema.

6.5.2 Proceso de adquisición de datos en Nomad2: La estación de referencia Nomad2, por su lado, también almacena cada minuto los promedios de los datos meteorológicos de los mismos sensores en su propia tarjeta CF (Compact Flash), y tiene asimismo un puerto dedicado para el envío de datos instantáneos en el mismo protocolo abierto Modbus RTU. Estos datos son exclusivamente para monitoreo de la operación tanto para los operadores locales del Campo de Prueba como para los fabricantes, vía FTP y posteriormente a una Intranet.

6.5.3 Validación conjunta de promedios de METEO y Nomad2: Después de varios meses de ensayos y el progresivo ajuste de los equipos, se ha ido ajustando el proceso de recolección de los datos promedio (en las tarjetas SD de los PWRC2/METEO y en la tarjeta CF de la Nomad2) y de los instantáneos a través de Ensayo_v2.3 y posteriores. En la Figura 6.25 se muestran los datos de viento en promedios de 1 minuto comparados, del sensor NRG calibrado MEASNET [MEASNET ,2009] a 9m de altura, provenientes de Nomad2, Meteo 1 (asociado al PWRC2#1 del aerogenerador INVAP) y Meteo 2 (asociado al PWRC2#4 del aerogenerador Eolux) del 5 al 6 de noviembre de 2012.

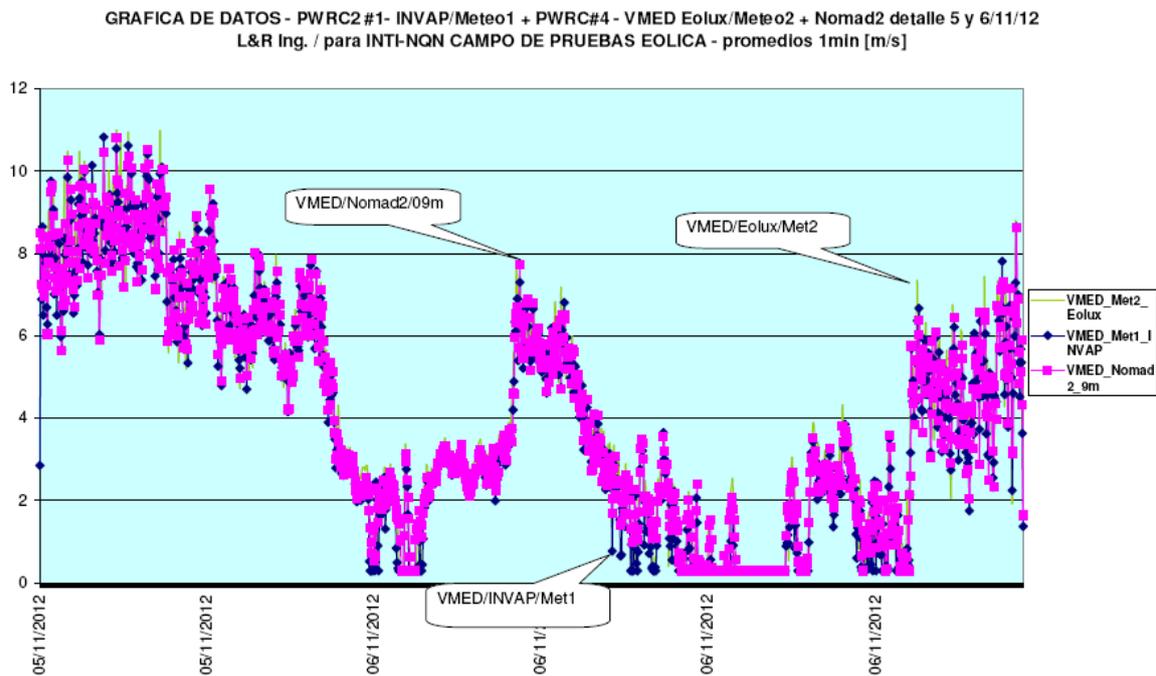


Figura 6.25 Comparación de promedios de 1 minuto de intensidad de viento de estación Nomad, Meteo1 y Meteo2, Campo de Pruebas INTI Cutral-Có.

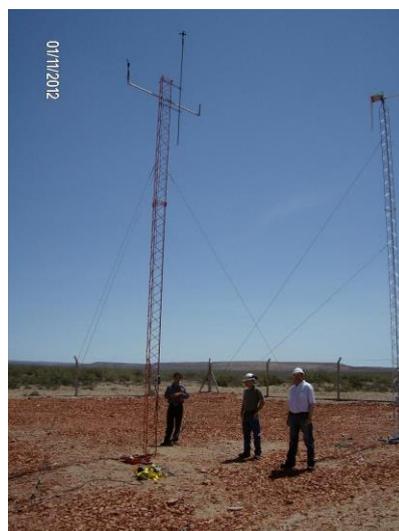
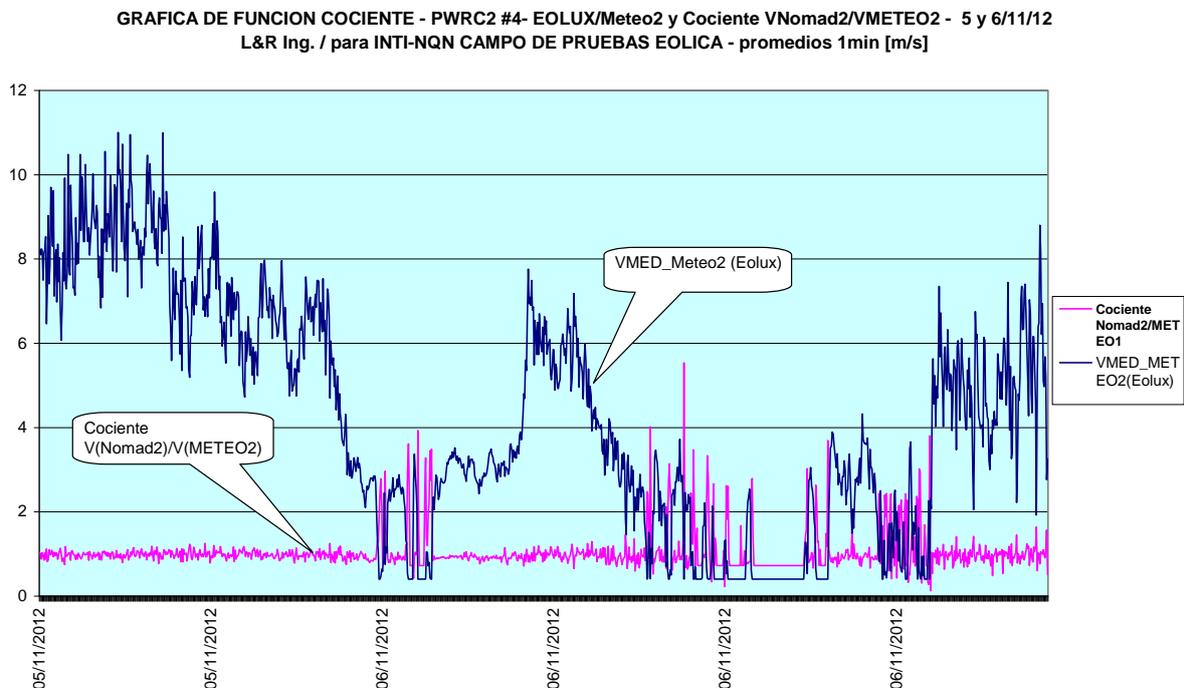
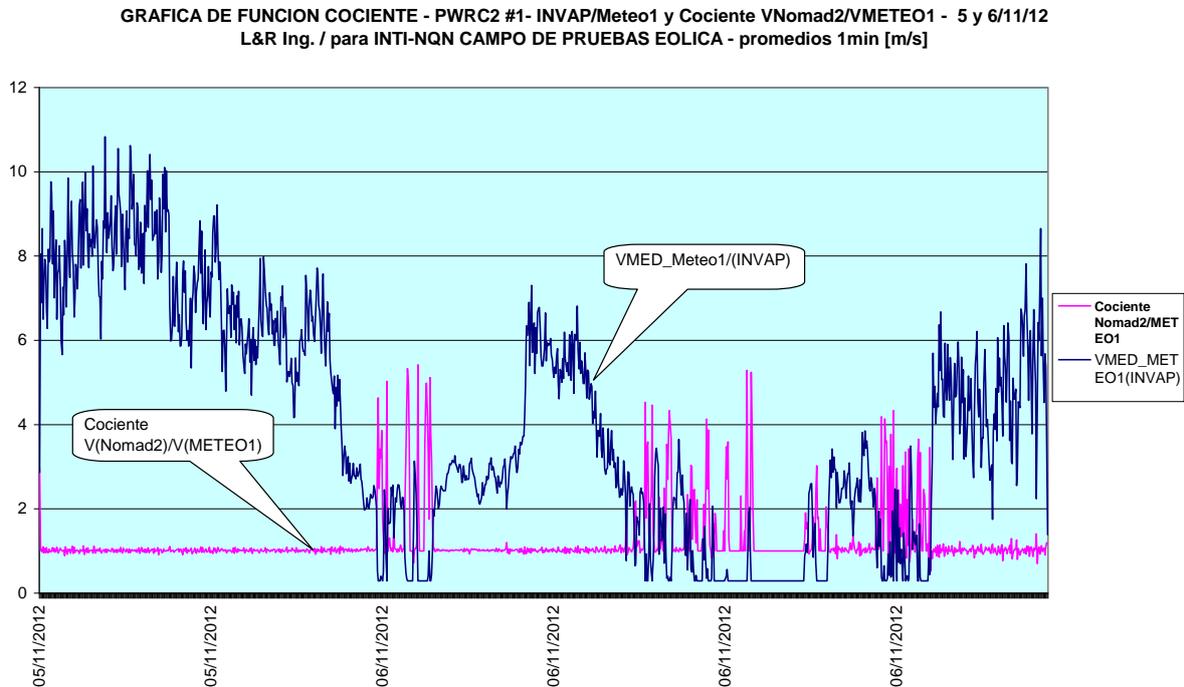


Figura 6.26 Vista de la instalación de sensores en torre Meteo2, Campo de Pruebas INTI Cutral-Có.

A efectos de una mejor comparación de datos entre instrumentos de la Figura 6.25, se agrega la función cociente entre las velocidades promedio (VM_Nomad2/VM_METEO1 en Figura 6.27; VM_Nomad2/VM_METEO2 en Figura 6.28).



Las diferencias respecto al ideal (cociente = 1) pueden analizarse de la siguiente manera:

- a) En velocidades inferiores a 1.4m/s, el METEEO hace tender el promedio a 0 + constante de calibración (0.29m/s en torre 1, 0.4m/s en torre 2), debido al elevado error del anemómetro y escaso aporte a la curva de potencia. La NOMAD2 sigue registrando entre 0.29 y 1.4m/s, por lo tanto el cociente de VMNomad2/VMETEO puede dar valores de hasta 4.5 a 5.
- b) Las bases de tiempo de METEO1 y Nomad2 están sincronizadas al minuto, pero no se inician en la misma fracción de minuto.
- c) En el caso de METEO2, hay una distancia horizontal de aproximadamente 38m entre ambas torres, lo cual justifica las variaciones superiores en torno a 1 de Figura 6.28.

Se han graficado (Figura 6.29) asimismo las series de tiempo para el anemómetro de 18 m de altura conectado a la Nomad2, junto a las de los otros dos anemómetros ubicadas a 9 m de altura, observándose una lógica mayor velocidad en el primero, dado el doble de altura y el perfil de variación característico del viento. En la Figura 6.30 se han graficado las series de tiempo de temperaturas en el mismo período, y en la 6.31 las funciones cociente de las mismas.

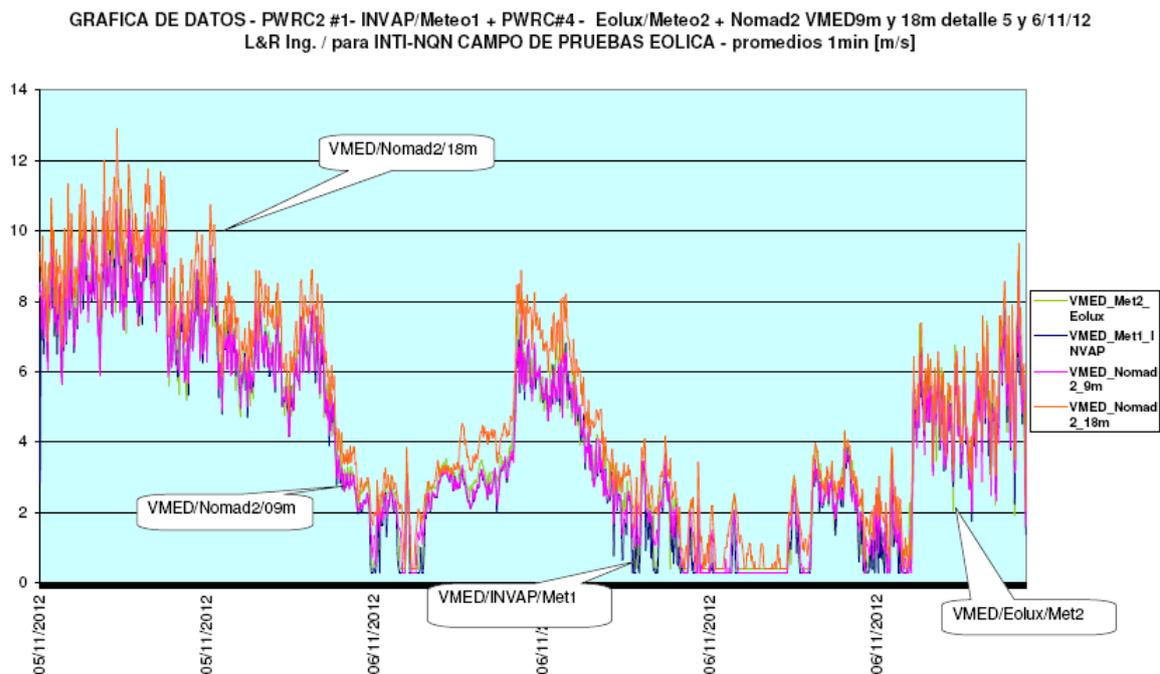


Figura 6.29 Agregado de la serie de promedios de intensidad de viento (1min) a 18m, canal 5 de la Nomad2, que se agrega a las series de Figura 6.25 – Mayor intensidad por el doble de altura

GRAFICA DE DATOS - PWRC2 #1- INVAP/Meteo1 + PWRC#4 - Eolux/Meteo2 + Nomad2 TMED_detalle 5 y 6/11/12
L&R Ing. / para INTI-NQN CAMPO DE PRUEBAS EOLICA [°C]

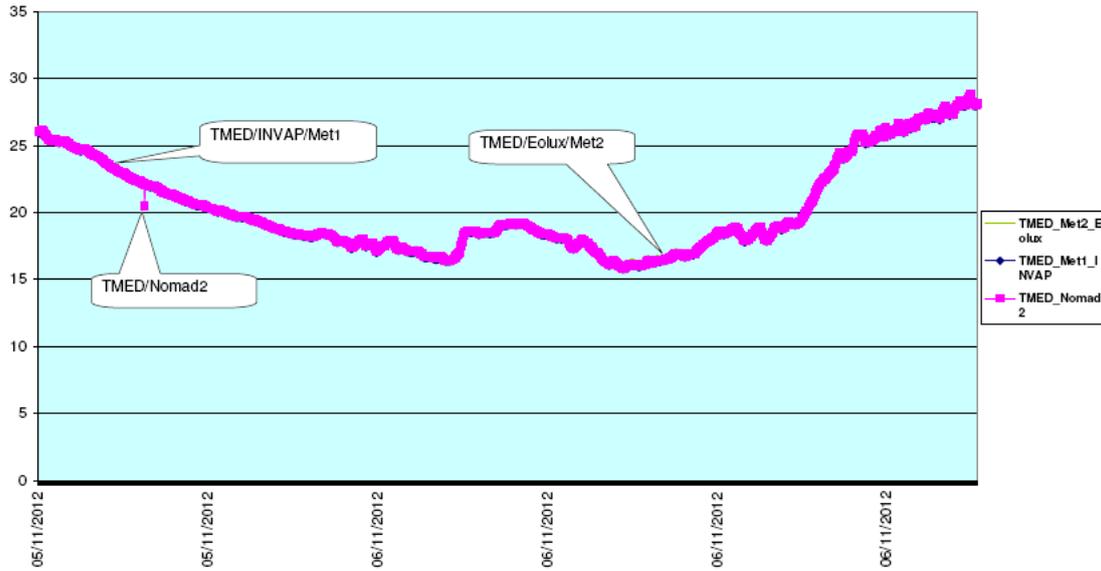


Figura 6.30 Promedios de temperatura (1min) de la Nomad2, Meteo1 y Meteo2 – Idem período del 5 al 6/11/2012.

GRAFICA DE FUNCION COCIENTE - TNOMAD2/TMeteo1, TNOMAD2/TMeteo2 + Nomad2 TMEDnorm 5 y 6/11/12
L&R Ing. / para INTI-NQN CAMPO DE PRUEBAS EOLICA [°C/°C]

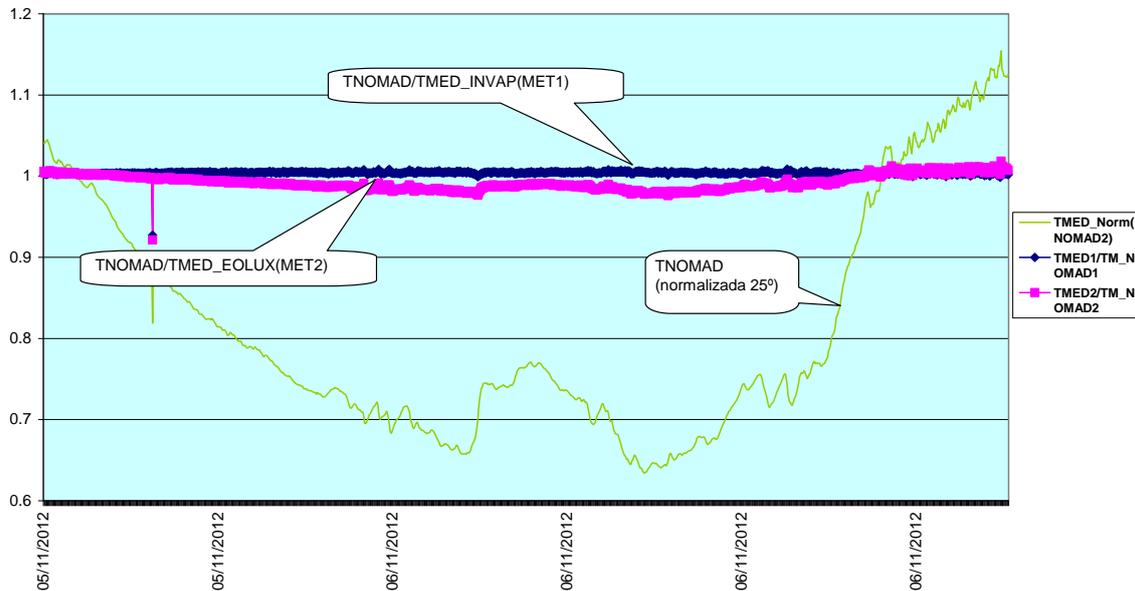


Figura 6.31 Función cociente de Promedios de temperatura (1min) de: TNomad2/TMeteo1 y TNomad2/Tmeteo2, junto con la lectura de Tnomad2 normalizada a 25°C – Idem período del 5 al 6/11/2012.

Se observa en Figura 6.31 una coincidencia con error muy reducido entre los registros de promedios de 1 minuto de la estación de referencia Nomad2 con la METEO1, y una leve variación respecto de la temperatura en METEO2. Se está trabajando para corregir esta discrepancia, que se atribuye al convertidor 4-20mA. Estas comparaciones son mas notorias

en el caso de la presión barométrica, en que las diferencias de promedios de la estación METEO2 (recién instalada) con la Nomad2 son mucho mayores que entre registros de METEO1 y Nomad2 (prácticamente coincidentes, ver Figuras 6.32 /6.33).

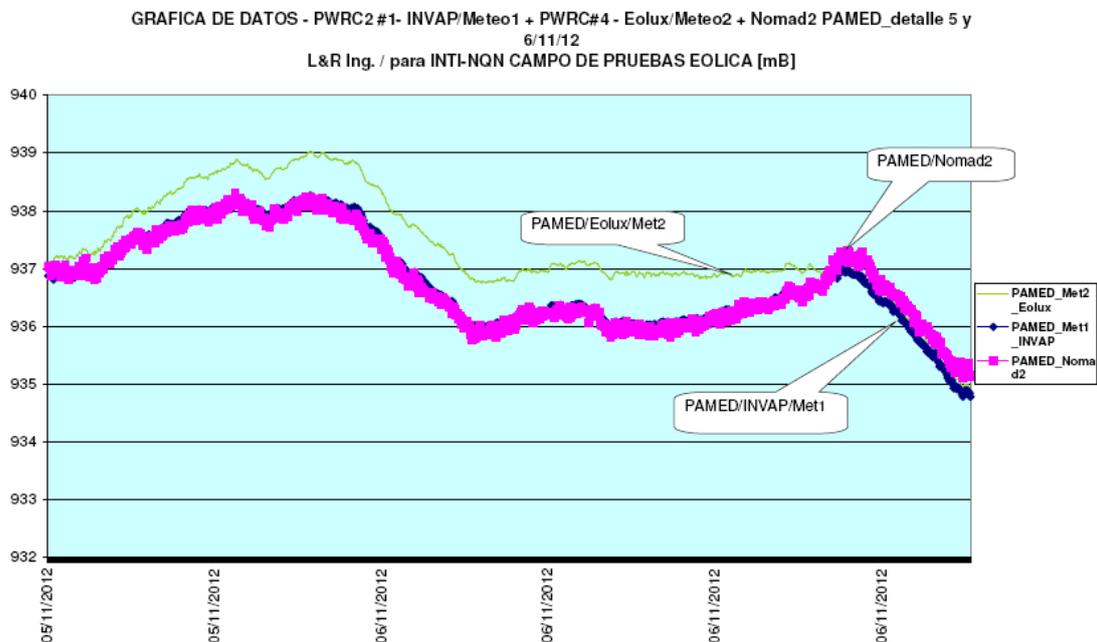


Figura 6.32 Promedios de presión barométrica (1min) de la Nomad2, Meteo1 y Meteo2 (Descalibrado) – Ídem período del 5 al 6/11/2012.

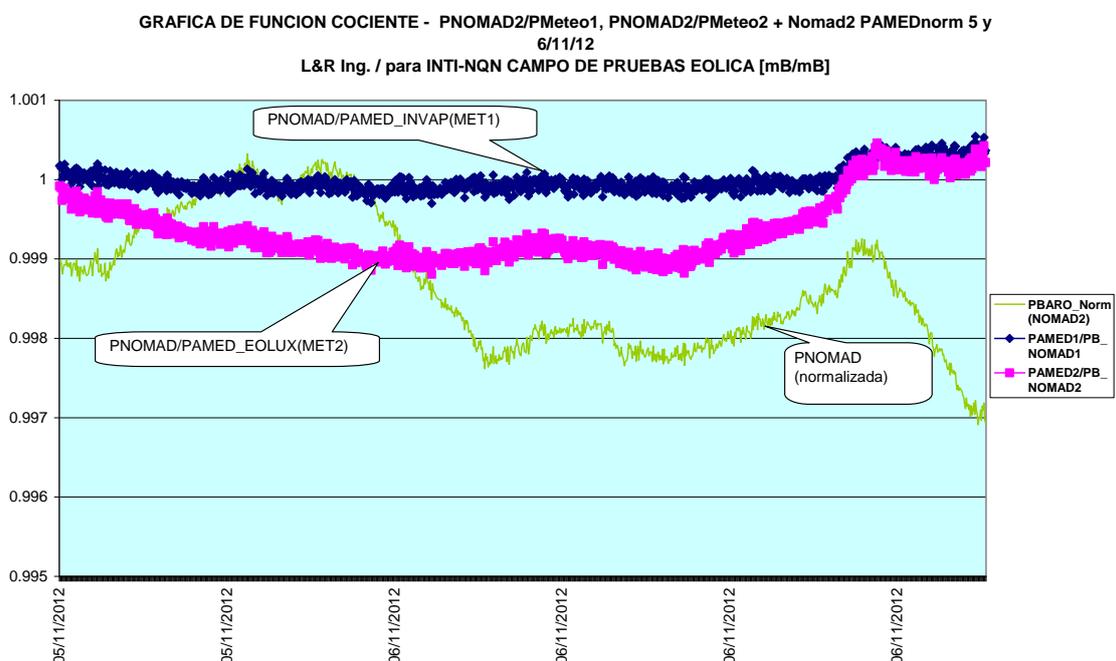


Figura 6.33 Función cociente de Promedios de Presión Barométrica (1min) de: PANomad2/PAMeteo1 y PANomad2/PAMeteo2, junto con la lectura de PANomad2 normalizada a 938mB – Idem período del 5 al 6/11/2012.

Los gráficos permiten en primera aproximación validar por un lado la parte circuital del METEO en cuanto al procedimiento de adquisición de los datos, y por otro lado el

procesamiento y cómputo de promedios, cuyas rutinas implementadas en PWRC2 son idénticas a las descritas en 6.1.2-5, y a las propuestas para la estación MET. Por otro lado, en las Figuras 6.34 y 6.35 se exhibe una aceptable coincidencia en las gráficas obtenidas para el cómputo de desvío estándar de velocidad de viento en 1 minuto, y para el cómputo de máximos y mínimos de velocidad de viento para el mismo intervalo, del 5/11 al 6/11/2012.

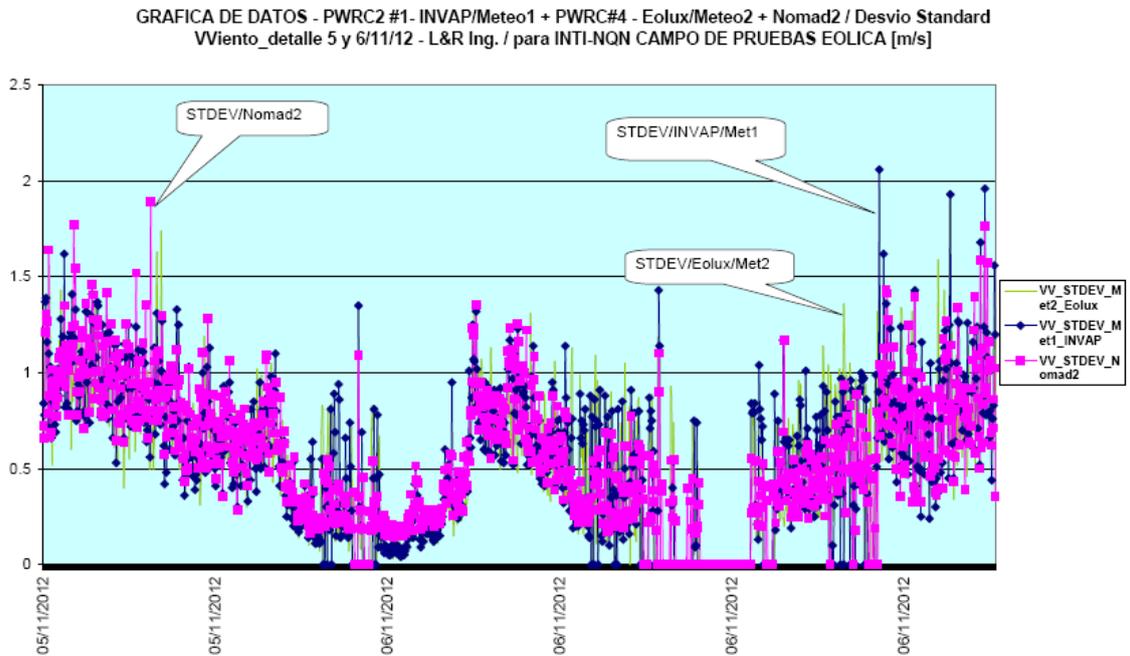


Figura 6.34 Desvío estándar de muestras de velocidad de viento (1min) de la Nomad2, Meteo1 y Meteo2 – Idem período del 5 al 6/11/2012.

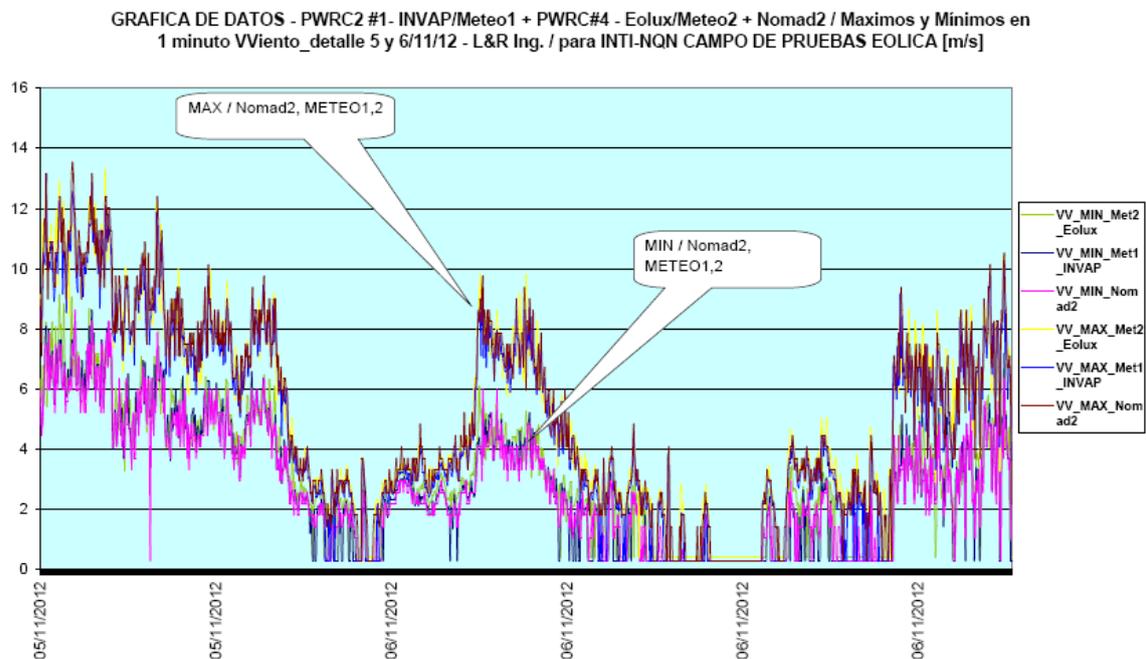


Figura 6.35 Máximos y mínimos de velocidad de viento (1min) de la Nomad2, Meteo1 y Meteo2 – Idem período del 5 al 6/11/2012.

6.6 Implementación de los PWRC

6.6.1 Desarrollo del sistema -antecedentes: La medición de la curva de potencia para pequeños aerogeneradores se implementó según los criterios expuestos en 5.2.2, aunque en distintas etapas evolutivas del diseño. En la Figura 6.32 se muestra el layout del circuito para los sistemas implementados en el PERMER Piloto (2005-2007) en la provincia del Chubut (Oliva, Cortez, Jones; 2008) . En este caso se trata de máquinas de 400 a 600W sobre 12V exclusivamente, y los sitios de monitoreo son de difícil acceso (figura 6.36).

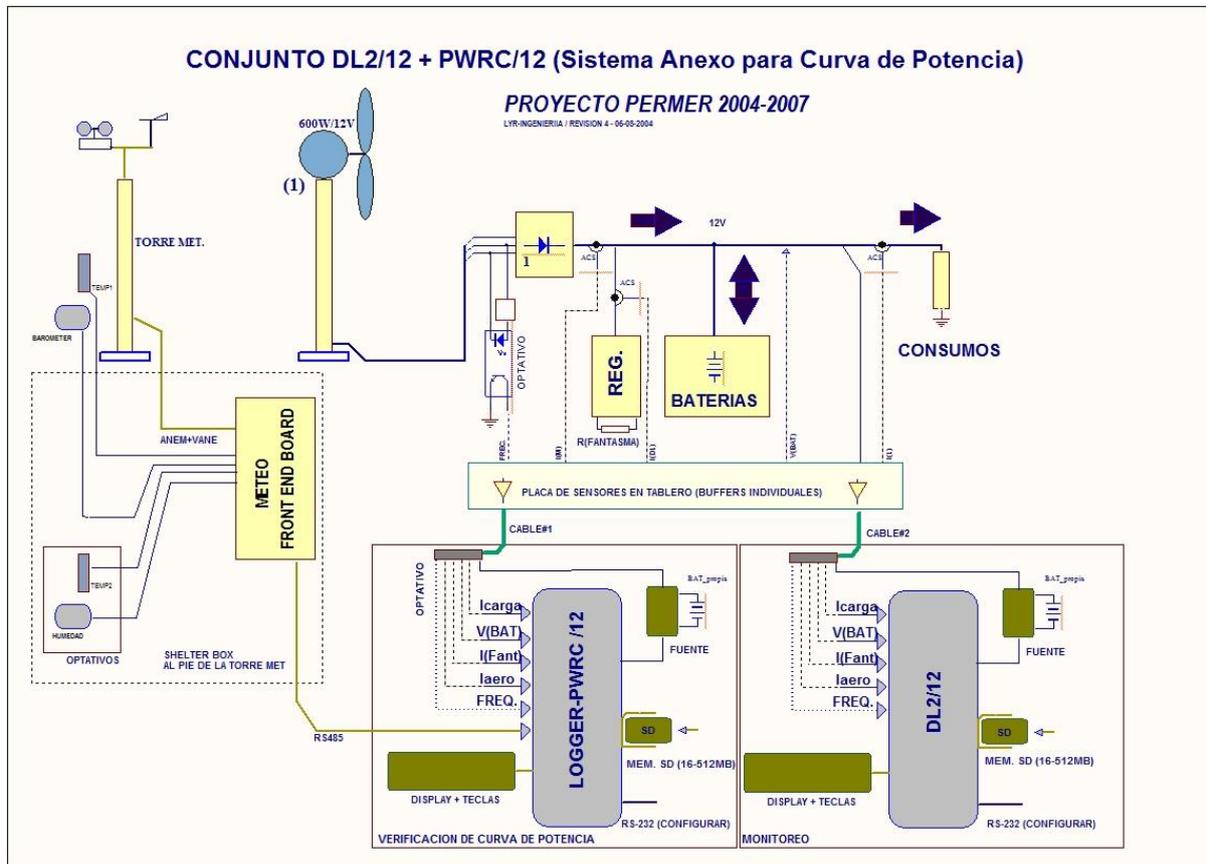


Figura 6.36 Sistema PWRC/12 en primeros equipos PERMER/Chubut (2005-2007).

Las placas de CPU AVR AtMega128 eran de importación, y debieron ser reemplazadas entre los primeros prototipos (2005) y la implementación (2006) por haber sido discontinuado el modelo por el fabricante norteamericano (PRIIO). Este costoso cambio de diseño es una de las razones para encarar la producción local de las CL2bm1 en 2010. Los sistemas mostrados en la Figura 6.36 constan además de una unidad de monitoreo de cargas, DL/12 que es

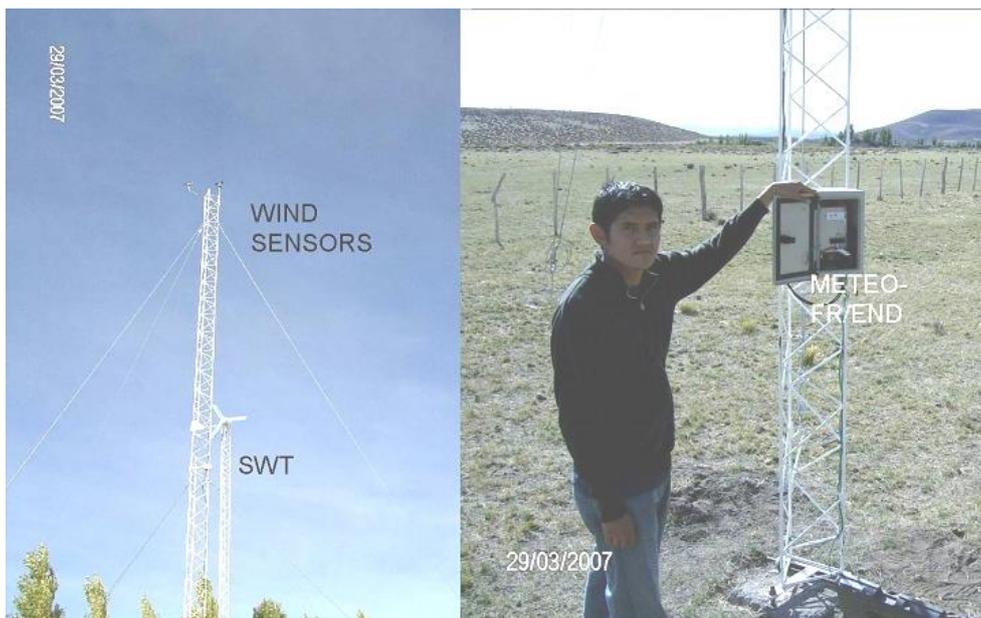
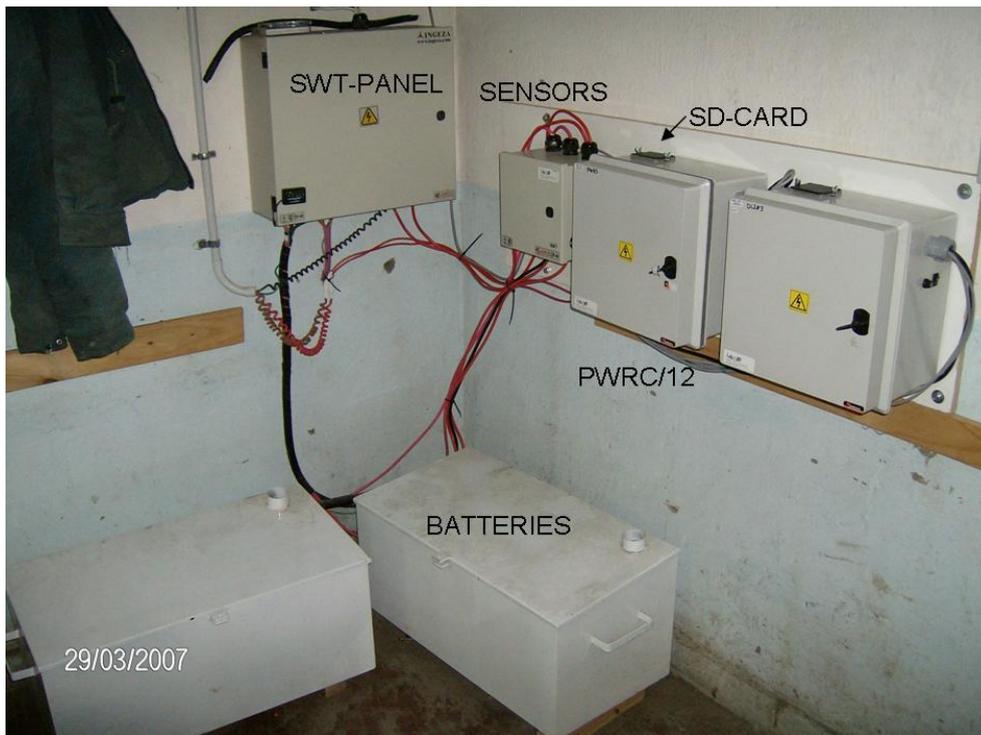


Figura 6.37 Montaje y distribución de los PWRC/12 en primeros equipos PERMER/Chubut en Quichaura y Costa de Ñorquinco (2005-2007).

requerido por el pliego licitatorio. Dicha unidad toma datos en forma independiente del PWRC/12, pero utilizando los mismos sensores de corriente de efecto Hall (en ese momento, primera generación de los ACS750/752 de 50 y 100A de Allegro Microsystems, que tienen comparativamente altos valores de drift y variación de ganancia – Figura 6.38).



Figura 6.38 Cuatro Sensores Allegro ACS750/52 de 50 y 100A del PWRC/12 y DL/2, y abajo amplificadores y LPF en equipo PERMER/Chubut de Costa de Ñorquinco (2007).

Asimismo, la tarjetas Kingston SD utilizadas tienen en 2006 capacidades entre 128MB y 512MB, y permiten un buen nivel de detalle (medias de 1 minuto) para el posprocesamiento de los datos en forma de series de tiempo, sobre todo para verificar la correcta operación del sistema (Figura 6.39), a través del software desarrollado por el Prof. Rodolfo Vallejos (Data Entry).

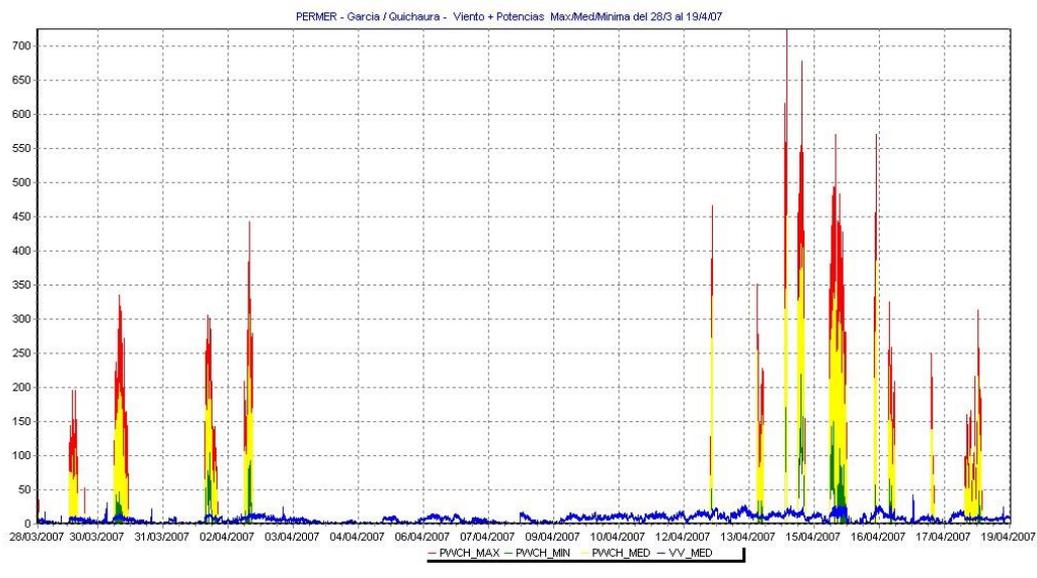


Figura 6.39 Series de tiempo de potencia máxima, mínima y media, y viento promedio en PWRC/12 en equipo PERMER/Chubut de Quichaura (2007).

La pantalla de operación del software PWRC1.3 se muestra en la Figura 6.40 (ingreso de los archivos de datos .CSV del PWRC) y representa la implementación del prototipo ya visto en la Figura 5.3. Las tarjetas SD se extraen del equipo PWRC y los archivos PWddmmaa.CSV generados son compatibles con FAT16, es decir legibles con un lector de medios convencional en una notebook PC. En el gabinete, los archivos se copian al disco de la PC principal y a partir de la tecla PROCESAR se obtienen distintos resultados.

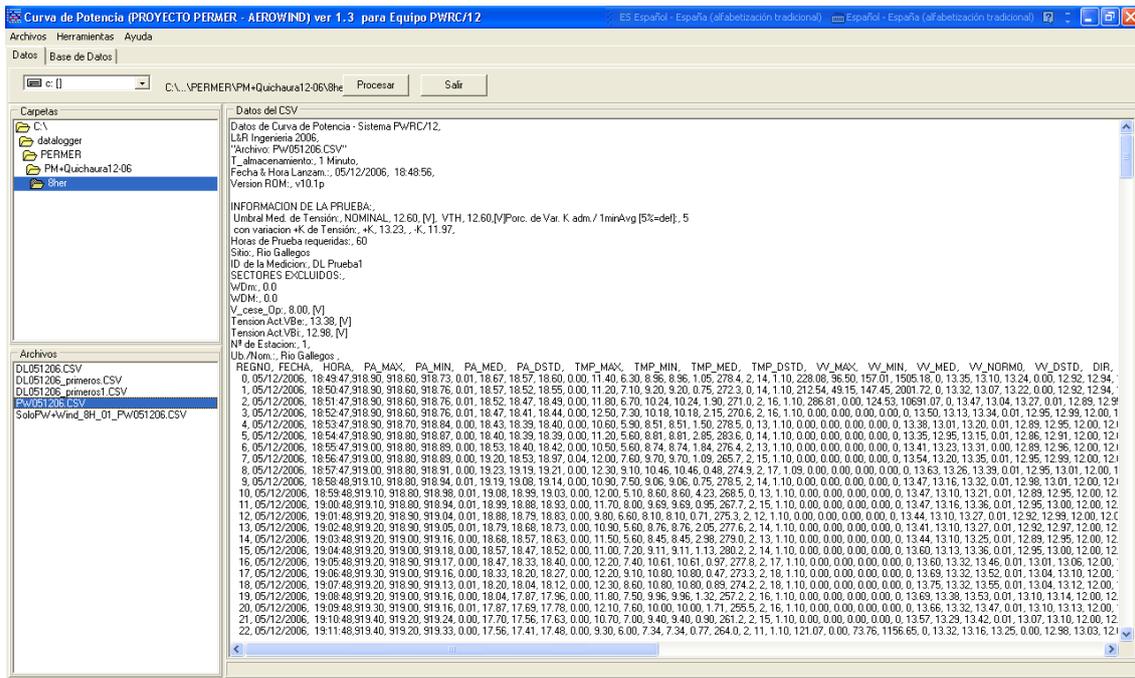


Figura 6.40 Posprocesamiento de los datos de PWRC/12 utilizando software PWRC1.3 de R.Vallejos (2007).

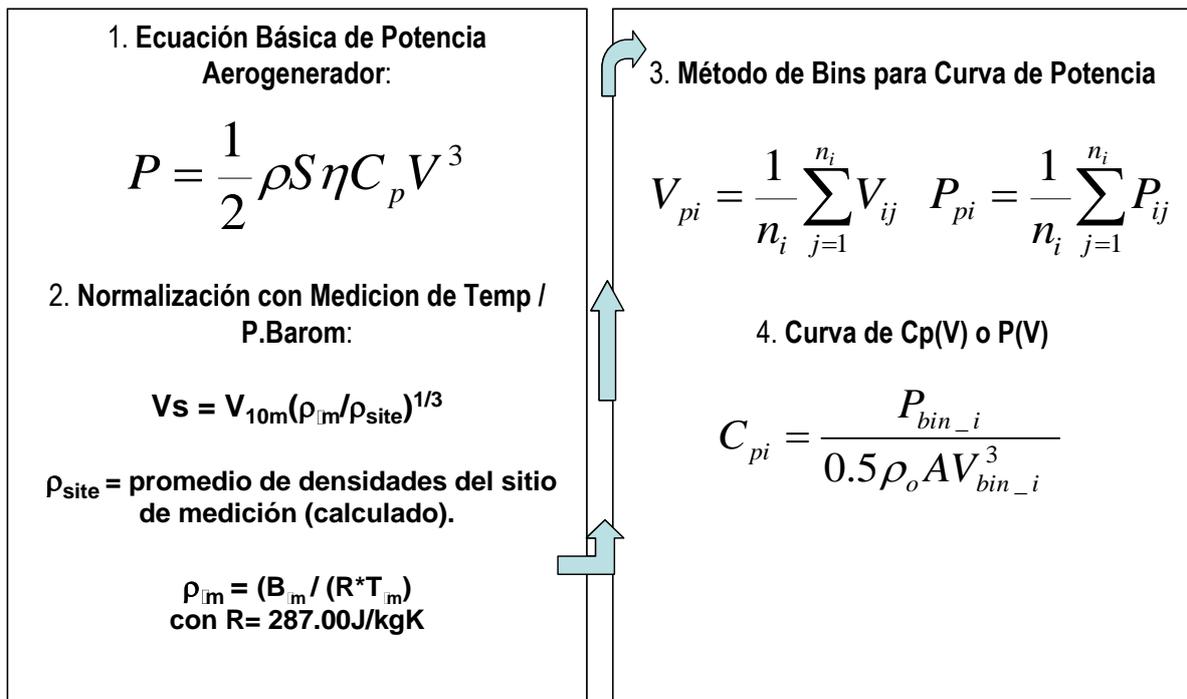


Figura 6.41 Orden de procesamiento en los datos de PWRC.

La secuencia principal del procesamiento de los datos se basa en los pasos requeridos por [IEC61400-12-1,2005], que se listan en la Figura 6.41 y se describieron en 5.2.2. La normalización se inicia en el firmware del PWRC, mientras que los datos agrupados a lo largo de la prueba se van agrupando en promedios por Bin (paso 3), resultando luego en una curva de potencia obtenida por ajuste de una nube de puntos. Dicha nube, para sólo algunos días de medición, se puede observar en la Figura 6.42, para uno de los equipos instalados en Quichaura.

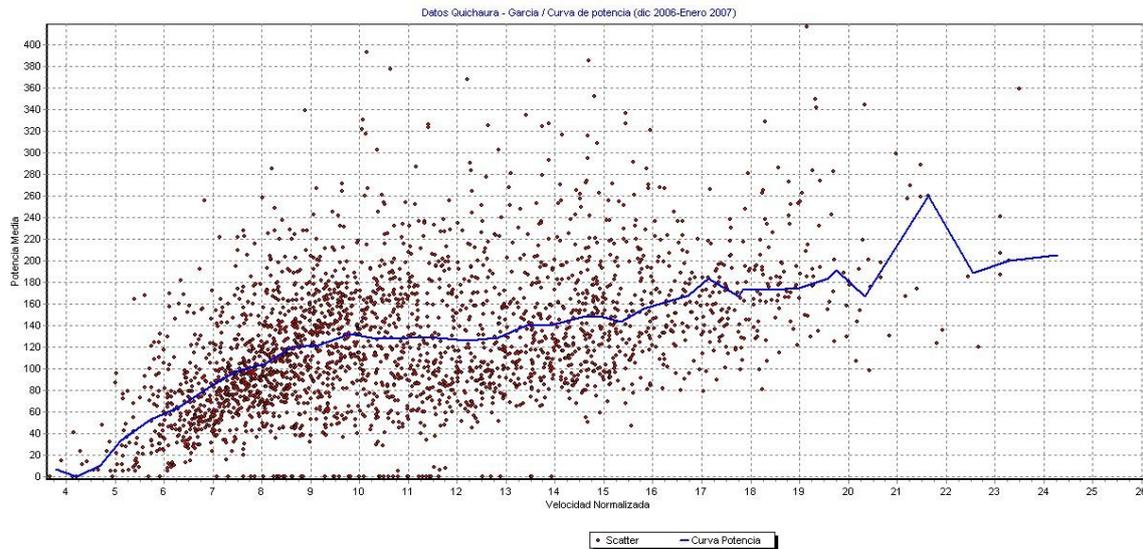


Figura 6.42 Curva de Potencia – Sistema Quichaura/García Dic-2006- Enero 2007 (2700 muestras)

6.6.2 Implementación actual de PWRC2: Los sistemas actuales de PWRC se basan en gran medida en los diseños iniciales de 6.6.1, con modificaciones sobre todo en cuanto al uso de la placa local de CPU CL2bm1, medición de potencia con convertidor TRIADC simultáneo de 13bits para canales de corriente y tensión, mejoras significativas en la calidad del sensado de corriente y tensión y evolución del software.

En la Figura 6.43 puede verse un diagrama general de los sistemas mas recientes PWRC II, en este caso los utilizados para el Campo de Pruebas del INTI en Cutral-Có / Neuquén. En la Figura 6.44 un diagrama del cableado interno de uno de dichos sistemas cuyas imágenes se vieron en la Figura 5.7. En la versión definitiva el bus externo de alimentación de los PWRC es de 24V, reducido internamente a 10.5V para funcionamiento de las placas CL2bm1, M4E, sensores y al METEO exterior (compartido de con otro PWRC II). La alimentación de los 24V y de 14.4V para la estación de referencia Nomad2 exterior proviene de una UPS-CC, con backup de baterías y carga desde 220V y dos paneles fotovoltaicos exteriores de 20W c/u.

TESIS - ENSAYO CURVA POTENCIA 1x AERO 48V - 29-03-2011
 R.OLIVA - TESIS 04-2011

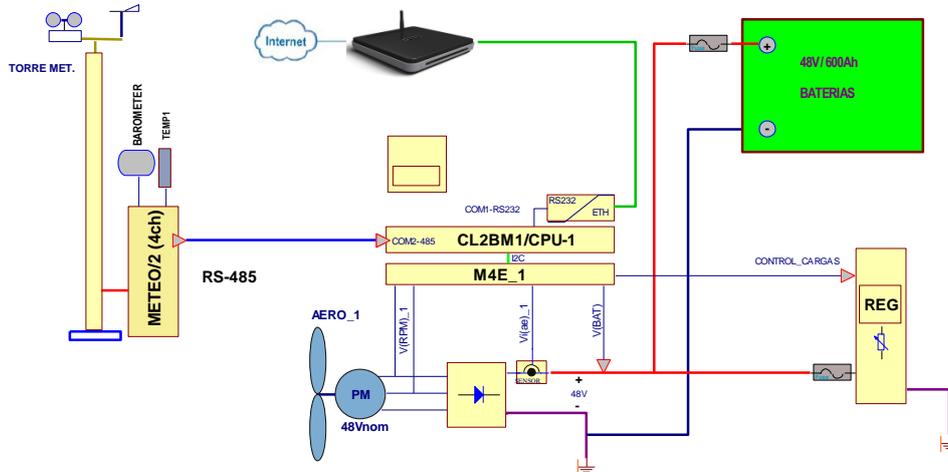


Figura 6.43 Implementación 2011 de PWRC – versión INTI

INTI / PWRC II - MEDICION DE CURVA DE POTENCIA / 48V-fijo
 DETALLE INTERIOR GABINETE - REVISION 20-10-2011
 (C) - R.OLIVA - L&R ING 2009 / 2011

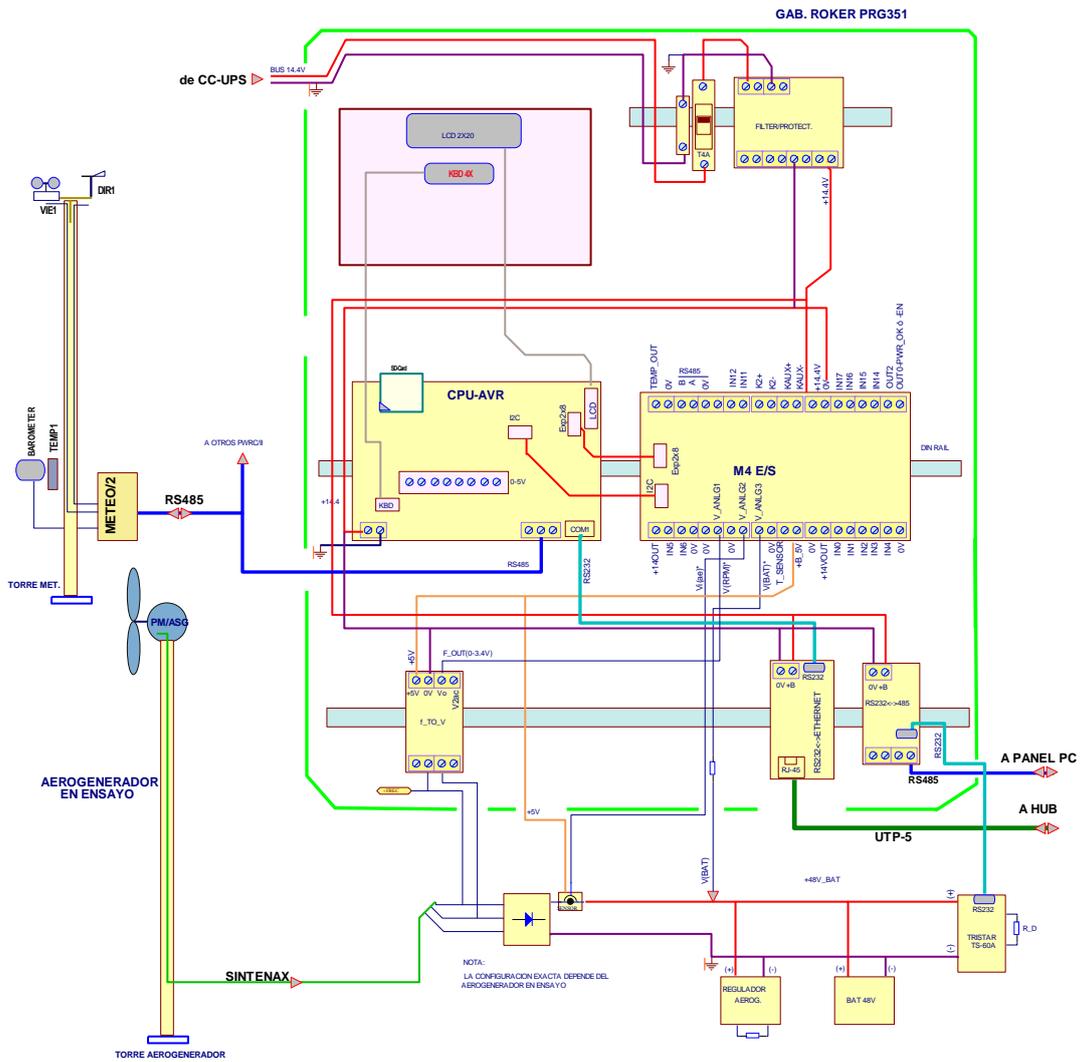


Figura 6.44 Implementación Interna detallada de PWRC II – versión INTI

El armado de los PWRC II se realiza en gabinetes plásticos Roker siguiendo una distribución en riel DIN, como se muestra en la Figura 6.45. Los sensores de tensión (divisor resistivo) y de corriente (de efecto Hall) se ubican en placas y gabinete separado, como se observa en la Figura 6.46. De acuerdo al equipo a ensayar, es posible configurar esta parte de la medición con distintas configuraciones de sensores (12/24/48V y 50/100 ó 150A).

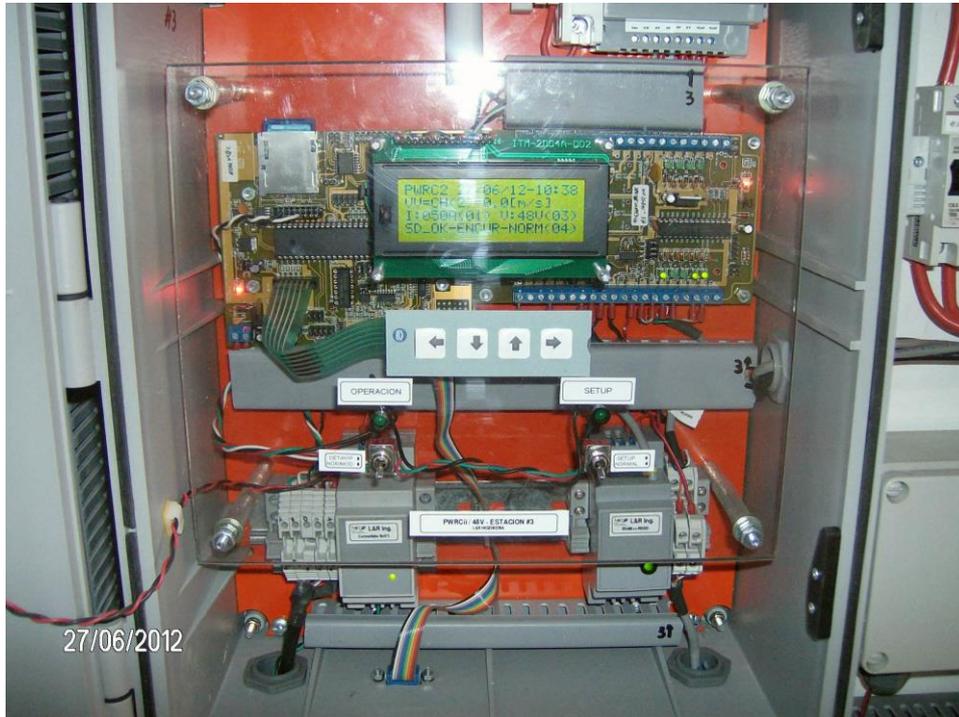


Figura 6.45 Implementación del PWRC II – versión INTI – A la derecha el gabinete de sensores

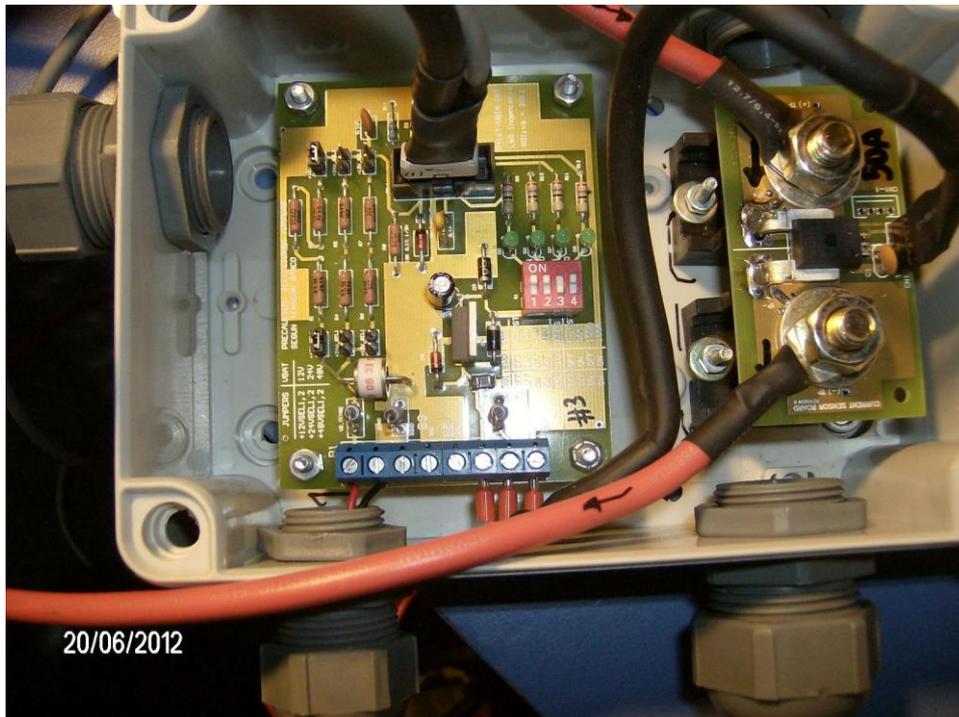


Figura 6.46 PWRC II – versión INTI – Gabinete de sensado de tensión continua y corriente

La distribución general del sistema PWRC2 y su integración con el software residente (*firmware*) puede observarse en la Figura 6.47, en que se muestran los enlaces entre los componentes y a la derecha una secuencia elemental y simplificada del firmware ejecutado y sus acciones.

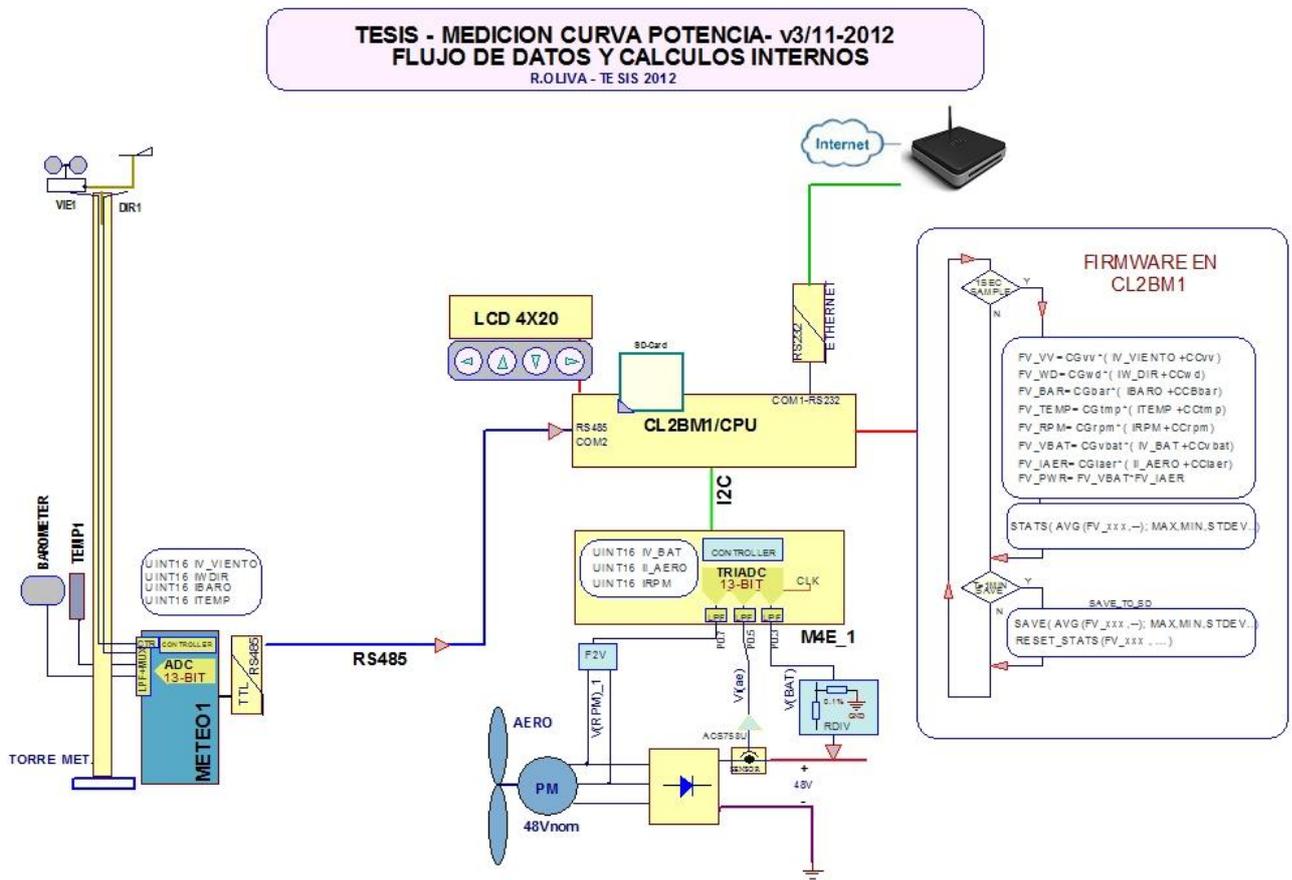


Figura 6.47 PWRC II – Distribución de Componentes e interacción con el Software residente.

La implementación del cómputo de potencia se basa en la adquisición a través del TRIADC de muestras (a 10 por segundo) de tensión y corriente y el cómputo de la variable FV_PWR como el producto de las lecturas previamente escaladas a unidades de ingeniería, y con los coeficientes de calibración correspondientes (Figuras 6.47 y 6.48). Este producto se realiza una vez por segundo, en coincidencia con la llegada de una muestra desde METEO1. Por lo tanto la potencia y la medición de viento están coordinadas con desfase mínimo. La medición de RPM no es parte de la norma pero puede incluirse si se cuenta para el aerogenerador bajo ensayo con un transductor adecuado de RPM a tensión continua. En la Figura 6.48 se muestran también las incertidumbres en cada elemento de la cadena de medición, que mantienen la notación utilizada en 5.3 y su efecto se desarrollará en 6.7.

SIMBOLOGIA (3)
Medición de Potencia Electrica
R.OLIVA - TESIS 2012 (rev11.12)

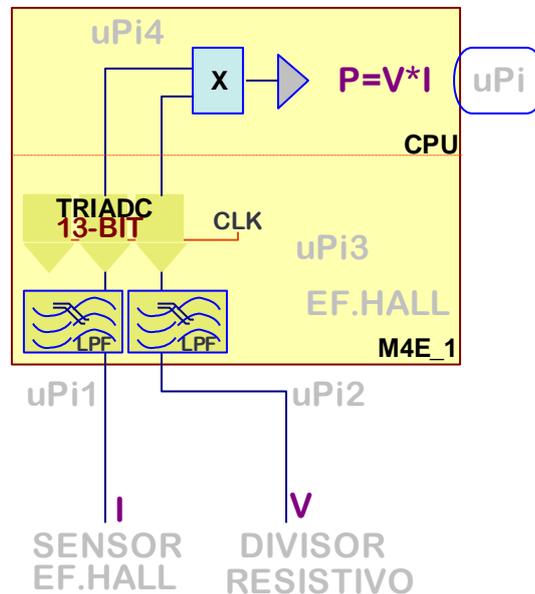


Figura 6.48 PWRC II – Medición de potencia

6.6.3 Interconexión de los PWRC / METEO y red existente: El sistema INTI de ensayo de pequeños aerogeneradores en Cutral-Có (Neuquén) utiliza cuatro unidades PWRC y dos unidades METEO. Asimismo, se ha instalado una estación de referencia Nomad2 de Secondwind con capacidad extendida Modbus, que se utiliza como verificación de los datos. La distribución de hardware se mostró en la Figura 6.20, al discutir la contrastación de mediciones de unidades METEO. Las medidas de viento en dirección e intensidad a 9m de altura para los primeros dos equipos en ensayo son compartidas por la unidad Nomad2 y la METEO N°1, y dichas medidas se toman adicionalmente en otra torre más alejada conectando los sensores a 9m de altura a la unidad METEO N°2. Se cuenta con un único juego de sensor de presión (BP20 de NRG) y de temperatura (110S de NRG), los cuales se conectan a la unidad Nomad2 y asimismo a un par de convertidores de tensión a lazo 4-20mA. Estas señales, por su mayor inmunidad al ruido, son las que se retransmiten a los conversores METEO N°1 y N°2. El diagrama de dichos convertidores y su conexionado puede verse en la Figura 6.49.

INTI - EXTENSION DE SEÑAL SENSORES NOMAD2 + METEO#1,#2
 Sistema Pruebas CutralCo - Pequeños Aerogeneradores
 Ing. R.Oliva - 04/2012

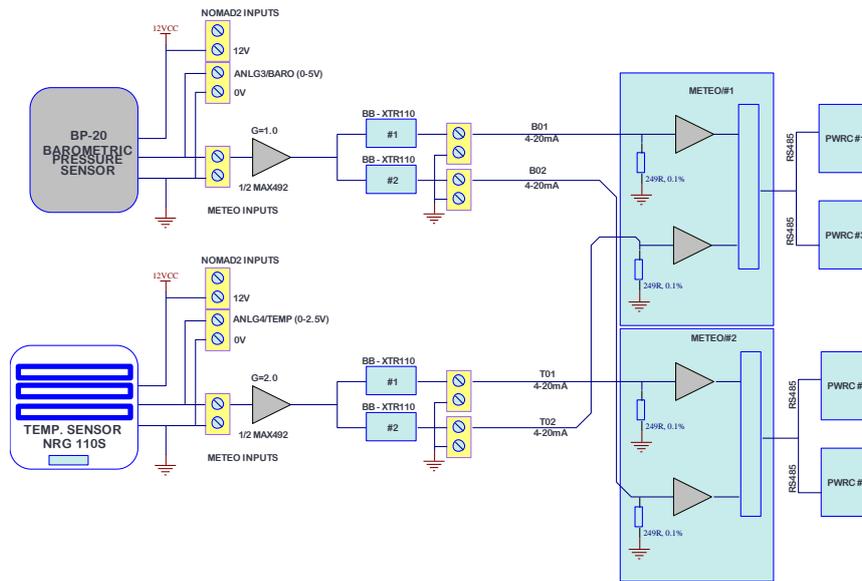


Figura 6.49 Conversores 4-20mA para distribución de señales de Presión Atmosférica y Temperatura

Aunque los datos de cada ensayo son almacenados localmente en las tarjetas de memoria individuales de cada unidad PWRC2, los módulos de medición se interconectan a efectos de poder supervisar la operación y a la vez hacer accesible a los fabricantes el estado de operación de sus equipos, a través de Internet con acceso personalizado. En la Figura 6.50 puede apreciarse la distribución lógica de los componentes mencionados.

La interconexión se logra a través de una LAN concentrada en un router CISCO de alta performance. La conexión de cada PWRC2 a dicha LAN se resolvió con convertidores de la línea SSE industrial de Exemys (Buenos Aires), también proveedor del módulo de redirección de puertos. El acceso a cada unidad PWRC2, a la estación Nomad2 (ya se mostró en Figura 6.24) y a los reguladores se realiza desde una workstation central y fue resuelto por el programador Prof. Rodolfo Vallejos con lenguaje de alto nivel y componentes industriales Modbus licenciados a CPK Software (Buenos Aires). Las unidades PWRC2 tienen un modo de configuración, en el cual el acceso es tipo terminal de texto, y un modo de funcionamiento continuo en el cual se comportan como una terminal RTU del protocolo abierto Modbus. El Municipio de Cutral-Có es el proveedor de la conexión de Internet de alta velocidad, que vincula el sistema. Se espera durante 2013 hacer accesible al público el sitio del campo de pruebas del INTI – Cutral-Có.

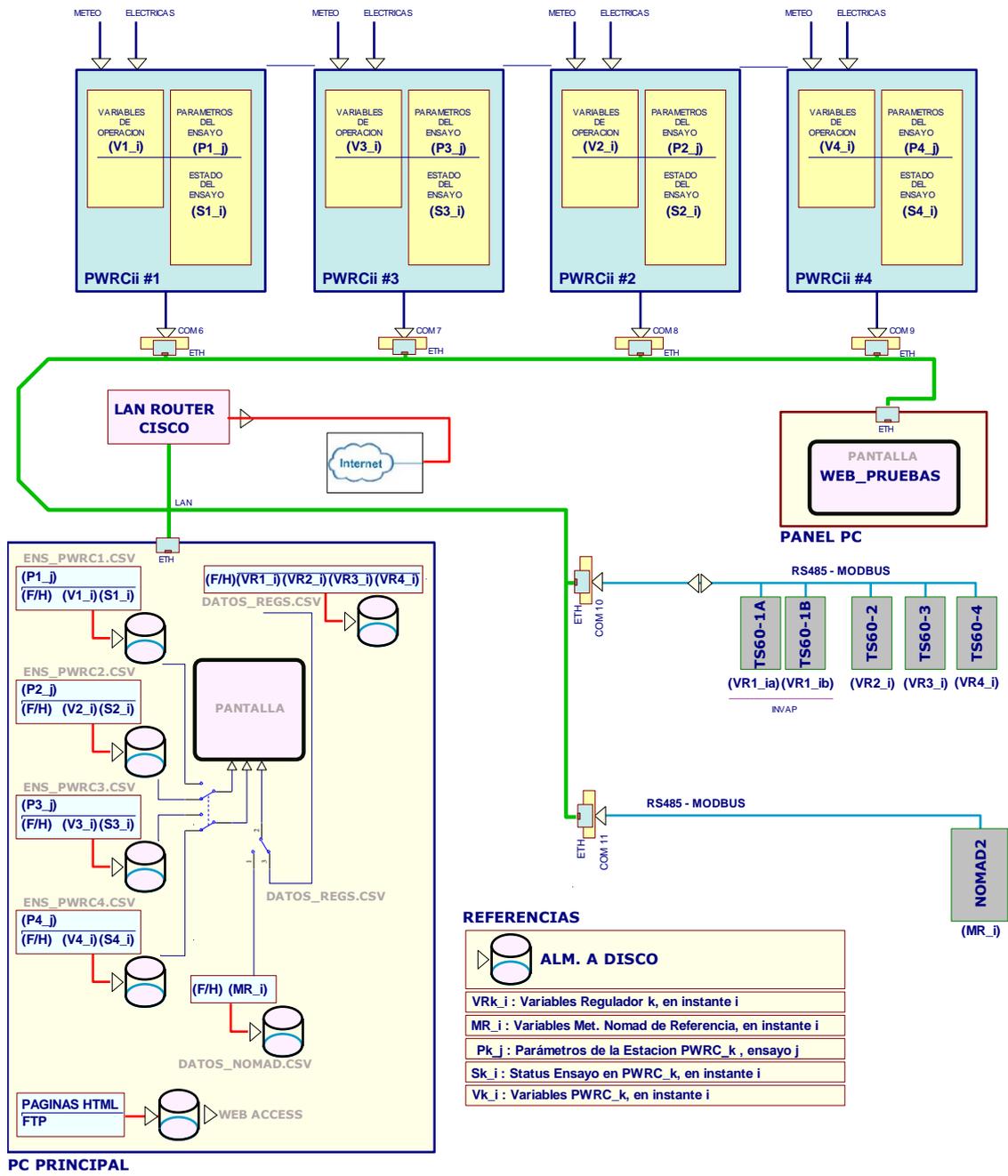


Figura 6.50 Diagrama lógico de mediciones en Campo Pruebas INTI Cutral-Có

6.7 Análisis de Incertidumbre en los PWRC2

6.7.1 Fuentes de incertidumbre en PWRC/METEO: Para llevar adelante la medición de la curva de potencia en pequeños aerogeneradores se configura el sistema como

se indica en la Figura 6.47, y el análisis de las incertidumbres en la medición sigue un esquema similar al expuesto en la Tabla 5.3, excepto para la medición de potencia, cuyas modificaciones se listan en la Tabla 6.1.

Categoría B: Instrumentos		Incertidumbre	Sensibilidad	Notas/Observaciones
B.1) Potencia Eléctrica		$u_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$	
	Transductor de corriente	$u_{P1,i}$		Trasductor ACS758Ux
	Transductor de tensión	$u_{P2,i}$		Divisor resistivo 0.1%
	Trasductor de potencia	$u_{P3,i}$		Firmware
	...ó Dispositivo de medición de potencia	$u_{P4,i}$		Estimación

Tabla 6.1 Lista de Componentes de Incertidumbre B según IEC para medición de potencia, en PWRC2

En dicha tabla se aprecian los cambios principales que se refieren a la forma del cómputo de la potencia. En el caso de TU1 según se vio en 5.3 se trata de un aerogenerador con conexión a la red de 1000 kW a través de una línea trifásica de corriente alterna. Para la medición de potencia, se utilizan en esas condiciones transformadores de medición de tensión y corriente, acoplados a un transductor que puede ser analógico o digital, que realiza el producto y analiza el desfase entre tensión y corriente para cuantificar potencia activa. En el caso de pequeños aerogeneradores de potencias desde centenares de W a algunos kW, la medición de potencia se realiza sobre las barras de tensión continua luego de la rectificación de la corriente. En estos casos, la tensión debe medirse con un transductor de continua (habitualmente un divisor resistivo de precisión) y la corriente a través de un shunt (resistor de bajo valor) o de un sensor de efecto Hall. Estos últimos utilizan el efecto homónimo que produce una tensión proporcional al campo magnético producido por la circulación de corriente en un conductor, y son aptos para registrar corrientes continuas y alternas hasta varios kilohertz, con un buen grado de confiabilidad. Posteriormente (Figura 6.51) ambas señales de tensión y corriente se multiplican entre sí (en forma digital) para obtener el valor de la potencia, en este caso la inyectada por el aerogenerador al conjunto banco de baterías más resistencias de carga. Ambas señales pueden incluir componentes de ruido ambiental y debido al proceso de rectificación. Estas componentes tienen frecuencias superiores al contenido aprovechable de variaciones de potencia del viento, del orden de la fracción de hertz [Rohatgi y Nelson, 1994], por lo cual las señales eléctricas atraviesan sendos filtros de paso bajo. En los sistemas PWRC2 se utilizan filtros de primer orden con una frecuencia de

corte de 0.72Hz, indicados como LPF en la Figura 6.51. Para la medición de curva de potencia de aerogeneradores de baja potencia se requiere además utilizar la señal de tensión continua (promedio de 1 minuto de señal FV_VBAT en Figura 6.51) como indicadora de nivel de carga del banco de baterías [IEC61400-12-1,2005 - Anexo H] a efectos de determinar los niveles de la prueba y la elegibilidad de los datos. La señal de RPM no es requerida por dicha norma y no se implementa en todos los equipos.

MEDICION (2) DE POTENCIA ELECTRICA- v3/11-2012
R.OLIVA - TESIS 2012

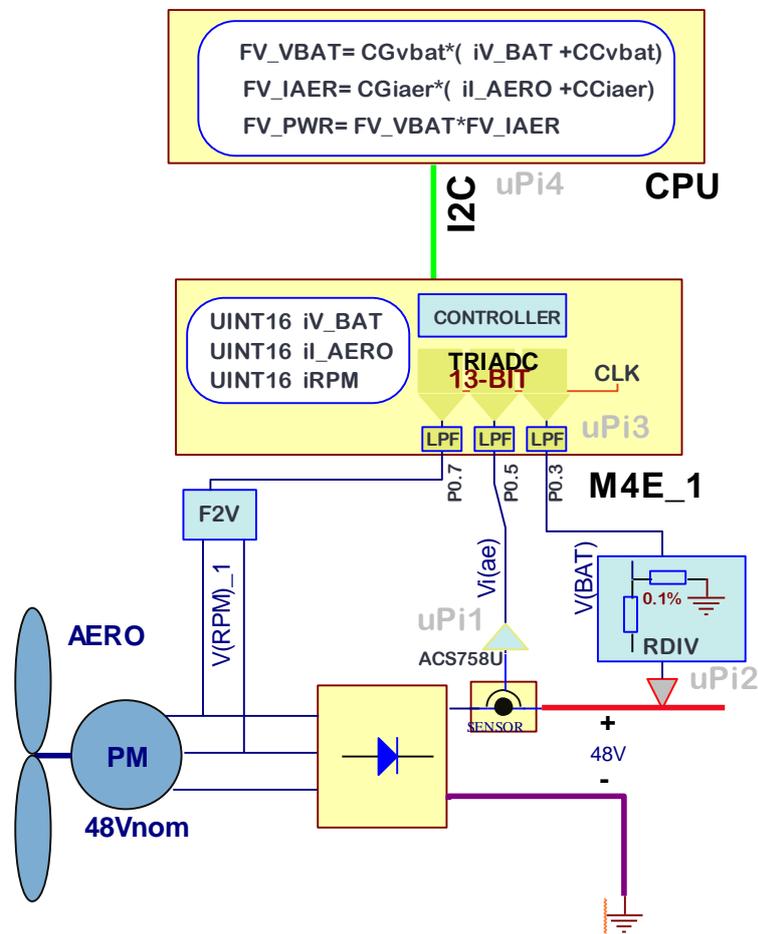


Figura 6.51 Diagrama de la medición de Potencia en PWRC2 para un sistema de 48V

En el caso de TU1 se supuso la utilización de transformadores de tensión y corriente de acuerdo a la normativa IEC. La determinación de las componentes de incertidumbre para estos casos parte de los márgenes de error suministrados por el fabricante, de acuerdo al encuadramiento de clase de los transformadores, para llegar a la incertidumbre tipo B

asociada con la medición tanto de la corriente como de la tensión según se discutió en 5.3. Para el caso de los PWRC2 y aún basándose en trabajos de referencia como [CIEMAT/CEDER, 2008] y [Forsyth y Huskey, 2001] el análisis requerido es un tanto más complejo ya que involucra una sección del circuito diseñado y construido para la parte de sensado de potencia, cuyos márgenes de incertidumbre deben ser evaluados. Algo similar ocurre con METEO1 y las mediciones de viento, temperatura y presión atmosférica, en los cuales hay sectores del tratamiento de la señal que han sido construidos y cuya aporte de error debe ser evaluado. Sin embargo, una vez determinados estos aportes el análisis es similar al desarrollado para el ejemplo TU1. Se utilizará aquí la notación V para tensión, entendiéndose por el contexto que se trata de esa magnitud y no de velocidad de viento.

6.7.2 Incertidumbre de Corriente en PWRC2: La medición de corriente en los sistemas PWRC2 se lleva a cabo a través de un circuito cuyo diagrama simplificado se muestra en la Figura 6.52, parte superior (VI(ae)).

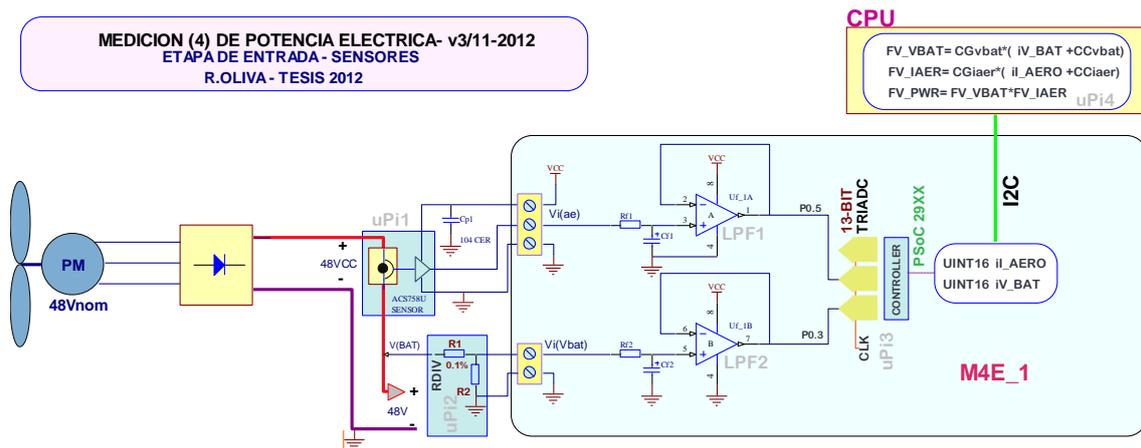


Figura 6.52 Circuito simplificado de medición de corriente y tensión en PWRC2 para un sistema de 48V

La salida del sensor de efecto Hall ACS758U (Figura 6.53) se conecta en forma directa a un filtro de paso bajo RC de primer orden, realizado con un amplificador operacional TS1854 en configuración de ganancia unitaria. Dada la baja impedancia de salida del sensor, que tiene su propio circuito interno de acondicionamiento, y la alta impedancia del operacional realimentado, se consideran despreciables los efectos de carga del par RC. La salida del operacional se hace ingresar a la entrada P0.5 del controlador PSoC ubicado en la placa M4E ya descrita (Figuras 6.13 /6.14/6.15). Dentro del controlador, y previamente al TRIADC (convertor A/D triple de 13 bits) que se observa en la Figura 6.52, la señal pasa por un PGA

(Programmable Gain Amplifier), también de ganancia unitaria y alta impedancia de salida que sirve de buffer y no se muestra en el diagrama.

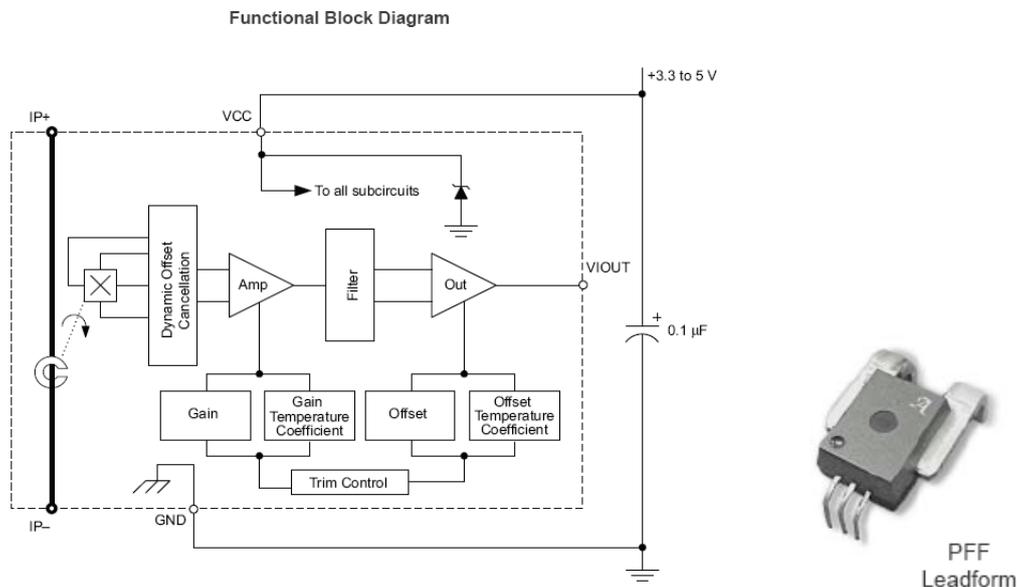


Figura 6.53 Diagrama funcional interno y aspecto exterior del sensor de efecto Hall ACS758U [Allegro]

El sensor utilizado (Figura 6.53), de características ratiométricas respecto a la tensión de alimentación VCC, tiene circuitos internos de compensación de ganancia y offset ajustados de fábrica, lo cual le otorga buenas especificaciones de desempeño. Su característica de salida pudo observarse en la Figura 2.1. Para los sistemas PWRC2 del INTI se han utilizado las versiones unidireccionales de 50, 100 y 150A de corriente nominal. Las características relevantes en cuanto a su circuito interno se muestran en la Tabla 6.2.

Sensor de Corriente utilizado ACS758 -					
Parámetro	x50U	x100U	x150U	Unidades	
I_p	50.00	100.00	150.00	[A]	Rango corriente
I_{pmax}			163.00	[A]	FSO=FullScale Output
S0min	59.00	39.50	26.60	[mV/A]	Sensib. -40°C/+150°C
S0max	61.00	41.00	27.40	[mV/A]	Sensib. -40°C/+150°C
S0	60.00	40.25	27.00	[mV/A]	Sensib. -40°C/+150°C
$V_n(\text{ruido})$	15.00	12.00	8.00	[mV]	a +25°C
$\pm \Delta V_{o(q)}$	40.00	20.00	24.00	[mV]	Referido a $V_{o(q)}=0.6V$, de -40°C/+150°C
$\pm \text{Err}(\text{lin})$	1.00	1.25	1.00	% FSO	FSO=FullScale Output
+Err(tot)	2.40	2.40	1.60	% FSO	FSO=FullScale Output
-Err(tot)	-1.20	-1.30	-1.80	% FSO	FSO=FullScale Output
I_{ERROM}	100.00	150.00	205.00	[mA]	Mag offset: 0A luego de excursión a I_p

Tabla 6.2 Lista de Características relevantes del sensor ACS758U utilizado en PWRC2

Los valores mostrados son extremos para el rango de operación de -40 °C a +150 °C. Las tolerancias se reducen a temperaturas típicas de operación de los PWRC2. En las versiones unipolares la salida de 0 A está representada por una $V_{o(q)}$ de 0.12 Vcc, típicamente 0.6 V en

los circuitos alimentados con 5 V de continua. Igualando tensiones [Pallas y otros, 2009] en el punto P0.5 de entrada al controlador, puede construirse la siguiente “ecuación de medición” que se trató en el punto (2.4.1) y (5.3.1) y que funciona como modelo matemático simplificado de nuestro sistema.

$$I = \frac{1}{S} \left[\frac{V_{REF} D}{G(2^N - 1)} - V_{o(q)} \right] = f(S, V_{REF}, D, G, V_{o(q)}) \quad [A] \quad (6.8)$$

Donde I es la corriente a medir en Amperes, S es la sensibilidad del sensor en [mV/A], V_{REF} es la tensión de referencia del ADC, N es la cantidad de bits (13) del ADC, G es la ganancia del circuito, D es el valor de la palabra digital (0 a 8191 en decimal) producida por el ADC, y $V_{o(q)}$ el valor del offset de señal con 0A circulando. El análisis de la incertidumbre asociada a la medición de corriente puede partir de la ecuación (2.18), suponiendo que las variables tienen correlación nula, y dando como resultado:

$$U^2(I) = C_{fS}^2 U^2(S) + C_{fV_{REF}}^2 U^2(V_{REF}) + C_{fD}^2 U^2(D) + C_{fG}^2 U^2(G) + C_{fV_{o(q)}}^2 U^2(V_{o(q)}) \quad (6.9)$$

Donde se considera que los coeficientes surgen por derivación de (6.8):

$C_{fS} = \frac{\partial f}{\partial S} = \frac{V_{o(q)} - \frac{V_{REF} D}{G(2^N - 1)}}{S_0^2} \quad (6.10)$	$C_{fV_{REF}} = \frac{\partial f}{\partial V_{REF}} = \frac{D}{S_0 G(2^N - 1)} \quad (6.11)$
$C_{fD} = \frac{\partial f}{\partial D} = \frac{V_{REF}}{S_0 G(2^N - 1)} \quad (6.12)$	$C_{fG} = \frac{\partial f}{\partial G} = \frac{-D V_{REF}}{S_0 G^2(2^N - 1)} \quad (6.13)$
$C_{fV_{o(q)}} = \frac{\partial f}{\partial V_{o(q)}} = -\frac{1}{S_0} \quad (6.14)$	

Asimismo, se muestran en la Tabla 6.3 otros parámetros que surgen de la configuración, las hojas de datos de los sensores y del controlador:

Parámetro		Valor	unidad
N (ADC)		13.00	bits
$2^N - 1$		8191.00	[cuentas]
G		1.00	[]
ΔG		0.50	[%] max
Vo(q)		0.60	[V]
Vref		5.00	[V]
ΔV_{ref}		2.50	[%] max

Tabla 6.3 Lista de Características relevantes del sensor ACS758U utilizado en PWRC2

Para el cómputo de $U(S)$, o incertidumbre en la sensibilidad, se la relaciona con la incertidumbre máxima ΔI en corriente (por inexactitud y por linealidad, $(+I_{err} - (-I_{err})) + \Delta I_{lin}$ [A]), de la siguiente forma:

$$S = \frac{V_o}{I} \Rightarrow dS = -\frac{V_o}{I^2} dI \Rightarrow \frac{dS}{S_o} = -\frac{dI}{I} \Rightarrow U(s) = -S_o \frac{\Delta I}{I} \quad (6.15)$$

De esta forma, se tiene en cuenta la variabilidad en la corriente a través de la de S . La incertidumbre en G surge de la hoja de datos del PGA integrado, que es del 0.5%, , la de D se considera 1/8191 (+/-LSB), la incertidumbre en V_{REF} surge de la hoja de datos del TRIADC, mientras que la del $V_{o(q)}$ se toma de la tabla 6.2, también de hoja de datos del sensor Allegro. Los valores de los coeficientes e incertidumbres de cada componente se agrupan en una tabla, a efectos de calcular la contribución al error $U(I)$ de la medición de corriente (ó u_{Pil}), cuyo desarrollo para un ejemplo concreto del campo de pruebas se trata en (6.7.4).

6.7.3 Incertidumbre de Tensión en PWRC2: La medición de tensión en los sistemas PWRC2 se lleva acabo a través de un circuito cuyo diagrama simplificado se mostró en la Figura 6.52, parte inferior ($V(Vbat)$). El detalle del divisor configurable, constituido con resistencias de tolerancia 0.1%, se muestra en Figura 6.54.

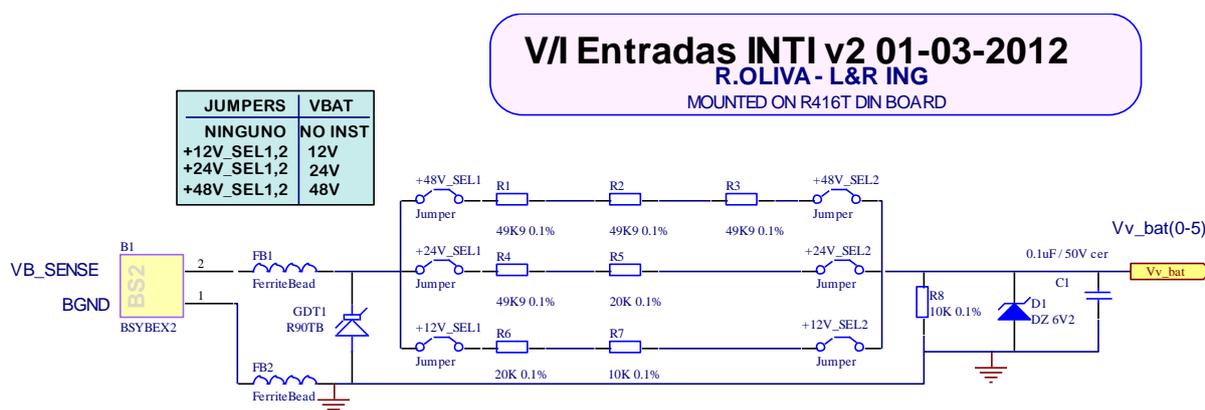


Figura 6.54 Diagrama Divisor de tensión de precisión, para PWRC2 en diferentes tensiones.

Los parámetros del divisor de tensión para las distintas configuraciones de entrada se muestran en la Tabla 6.4, en la cual se ha resaltado el caso ejemplo que se desarrollará para la máquina IVS4500/48V de INVAP.

Divisor de tensión según configuración de entrada					
Parámetro	12V	24V	48V	Unidades	
V_N	12.00	24.00	48.00	[V]	Tension nominal
V_{MAX}	20.00	40.00	80.00	[V]	Full Scale Output
R	10000.0	10000.0	10000.0	[Ohm]	Metal Film 0.1%
V	20000.0	20000.0	20000.0	[Ohm]	Metal Film 0.1%
Z	49900.0	49900.0	49900.0	[Ohm]	Metal Film 0.1%
R_1	$V+R$	$Z+V$	$3Z$	[Ohm]	
R_2	R	R	R	[Ohm]	
$AT_{(o)}$	$=R/(V+2R)$	$=R/(Z+V+R)$	$=R/(3Z+R)$	[V/V]	Atenuacion nominal
t	0.10	0.10	0.10	%	Tolerancia Resistores
utilizado por INVAP - 48V					

Tabla 6.4 Lista de Características relevantes del sensor ACS758U utilizado en PWRC2

En forma similar a lo realizado para la medición de corriente (eq. 6.8), debe establecerse un modelo matemático simplificado de la medición de la tensión, que se puede asimilar a:

$$V = \frac{1}{AT} \left[\frac{V_{REF} D}{G(2^N - 1)} - V_{io} \right] = f(AT, V_{REF}, D, G, V_{io}) \quad [V] \quad (6.16)$$

Donde V es la tensión a medir en voltios, AT es la atenuación del sensor en $[V/V]$, V_{REF} es la tensión de referencia del ADC (común a todos en el TRIADC), N es la cantidad de bits (13) del ADC, G es la ganancia del circuito, D es el valor de la palabra digital (0 a 8191 en decimal) producida por el segundo convertidor (ADC) de tensión, y V_{io} es el valor de la tensión de offset de entrada de un segundo amplificador operacional contenido en el TS1854. El análisis de la incertidumbre asociada a la medición de tensión es similar a lo realizado para la corriente en el punto anterior, dando como resultado:

$$U^2(V) = C_{fvAT}^2 U^2(AT) + C_{fvV_{REF}}^2 U^2(V_{REF}) + C_{fvD}^2 U^2(D) + C_{fvG}^2 U^2(G) + C_{fvio}^2 U^2(V_{io}) \quad (6.17)$$

Donde se considera que los coeficientes nuevamente surgen por derivación de la ecuación de medición (6.16):

$C_{fvAT} = \frac{\partial f}{\partial AT} = \frac{V_{io} - \frac{V_{REF} D}{G(2^N - 1)}}{AT_0^2} \quad (6.18)$	$C_{fvV_{REF}} = \frac{\partial f}{\partial V_{REF}} = \frac{D}{AT_0 G(2^N - 1)} \quad (6.19)$
$C_{fvD} = \frac{\partial f}{\partial D} = \frac{V_{REF}}{AT_0 G(2^N - 1)} \quad (6.20)$	$C_{fvG} = \frac{\partial f}{\partial G} = \frac{-DV_{REF}}{AT_0 G^2(2^N - 1)} \quad (6.21)$
$C_{fvio} = \frac{\partial f}{\partial V_{io}} = -\frac{1}{AT_0} \quad (6.22)$	

Similarmente a lo que se tuvo en la Tabla 6.3, se agrupan a continuación (Tabla 6.5) parámetros relevantes para el segundo canal de medición de tensión. El atenuador de la Figura 6.54 se diseña para tener una tensión de 3 V con la tensión nominal de la batería aplicada.

Parámetro		Valor	unidad
N (ADC)		13.00	bits
$2^N - 1$		8191.00	[cuentas]
G		1.00	[]
ΔG		0.50	[%] max
V_{io}		6.00	[mV] max
V_{ref}		5.00	[V]
ΔV_{ref}		2.50	[%] max

Tabla 6.5 Lista de Características relevantes etapa de entrada de tensión utilizada en PWRC2

Asimismo, la relación requerida para determinar la $U(AT)$ requiere una consideración especial. En lo siguiente se hará el desarrollo para el ejemplo que se utilizará más adelante, es decir la máquina IVS4500/48V. Para esta tensión el elemento $R1$ del divisor de tensión se constituye con 3 componentes Z (resistores individuales de 0.1% de tolerancia) conectados en serie.

$$AT_o = \frac{R}{R + 3Z} \quad (6.23)$$

Los tres elementos y el resistor de base $R2$ se encuentran sujetos a las mismas variaciones de temperatura y condiciones ambientales [Pallás y otros, 2009], por lo cual la correlación entre sus variaciones de resistencia es completa y la expresión más adecuada para la incertidumbre en la atenuación resulta:

$$U(AT) = \left| \frac{\partial(AT)}{\partial R} \right| U(R) + \left| \frac{\partial(AT)}{\partial Z} \right| U(Z) \quad (6.24)$$

Los componentes utilizados tienen una tolerancia de fábrica $t=0.1\%$, por lo cual resultan las magnitudes absolutas:

$$U(R) = tR; \quad U(Z) = tZ \quad [\text{Ohm}] \quad (6.25)$$

Reemplazando en la expresión 6.24, se puede obtener la variabilidad de atenuación (para su reemplazo en la 6.17) como:

$$U(AT) = \frac{6RZt}{(R + 3Z)^2} \quad [] \quad (6.26)$$

Como en el punto anterior para la corriente, la incertidumbre en G surge de la hoja de datos del PGA integrado, que es del 0.5%, , la de D se considera $1/8191$ (+/-LSB), la incertidumbre en V_{REF} surge de la hoja de datos del TRIADC. La del V_{io} se ha tomado como el peor caso posible indicado en la hoja de datos del TS1854 (6mV) y es probable que su valor sea del orden típico de fracciones de mV. Nuevamente, los valores de los coeficientes e incertidumbres de cada componente se agrupan en una tabla, a efectos de calcular la

contribución al error $U(V)$ de la medición de tensión (ó u_{P12}), cuyo desarrollo para un ejemplo concreto del campo de pruebas se trata en el punto siguiente.

6.7.4 Incertidumbre combinada de potencia y desarrollo de un ejemplo: En los puntos 6.7.2 y 6.7.3 se han desarrollado las componentes de incertidumbre básicas de los circuitos de corriente y tensión. Ambos circuitos exhiben una fuerte linealidad y en la práctica, cada canal del PWRC2 cuenta con un algoritmo de calibración por el método de dos puntos, cuyo principio se verá en 6.7.5 y **Apéndice III**, que contribuye significativamente a la reducción de la incertidumbre inherente a los circuitos [Moiseeval y otros, 2002]. El proceso de calibración se realiza en los PWRC2 al finalizar los ensayos operativos del equipo y previo a la instalación.

6.7.4.1 Indeterminación en Potencia: La potencia resulta de un producto de ambas señales:

$$P = VI \quad [W] \quad (6.27)$$

Y las variaciones asociadas se expresan a través de:

$$dP = \frac{\partial P}{\partial V} dV + \frac{\partial P}{\partial I} dI \quad [W] \quad (6.28)$$

En lo relativo al cómputo de incertidumbres, es posible suponer que las variables I, V no están correlacionadas entre sí, y resulta válida la expresión:

$$U^2(P) = \left(\frac{\partial P}{\partial V}\right)^2 (\Delta V)^2 + \left(\frac{\partial P}{\partial I}\right)^2 (\Delta I)^2 \quad [W^2] \quad (6.29)$$

Si se divide la expresión 6.29 por la 6.27, $P^2 = (VI)^2$,

$$\left(\frac{U(P)}{P}\right)^2 = \left(\frac{U(V)}{V}\right)^2 + \left(\frac{U(I)}{I}\right)^2 \quad [] \quad (6.30)$$

que expresa lo mismo que (6.29) pero en función de incertidumbres relativas.

6.7.4.2 Desarrollo de un ejemplo: Se realizará el desarrollo de un ejemplo de determinación de incertidumbre en potencia basado en los datos tomados del equipo IVS4500 de INVAP, instalado en 2012 en el campo de pruebas Cutral-Có del INTI. Se trata de una máquina bipala de 4500W de potencia nominal para carga de baterías en un banco de 48V. A inicios de noviembre de 2012 se instaló una unidad PWRC2 de 48V con sensor ACS758U de 150A para registro de dicho aerogenerador (Figura 6.55).

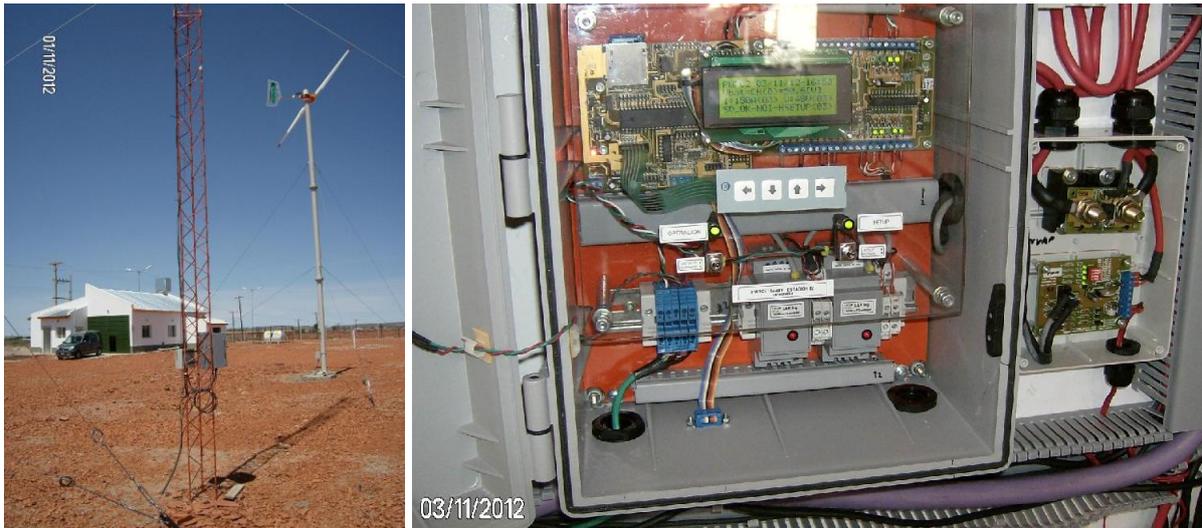


Figura 6.55 Máquina INVAP IVS4500, torre de METEO/Nomad2 y PWRC2/48V con sensor de 150A .

El aerogenerador puede producir corriente en exceso de 85A sobre el conjunto de baterías de 48V y resistencia de disipación, por lo cual fue necesario incluir 2 reguladores Xantrex de 60A conectados en modo Diversion Load. Cada regulador tiene una salida RS232 que se convierte a RS485 a través de módulos gemelos ubicados en el PWRC2 (Figura 6.56).



Figura 6.56 Conjunto PWRC2/48V y dos reguladores Xantrex de 60A .

Los registros analizados pertenecen al archivo PB051112.CSV y son los de promedios de 1 minuto desde el N° 0 del 05/11/2012 @ 17:47:00 hasta el N° 14313 del 15/11/2012 @ 16:30:00, cuyo extracto en forma de serie de tiempo se muestra en la Figura 6.57.

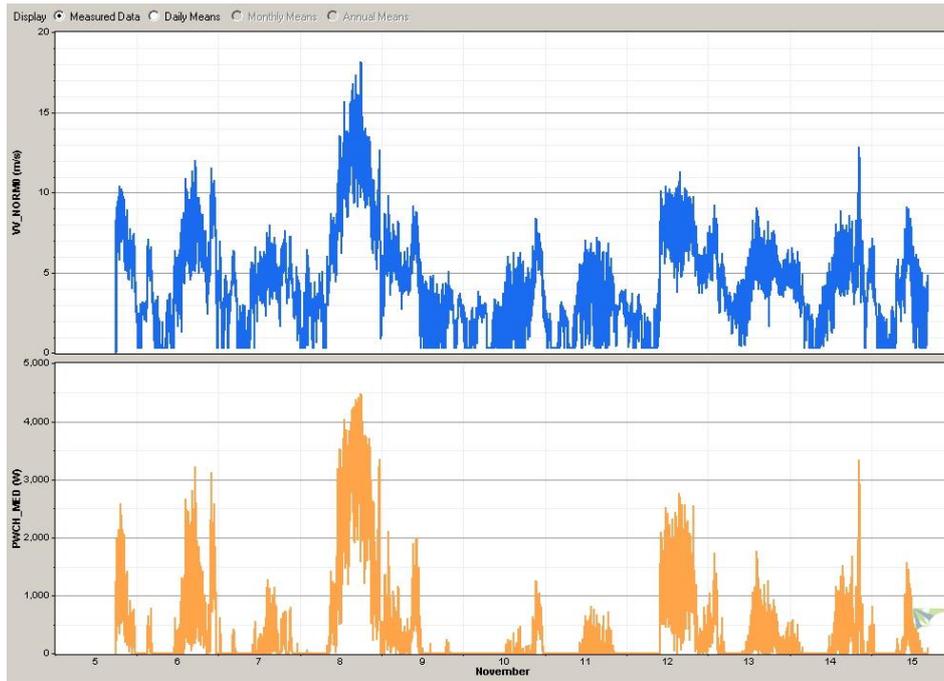


Figura 6.57 Serie de tiempo (viento normalizado y potencia) de los 10 días de datos utilizados para el ejemplo .

El programa de análisis INTINQN (Prof. Rodolfo Vallejos) que acompaña a los PWRC2 permite producir una tabla que clasifica los valores registrados de acuerdo a los BINs definidos, clasificando el N° de mediciones en dicho rango, los promedios de viento y potencia por bin y la varianza de la potencia (requerida para la componente $s_{P,i}$ tipo A de incertidumbre en la curva de potencia). Dicha tabla se importa luego a una planilla de cálculo con el formato indicado en Tabla 6.6 siguiente:

Turbina IVS4500 / 4.5kW						
Bin i	U_i [m/s]	P_i [W]	N_i []	VAR [W] ²	$s_{P,i}$ [W]	$s_{P,i}$ [kW]
0	0.92	0.00	3405	0.00	0.00	0.00000
1	2.43	0.07	1133	1.90	1.38	0.00138
2	2.91	0.26	1119	6.97	2.64	0.00264
3	3.40	3.06	1016	144.82	12.03	0.01203
4	3.87	13.50	893	911.23	30.19	0.03019
5	4.35	52.99	895	5544.79	74.46	0.07446
6	4.84	120.24	900	11058.82	105.16	0.10516
7	5.32	228.73	866	19185.42	138.51	0.13851
8	5.79	360.94	764	23407.09	152.99	0.15299
9	6.26	504.22	596	27843.51	166.86	0.16686
10	6.76	658.35	501	29700.89	172.34	0.17234
11	7.23	823.09	408	40905.75	202.25	0.20225
12	7.65	1018.85	398	44259.32	210.38	0.21038
13	8.21	1240.88	287	66457.48	257.79	0.25779
14	8.67	1450.57	215	56053.57	236.76	0.23676
15	9.13	1661.40	165	80267.08	283.31	0.28331
16	9.56	1937.60	134	79512.21	281.98	0.28198
17	10.15	2180.98	99	81800.83	286.01	0.28601
18	10.62	2378.75	79	104824.88	323.77	0.32377
19	11.09	2638.60	70	50200.34	224.05	0.22405
20	11.59	2805.39	75	59133.97	243.17	0.24317
21	12.05	2974.65	56	72210.04	268.72	0.26872
22	12.52	3189.77	47	61712.13	248.42	0.24842
23	13.03	3319.81	42	45694.45	213.76	0.21376
24	13.45	3402.92	30	101790.19	319.05	0.31905
25	13.95	3537.84	35	61492.03	247.98	0.24798
26	14.44	3668.06	28	47430.99	217.79	0.21779
27	14.96	3783.11	20	67127.52	259.09	0.25909
28	15.49	3855.35	17	62405.42	249.81	0.24981
29	15.79	3998.45	13	15585.64	124.84	0.12484
30	16.27	4064.07	4	51465.72	226.86	0.22686
31	16.84	4205.20	2	64612.94	254.19	0.25419
32	17.32	3895.80	1	0.00	0.00	0.00000
34	18.16	4480.48	1	0.00	0.00	0.00000

Tabla 6.6 Valores por Bin producidos por el programa INTINQN para los 10 días de serie de tiempo del IVS4500

Asimismo, el programa genera una gráfica de los datos de la tabla como la indicada, según se muestra en la Figura 6.58. Asimismo, se genera un promedio de cada bin según la fórmula (5.3), y en el caso de una prueba completa es posible con esto inferir la curva de potencia del aerogenerador (aquí es una muestra muy reducida). Los valores de $s_{P,i}$ se calculan a partir de la raíz de la Varianza.

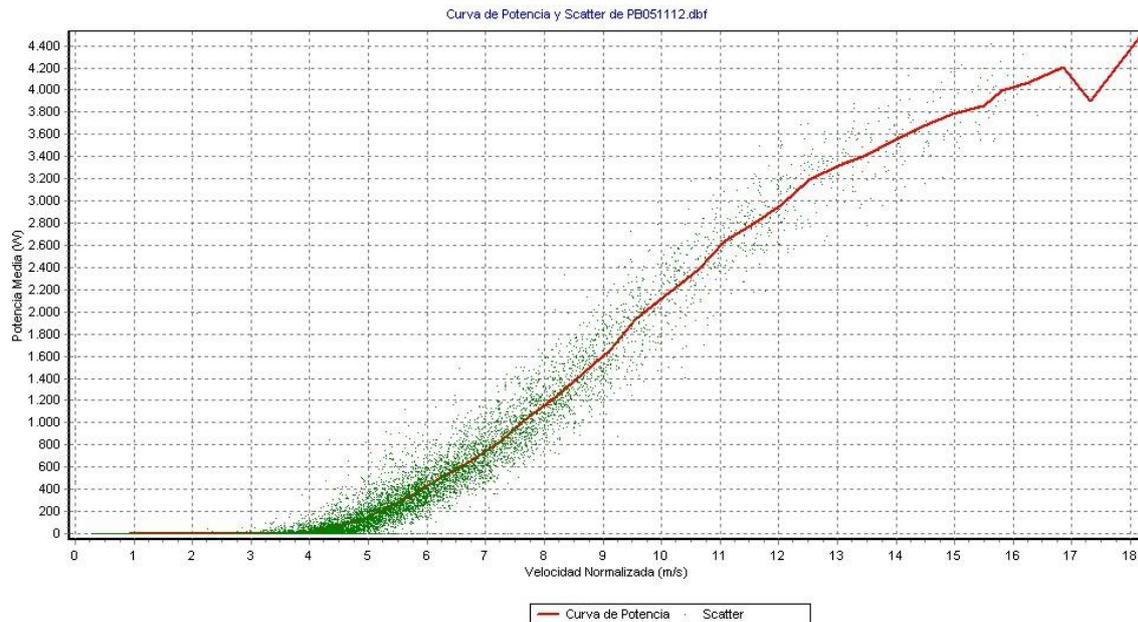


Figura 6.58 Scatter plot de viento normalizado y potencia de los 10 días de datos utilizados para el ejemplo – Programa INTINQN (R.Vallejos 2012) .

Para evaluar las componentes B de incertidumbre en los canales I y V ($U(I)$, $U(V)$) en eq. 6.29/6.30), recurrimos a las especificaciones de los sensores utilizados y utilizando las expresiones vistas en 6.7.2 (corriente) es posible calcular $U(I)$. Del mismo modo, con las expresiones de 6.7.3 (tensión) calculamos $U(V)$.

Para el cálculo de $U(I)$ se hará uso de las especificaciones del sensor ACS758U-150A a 25 °C, según se muestra en la Tabla 6.7, y las restantes de la Tabla 6.3 ya vista.

El cálculo completo consiste en determinar los coeficientes de sensibilidad dados por las expresiones (6.10) a (6.14) y la ecuación (6.9) que da el valor de $U(I)$, agrupando los valores en forma de sucesivas tablas para distintos valores de corriente. El listado de estas tablas se presenta en el **Apéndice I**, y en la Tabla 6.8 se agrupan solamente los resultados finales de la incertidumbre absoluta y relativa al fondo de escala, suponiendo que dicho canal de PWRC2 no ha sido aún calibrado.

Sensor de Corriente utilizado ACS758 -						
Parámetro	x50U	x100U	x150U	Unidades		
I _p	50.00	100.00	150.00	[A]	Rango corriente	
I _{pmax}			163.00	[A]	FSO=FullScale Output	
S0min	59.00	39.50	26.60	[mV/A]	Sensib. -	
S0max	61.00	41.00	27.40	[mV/A]	Sensib. -	
S0	60.00	40.25	27.00	[mV/A]	Sensib. -	
Vn(ruido)	15.00	12.00	8.00	[mV]	a +25°C	
+/-ΔVo(q)	40.00	20.00	15.00	[mV]	Referido a Vo(q)=0.6V, de -	
+/-Err(lin)	1.00	1.25	0.20	% FSO	FSO=FullScale	
+Err(tot)	2.40	2.40	1.50	% FSO	FSO=FullScale	
-Err(tot)	-1.20	-1.30	-0.80	% FSO	FSO=FullScale	
I _{ERROR}	100.00	150.00	205.00	[mA]	Mag offset: 0A luego de excursión	
				utilizado por INVAP - 150A		(valores a 25°C)

Tabla 6.7 Valores Especificaciones sensor ACS758U-150 a 25 °C para IVS4500

Tabla Incertidumbre Medicion de Corriente - sin calibración - PWRC2/48V/150A			Parametros a 25°C							
Incertidumbre total U(I)			$U^2(I) = C_{FS}^2 U^2(S) + C_{FR}^2 U^2(V_{FR}) + C_{FD}^2 U^2(D) + C_{FG}^2 U^2(G) + C_{FVoq}^2 U^2(V_{oq})$							
D	V(ADC)	I [A]	(A1) $(C_{FS}^2 U(S))^2$ [A ²]	(A2) $C_{FR}^2 U(V_{FR})^2$ [A ²]	(A3) $(C_{FD}^2 U(D))^2$ [A ²]	(A4) $(C_{FG}^2 U(G))^2$ [A ²]	(A5) $(C_{FVoq}^2 U(V_{oq}))^2$ [A ²]	U ² (I) [A ²]	U (I) [A]	%FSO
1050	0.64	1.52	14.06250	0.35221	0.0000	0.0141	0.3086	14.7374	3.8389	2.36%
1550	0.95	12.82	14.06250	0.76751	0.0000	0.0307	0.3086	15.1693	3.8948	2.39%
2050	1.25	24.12	14.06250	1.34254	0.0000	0.0537	0.3086	15.7674	3.9708	2.44%
2550	1.56	35.43	14.06250	2.07730	0.0000	0.0831	0.3086	16.5315	4.0659	2.49%
3050	1.86	46.73	14.06250	2.97179	0.0000	0.1189	0.3086	17.4618	4.1787	2.56%
3550	2.17	58.04	14.06250	4.02601	0.0000	0.1610	0.3086	18.5582	4.3079	2.64%
4050	2.47	69.34	14.06250	5.23997	0.0000	0.2096	0.3086	19.8207	4.4520	2.73%
4550	2.78	80.65	14.06250	6.61365	0.0000	0.2645	0.3086	21.2493	4.6097	2.83%
5050	3.08	91.95	14.06250	8.14707	0.0000	0.3259	0.3086	22.8441	4.7795	2.93%
5550	3.39	103.25	14.06250	9.84022	0.0000	0.3936	0.3086	24.6050	4.9603	3.04%
6050	3.69	114.56	14.06250	11.69309	0.0000	0.4677	0.3086	26.5320	5.1509	3.16%
6550	4.00	125.86	14.06250	13.70570	0.0000	0.5482	0.3086	28.6251	5.3502	3.28%
7050	4.30	137.17	14.06250	15.87804	0.0000	0.6351	0.3086	30.8843	5.5574	3.41%
7550	4.61	148.47	14.06250	18.21011	0.0000	0.7284	0.3086	33.3097	5.7715	3.54%
8050	4.91	159.78	14.06250	20.70191	0.0000	0.8281	0.3086	35.9011	5.9918	3.68%
8191	5.00	162.96	14.06250	21.43347	0.0000	0.8573	0.3086	36.6620	6.0549	3.71%

Tabla 6.8 Resultados del cálculo de Incertidumbre PWRC2 U(I) para diferentes niveles de corriente IVS4500

Similarmente, para el cálculo de U(V) se hará uso de las especificaciones del atenuador resistivo de la Tabla 6.4, y las restantes especificaciones de la Tabla 6.5.

Del mismo modo, el cálculo completo consiste en determinar los coeficientes de sensibilidad dados por las expresiones (6.18) a (6.22) y la ecuación (6.17) que da el valor de U(V), agrupando los valores en forma de sucesivas tablas para distintos valores de tensión. El listado de estas tablas se presenta en **Apéndice I**, y en la Tabla 6.9 se agrupan solamente los resultados finales de la incertidumbre absoluta y relativa al fondo de escala, suponiendo que dicho canal de PWRC2 no ha sido aún calibrado.

Tabla Incertidumbre Medicion de Tension - sin calibración - PWRC2/48V/150A Parametros a 25°C

$$U^2(V) = C_{\beta AT}^2 U^2(AT) + C_{\beta V_{REF}}^2 U^2(V_{REF}) + C_{\beta J}^2 J^2(D) + C_{\beta G}^2 U^2(G) + C_{\beta V_{IO}}^2 U^2(V_{IO})$$

Incertidumbre total U(V)			(A1)	(A2)	(A3)	(A4)	(A5)			
D	V(ADC)	V[V]	$(C_{\beta AT} * U(AT))^2$ [V ²]	$(C_{\beta VR} * U(Vr))^2$ [V ²]	$(C_{\beta D} * U(D))^2$ [V ²]	$(C_{\beta G} * U(G))^2$ [V ²]	$(C_{\beta V_{IO}} * U(V_{IO}))^2$ [V ²]	U ² (V) [V ²]	U(V) [V]	%FSO
0	0.00	-0.10	0.03227	0.00000	0.0000	0.0000	0.0092	0.0415	0.2036	0.25%
500	0.31	4.78	0.02907	0.01485	0.0000	0.0006	0.0092	0.0537	0.2317	0.29%
1000	0.61	9.65	0.02604	0.05940	0.0000	0.0024	0.0092	0.0970	0.3114	0.39%
1500	0.92	14.53	0.02317	0.13364	0.0000	0.0053	0.0092	0.1713	0.4139	0.52%
2000	1.22	19.40	0.02047	0.23758	0.0000	0.0095	0.0092	0.2767	0.5261	0.66%
2500	1.53	24.28	0.01794	0.37122	0.0000	0.0148	0.0092	0.4132	0.6428	0.80%
3000	1.83	29.15	0.01558	0.53456	0.0000	0.0214	0.0092	0.5807	0.7620	0.95%
3500	2.14	34.02	0.01338	0.72760	0.0000	0.0291	0.0092	0.7793	0.8828	1.10%
4000	2.44	38.90	0.01135	0.95033	0.0000	0.0380	0.0092	1.0089	1.0044	1.26%
4500	2.75	43.77	0.00949	1.20277	0.0000	0.0481	0.0092	1.2695	1.1267	1.41%
5000	3.05	48.65	0.00779	1.48490	0.0000	0.0594	0.0092	1.5613	1.2495	1.56%
5500	3.36	53.52	0.00626	1.79672	0.0000	0.0719	0.0092	1.8840	1.3726	1.72%
6000	3.66	58.40	0.00490	2.13825	0.0000	0.0855	0.0092	2.2379	1.4959	1.87%
6500	3.97	63.27	0.00370	2.50947	0.0000	0.1004	0.0092	2.6227	1.6195	2.02%
7000	4.27	68.14	0.00267	2.91040	0.0000	0.1164	0.0092	3.0387	1.7432	2.18%
8191	5.00	79.75	0.00090	3.98501	0.0000	0.1594	0.0092	4.1545	2.0383	2.55%

Tabla 6.9 Resultados del cálculo de Incertidumbre PWRC2 U(V) para diferentes niveles de tensión IVS4500

Como ocurre en la mayoría de los instrumentos, la incertidumbre en la medición de corriente (entre 2.3 y 3.8% FSO) es sensiblemente superior a la de la medición de tensión (siempre inferior a 2.6%). En la tabla 6.10 se muestra el cómputo de la incertidumbre en potencia y además las incertidumbres relativas, que pueden ser muy grandes a potencias bajas debido a que las incertidumbres absolutas permanecen relativamente constantes. Dicha tabla se ha construido a partir de las tablas anteriores, en que se hace variar la corriente o tensión desde un valor mínimo al máximo nominal del canal. Por lo tanto la potencia recorre valores desde 0 a casi 13 kW (la capacidad del canal es de un 280% de la potencia nominal del equipo).

Caso INVAP IVS4500 - 48V/150A

IVS4500 / 48V / 150A

D _i	V _i (ADC)	I[A]	U _i [A]	U _i /I	D _v	V _v (ADC)	V[V]	U(V) [V]	U(V)/V [%]	P=VI[W]	U(P)/P [%]	U(P)/I[W]
1050	0.64	1.52	3.84	253.1329%	0	0.00	-0.10	0.20	-212.48%	-0.15	330.49%	-0.48
1550	0.95	12.82	3.89	30.3787%	500	0.31	4.78	0.23	4.85%	61.26	30.76%	18.85
2050	1.25	24.12	3.97	16.4594%	1000	0.61	9.65	0.31	3.23%	232.87	16.77%	39.06
2550	1.56	35.43	4.07	11.4761%	1500	0.92	14.53	0.41	2.85%	514.68	11.82%	60.86
3050	1.86	46.73	4.18	8.9417%	2000	1.22	19.40	0.53	2.71%	906.68	9.34%	84.72
3550	2.17	58.04	4.31	7.4227%	2500	1.53	24.28	0.64	2.65%	1408.89	7.88%	111.03
4050	2.47	69.34	4.45	6.4204%	3000	1.83	29.15	0.76	2.61%	2021.29	6.93%	140.12
4550	2.78	80.65	4.61	5.7160%	3500	2.14	34.02	0.88	2.59%	2743.89	6.28%	172.24
5050	3.08	91.95	4.78	5.1980%	4000	2.44	38.90	1.00	2.58%	3576.69	5.80%	207.59
5550	3.39	103.25	4.96	4.8040%	4500	2.75	43.77	1.13	2.57%	4519.69	5.45%	246.33
6050	3.69	114.56	5.15	4.4963%	5000	3.05	48.65	1.25	2.57%	5572.89	5.18%	288.58
6550	4.00	125.86	5.35	4.2509%	5500	3.36	53.52	1.37	2.56%	6736.29	4.96%	334.43
7050	4.30	137.17	5.56	4.0515%	6000	3.66	58.40	1.50	2.56%	8009.88	4.79%	383.95
7550	4.61	148.47	5.77	3.8873%	6500	3.97	63.27	1.62	2.56%	9393.68	4.65%	437.21
8050	4.91	159.78	5.99	3.7501%	7000	4.27	68.14	1.74	2.56%	10887.67	4.54%	494.25
8191	5.00	162.96	6.05	3.7155%	8191	5.00	79.75	2.04	2.56%	12996.98	4.51%	586.11

Tabla 6.10 Cómputo final de Incertidumbre en potencia U(P) para diferentes niveles de tensión IVS4500

El tratamiento para determinación de la $U(P_i) = u_{P,i}$ para cada bin que realiza la Norma [IEC61400-12-1, 2005] se basa en tolerancias constantes y su conversión a porcentajes, para el cómputo de la incertidumbre estándar combinada de potencia según la (5.14) y la total según la ecuación (5.7). Para el presente caso del IVS4500 se generó una función de interpolación ya que los valores de la tabla de bins variarán con los datos medidos, como en la Tabla 6.6 para el IVS4500. La función de interpolación se muestra como grafica

en la Figura 6.59. En la Tabla 6.11 se agrega una componente adicional $U_{SAD}(P)$ constante de incertidumbre del 0.1 % de la potencia máxima del canal, siguiendo el criterio de la Norma [IEC61400-12-1, 2005], que se sumará cuadráticamente a la incertidumbre interpolada al calcular los valores de $u_{P,i}$ según:

$$u_{P,i} = \sqrt{u_{P(INT),i}^2 + u_{P(SAD),i}^2} \quad (6.31) - \text{equivalente a la (5.11)}$$

IVS4500 / 48V / 150A

U(P) interpolada

$U_{SAD}(P)[W] = 0.1\% P_{max \text{ Canal}}$

P=VI[W]	U(P)/P [%]	U(P)[W]	$U_{SAD}(P)[W]$	Uint(P)[W]
-0.15	330.49%	-0.48	13.00	14.70
61.26	30.76%	18.85	13.00	19.43
232.87	16.77%	39.06	13.00	32.32
514.68	11.82%	60.86	13.00	52.42
906.68	9.34%	84.72	13.00	78.34
1408.89	7.88%	111.03	13.00	108.47
2021.29	6.93%	140.12	13.00	141.26
2743.89	6.28%	172.24	13.00	175.54
3576.69	5.80%	207.59	13.00	210.81
4519.69	5.45%	246.33	13.00	247.55
5572.89	5.18%	288.58	13.00	287.38
6736.29	4.96%	334.43	13.00	333.08
8009.88	4.79%	383.95	13.00	388.45
9393.68	4.65%	437.21	13.00	457.82
10887.67	4.54%	494.25	13.00	545.28
12996.98	4.51%	586.11	13.00	689.97

Tabla 6.11 Cómputo Incertidumbre $U_{int}(P)$ de potencia interpolada e indeterminación del PWRC2/IVS4500

Interpolacion de U(P) vs P

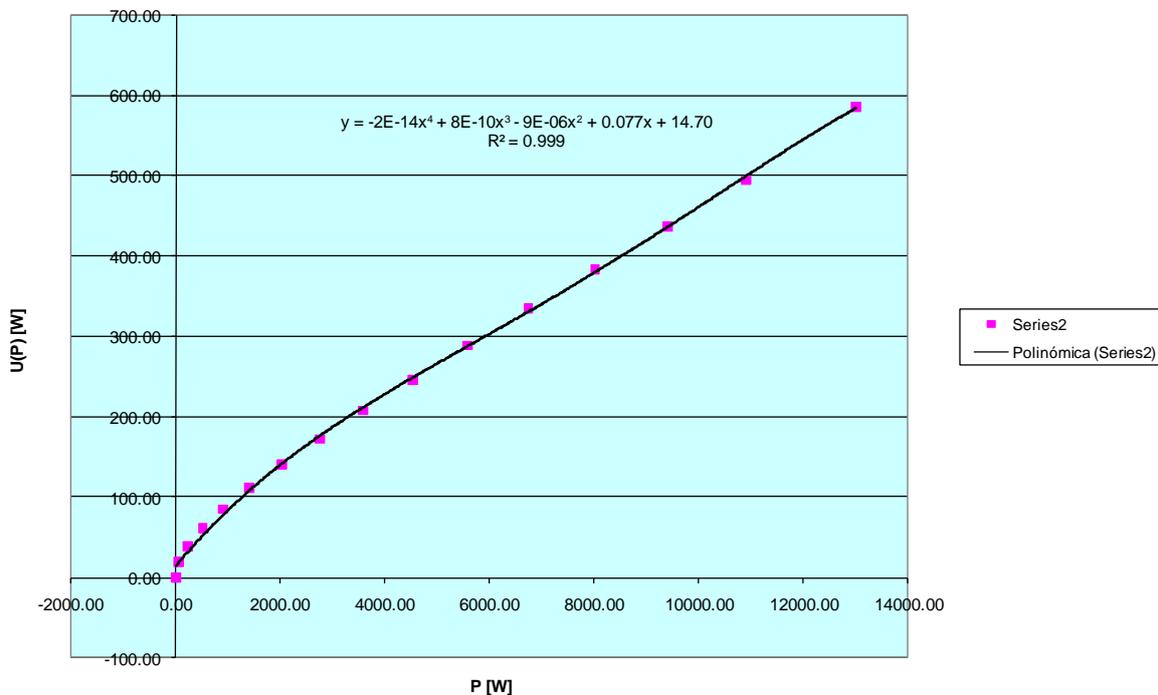


Figura 6.59 Gráfico de incertidumbre absoluta e interpolación cuártica de valores de Tabla 6.11 .

6.7.5 Incertidumbres en METEO / Lectura de canal de frecuencia y efecto de la calibración por el método de 2 puntos: Para el cómputo de la incertidumbre total en los datos del ejemplo con el IVS4500, se requiere conocer las incertidumbres asociadas a la medición de viento, y a las mediciones de temperatura y presión atmosférica.

6.7.5.1 Incertidumbres en adquisición de datos de frecuencia: En el punto 6.3.4 se describió la unidad METEO1 utilizada en las mediciones con el IVS4500, y en la Figura 6.60 se reproduce nuevamente su diagrama en bloques y conexionado.

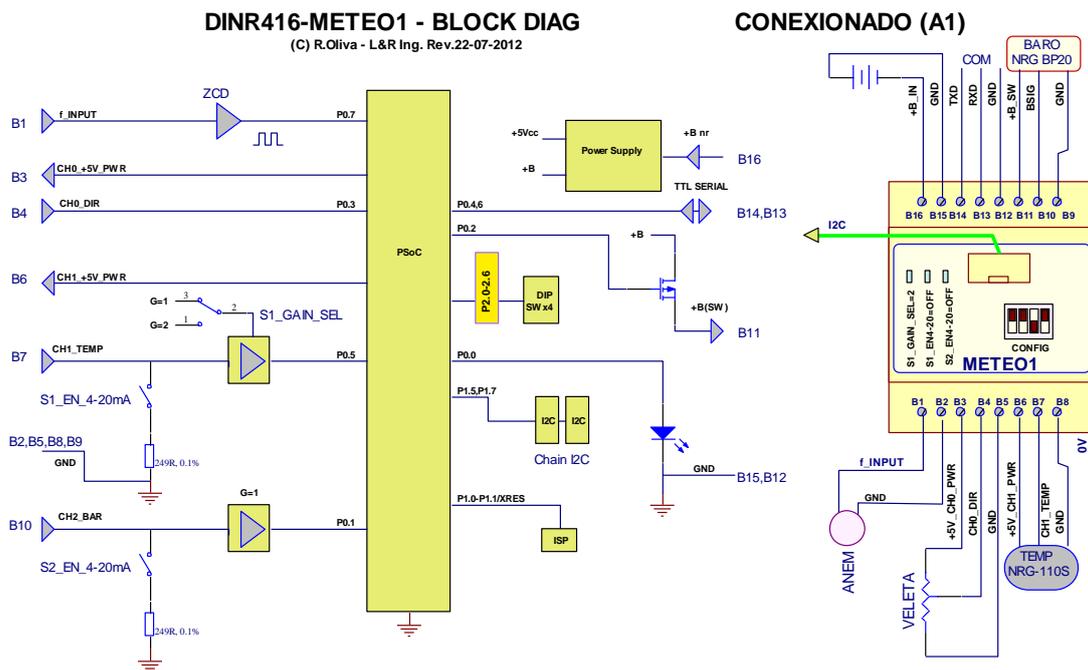


Figura 6.60 Diagrama en bloques y conexionado de METEO1 .

La entrada de medición de intensidad de viento (B1 en el diagrama) toma la salida de tensión y frecuencia proporcional a la velocidad del aire que genera el anemómetro, y el controlador la convierte en un valor digital que se transmite al PWRC2 a través de un enlace RS485. El subsistema es una variante PSoC del descrito para el equipo original C2 descrito en 6.2.1, con mayor resolución y mejor desempeño. Una medida del error de peor caso se da en la planilla de diseño (Figura 6.61) proporcionada por el fabricante, donde se muestra el resultado de error absoluto de 78ppm para una frecuencia de entrada de 1.2Hz. En la gráfica de la Figura 6.62 se exhiben los valores que toma el error para distintas frecuencias entre 0 y 100Hz (aproximadamente un rango de 0 a 76m/s, para constantes típicas de anemómetros NRG). Puede observarse que la indeterminación no supera los 0.003Hz, lo cual es mucho

menor que las tolerancias de error del anemómetro y su calibración según se discutió en (5.4) al tratar el ejemplo de la turbina TU1.

For anemometer - DLcy 3b - We reduce fClock (Divide by 1840 instead of 368) reducing min input freq. To 1.00Hz, at 0.5sps
 Mods. 15.4.2006 by R.Oliva Add XTAL Error - 2012 D.Van Ess AN2283 - PSoC

XTAL_freq_Base =	2.40E+07				
Error % in Freq_base =	-2.5				
f _{clock}	12,717.39 Hz				
Period	26,000 counts				
f _{sample}	0.489130435 Hz				
Min Frequency	0.97826087 Hz				
Max Frequency	12,717.39 Hz				
Dynamic Range	13000				
Predicted Worst Case Error rapidly going down to	115.38 ppm				
	38.46 ppm				
f _{input}	1.2 Hz				
CycleCount -1	1.453333333	1 cycle(s)	54.67% of the time		
		2 cycle(s)	45.33% of the time		
Accumulated Value	10,527.83	10,527 counts	for	1 cycle(s)	17.39% of the time
		10,528 counts	for	1 cycle(s)	82.61% of the time
	21,195.65	21,195 counts	for	2 cycle(s)	65.22% of the time
		21,196 counts	for	2 cycle(s)	34.78% of the time
f _{measured}	1.200094 Hz	10,527 counts	for	1 cycle(s)	9.51% of the time
	1.199980 Hz	10,528 counts	for	1 cycle(s)	45.16% of the time
	1.200037 Hz	21,195 counts	for	2 cycle(s)	29.57% of the time
	1.199980 Hz	21,196 counts	for	2 cycle(s)	15.77% of the time
Error	77.95 ppm		for	1 cycle(s)	9.51% of the time
	-16.41 ppm		for	1 cycle(s)	45.16% of the time
	30.77 ppm		for	2 cycle(s)	29.57% of the time
	-16.41 ppm		for	2 cycle(s)	15.77% of the time
Worst Case Error	77.95 ppm				

Figura 6.61 Planilla de evaluación de error del subsistema digitalización de frecuencia en PSoC .

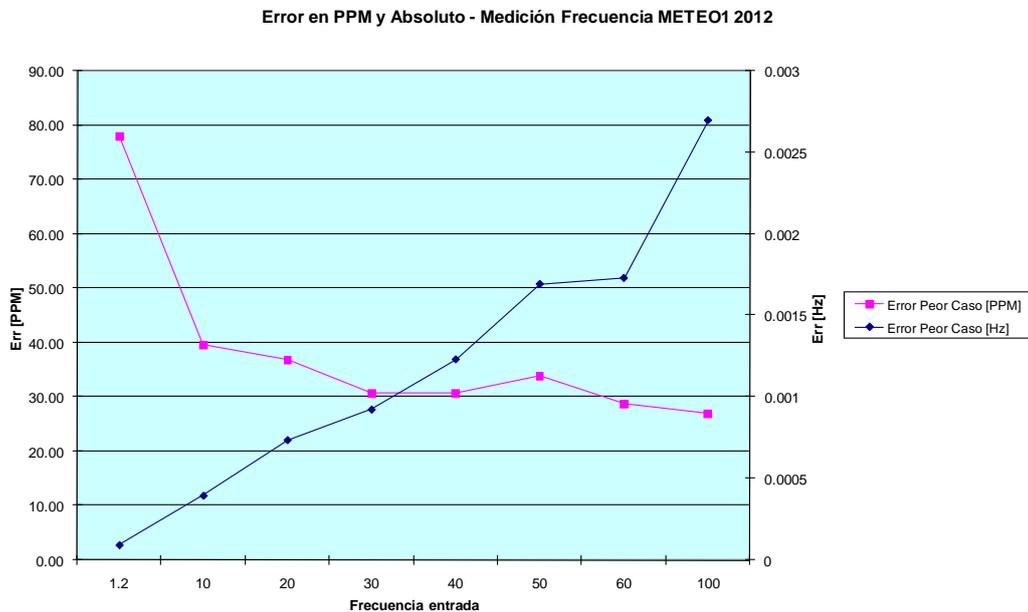


Figura 6.62 Grafica de errores por frecuencia del subsistema digitalización de frecuencia en PSoC.

Sin embargo durante el proceso de conversión a una palabra digital y transmisión surgen desviaciones. Cada unidad METEO1 se calibra (Fluke-1, 2011) con dos instrumentos

de referencia (Multímetro Fluke F189 y osciloscopio digital TEK), registrando en una terminal convencional los paquetes que contiene valores de frecuencia x10 como se muestra en la Figura 6.63, para 15 puntos de medición. Las gráficas de dispersión generadas se utilizan para obtener los coeficientes de calibración inversa, producidos por el ajuste de mínimos cuadrados (en este caso el del instrumento F189).

METEO v17 - Calibración de Frecuencia

R.Oliva - 03-2-2012

Lecturas via RS232

SETEO PROTEK	Amplitud F189	Frecuencia F189 (A)	Frecuencia TEK (B)	Frec_Leida x 10 Puerto RS232	Frec_Leida (C)	[(C)-(A)]/(C) [%]	[(B)-(A)]/(B) [%]
100.00	0.45 - 9.7	98.86	98.84	975	97.5	-1.395%	-1.374%
80.00	0.45 - 9.7	79.44	79.43	784	78.4	-1.327%	-1.314%
60.00	4.5	59.60	59.61	588	58.8	-1.361%	-1.378%
50.00	4.5	49.49	49.48	488	48.8	-1.414%	-1.393%
40.00	4.5	40.02	40.02	395	39.5	-1.316%	-1.316%
30.00	4.47	29.99	29.98	295	29.5	-1.661%	-1.627%
25.00	4.47	24.86	24.85	245	24.5	-1.469%	-1.429%
20.00	4.45	20.08	20.07	198	19.8	-1.414%	-1.364%
15.00	4.43	15.06	15.06	148	14.8	-1.757%	-1.757%
10.00	4.36	10.14	10.138	100	10.0	-1.400%	-1.380%
7.00	4.07	7.02	<10	69	6.9	-1.739%	nc
6.00	4.07	5.07	<10	50	5.0	-1.400%	nc
3.00	3.7-3.5	3.14	<10	31	3.1	-1.290%	nc
1.70	2.3-3	1.75	<10	17	1.7	-2.941%	nc
0.00	0	0.00	<10	0	0.0	0.000%	nc

NOTAS:

- 1) No se notan cambios en lecturas para amplitudes entre 0.45V y 9.7Vrms en la señal de entrada. Debido a esto, se mantuvo la amplitud en 4.5V para las pruebas de 60Hz para abajo.
- 2) El sistema METEO limita las frecuencias a un máximo de 100Hz, en un anemómetro típico NRG esto es 76m/s o 273km/h, límite de destrucción
- 3) El Instrumental TEK digital TDS002B solo muestra en pantalla mediciones de frecuencias mayores a 10Hz, no así el Fluke F189 que mide hasta 1Hz.
- 4) Las lecturas de Frec_Leida a través de RS232, a 38400 baud, son típicamente:
 UUU\$30282.08166.3592.975.222.a8e5*QQQ
 UUU\$30289.08165.3592.975.222.a8eb*QQQ
 UUU\$30318.08156.3592.975.222.a8ff*QQQ
 Aquí el 4º número (975) representa la frecuencia x10, correspondiente al seteo 100Hz del Protek.

Calibración Frecuencia METEO v17 - 3.2.2012 contra Fluke 189 y TEK 60MHz

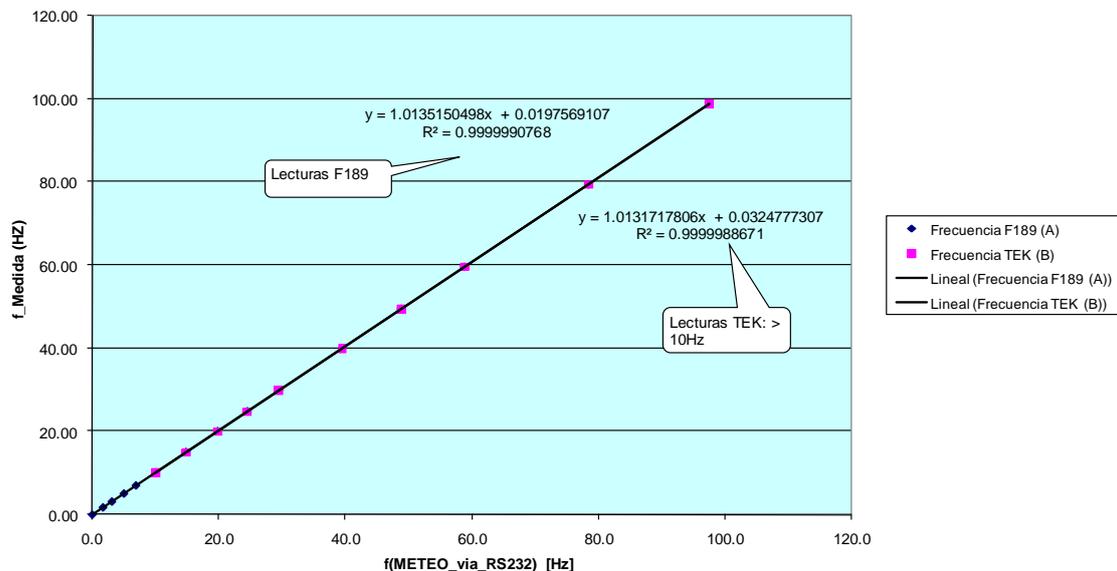


Figura 6.63 Calibración de METEO1 y generación de coeficientes de corrección.

Adicionalmente, se utiliza un procedimiento estadístico [Dragt, 1989] por el cual se replica el método de cuadrados mínimos y se obtiene la varianza asociada a los coeficientes de

calibración calculados G_{cal} , K_{cal} , y una incertidumbre global σ_{U_i} de la calibración. Este procedimiento, cuyo extracto final se muestra en la Figura 6.73, se describe con mayor detalle en el **Apéndice II**. Los valores de σ_{U_i} no superan los 0.02 Hz en condiciones normales de operación.

6) Cálculo de la recta de calibración a partir de A, B:

$$y = Au + B \Rightarrow u = \frac{y - B}{A} \quad u = \frac{y}{A} - \frac{B}{A} = G_{cal} y + K_{cal} \quad (e13/14/14a)$$

Gcal []	Kcal [Hz]
1.013515886	0.019729570

7) Varianzas asociadas a la recta de calibración u=f(y)

$\sigma_u^2 = \frac{\sigma_y^2}{A^2}$
[Hz ²]
0.0000620039

(e16)

$\epsilon_A = \frac{\sigma_A}{A}$
[]
0.0002690109

(e17)

$VAR(u_i) = \sigma_u^2 + (u_i - \bar{x})^2 \epsilon_A^2$
[Hz]
(e15)

$\sigma_{u_i} = \sqrt{VAR(u_i)}$
[Hz] (e18)

yi	ui	cu
Frec ln	u=f(y)	(e18)
97.50	98.84	0.0202131488
78.40	79.48	0.0155498866
58.80	59.61	0.0112714839
48.80	49.48	0.0095132872
39.50	40.05	0.0083582053
29.50	29.92	0.0078746228
24.50	24.85	0.0079787186
19.80	20.09	0.0082825232
14.80	15.02	0.0089011974
10.00	10.15	0.0094585772
6.90	7.01	0.0099517277
5.00	5.09	0.0102766796
3.10	3.16	0.0106169729
1.70	1.74	0.0108768939
0.00	0.02	0.0112014642

Figura 6.64 Verificación de Coeficientes de Calibración de METEO1 e incertidumbre asociada.

Con estas consideraciones, resulta aceptable utilizar la misma incertidumbre del sistema de adquisición de datos que se utilizó para el ejemplo TU1 (5.4), es decir si el rango máximo del canal de medición de viento del SAD (METEO1+PWRC2) es de 70m/s:

$$u_{dV,i} = 0.1\% * 70m/s = 0.07m/s \quad (6.32)$$

6.7.5.2 Incertidumbres restantes en anemómetro, calibración y coeficientes de estabilidad: En el punto 5.3.3.4 se describió el tratamiento de las incertidumbres tipo B relacionadas con la medición de velocidad de viento, las cuales se expresaban:

$$u_{V,i} = \sqrt{u_{V1,i}^2 + u_{V2,i}^2 + u_{V3,i}^2 + u_{V4,i}^2 + u_{dV,i}^2} \quad (5.15)$$

Asimismo, los coeficientes de sensibilidad $c_{V,i}$ se calcularon a partir de la pendiente de la curva de potencia, de acuerdo a la expresión indicada en B.2 de la Tabla 5.3, es decir:

$$c_{V,i} \approx \left| \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \right| \quad (5.16)$$

Para la medición de la curva ejemplo IVS4500 de INVAP y la unidad METEO1 se considerará la calibración MEASNET del Laboratorio S.O.Hansen de Dinamarca incluida en la provisión del anemómetro NRG Max#40C S/N 179500193035 (02/2012) (**Apéndice IV**), cuya incertidumbre se especifica en 0.043m/s a 10m/s. Por seguridad se tomará una incertidumbre fija $u_{V1,i} = 0.1$ m/s. Asimismo, la clasificación operativa del Anexo I de la

norma, especifica que si el terreno es clase A (cumple Anexo B, terreno uniforme, no requiere calibración de sitio), y el anemómetro es clase k , entonces la $u_{V2,i}$ puede derivarse de la expresión:

$$u_{V2,i} = (0.05m/s + 0.005U_i) \frac{k}{\sqrt{3}} \quad (5.17)$$

Considerando que se trata de un anemómetro NRG Max#40, se tomará la clasificación del Programa ACCUWIND [Dahlberg, Pedersen y Busche, 2006] de este sensor (Figura 3.5) que da un valor $k= 2.4$. Por último, para la medición del IVS4500 se considerará una incertidumbre de 1% de la velocidad para efectos de montaje $u_{V3,i} = 0.01U_i$ m/s, una incertidumbre por flujo de terreno del 3% de la velocidad de viento en el bin $u_{V4,i} = 0.03U_i$ m/s. , y el valor de $u_{dV,i}$ determinado en la (6.32). La expresión (5.15) puede reescribirse con estos valores como sigue:

$$u_{V,i} = \sqrt{(0.1m/s)^2 + (0.0722 + 0.00722U_i[m/s])^2 + (0.01U_i[m/s])^2 + (0.03U_i[m/s])^2 + (0.07m/s)^2} \quad (6.33)$$

6.7.5.3 Incertidumbres en medición de densidad del aire: En el punto 5.3.3.5 se describió el cómputo de las incertidumbres para la medición de la densidad del aire, que presenta en su medición indirecta las componentes de incertidumbre que se listaron en el punto B.3 de la Tabla 5.3. La incertidumbre vinculada a la temperatura:

$$u_{T,i} = \sqrt{u_{T1,i}^2 + u_{T2,i}^2 + u_{T3,i}^2 + u_{dT,i}^2} \quad (5.19)$$

donde:

$u_{T1,i}$ = incertidumbre de la calibración del sensor T de temperatura en bin i ,

$u_{T2,i}$ = incertidumbre debido a apantallamiento (*rad-shield*) imperfecto en bin i ,

$u_{T3,i}$ = incertidumbre debido a efectos de montaje del sensor T en bin i ,

$u_{dT,i}$ = incertidumbre en el canal SAD de medición de temperatura en bin i ,

Por otro lado, el coeficiente de sensibilidad para temperatura se indicó en la Tabla 5.3 y se calcula a través de:

$$c_{T,i} \approx \frac{P_i}{288.15K} \quad (5.20)$$

Del mismo modo, la incertidumbre vinculada a la presión atmosférica puede expresarse a través de las componentes de B3.2 de la Tabla 5.3, según se muestra a continuación:

$$u_{B,i} = \sqrt{u_{B1,i}^2 + u_{B2,i}^2 + u_{dB,i}^2} \quad (5.21)$$

donde:

$u_{B1,i}$ = incertidumbre de la calibración del sensor B de presión en bin i ,

$u_{B2,i}$ = incertidumbre debido a efectos de montaje del sensor B en bin i ,

$u_{dB,i}$ = incertidumbre en el canal SAD de medición de presión en bin i ,

Por último, el coeficiente de sensibilidad para Presión atmosférica a nivel del mar se indicó en la Tabla 5.3 y se calcula a través de:

$$c_{B,i} \approx \frac{P_i}{1013hPa} \quad (5.22)$$

Para el ejemplo de INVAP/ IVS4500 combinado con PWRC2 y METEO1, se debe trabajar con las especificaciones del instrumental utilizado. En el caso de temperatura, se utilizó el sensor NRG110S, que no viene calibrado. Sus márgenes de error por especificación, considerando exactitud+alinealidad, son de ± 1.43 °C (**Apéndice IV**). Se considerará una distribución uniforme y por lo tanto una incertidumbre estándar de $u_{T1,i} = \frac{2.85^\circ C}{\sqrt{3}} = 1.65$ K. Se

considerará como en TU1 que el protector rad-shield contra la radiación agregará una incertidumbre estándar de 2 °C, y el montaje agregará un 1 °C por estar el sensor ubicado debajo de la altura del rotor. Se considerará una amplitud de 113 °C en el rango del canal SAD de temperatura, y una incertidumbre mayor (0.5%) de dicho canal por las conversiones 4-20mA requeridas, con lo cual la (5.19) puede reescribirse para el IVS4500/METEO1 como:

$$u_{T,i} = \sqrt{(1.65 K)^2 + (2.0 K)^2 + (1 K)^2 + (0.5\% 113 K)^2} = 2.836 K \quad (6.33)$$

En el caso de presión atmosférica, se utilizó el sensor NRG BP20, que viene con calibración de fábrica (no externa). Sus márgenes de error por especificación, son de ± 15 hPa (**Apéndice IV**). Se considerará una distribución uniforme y por lo tanto una incertidumbre estándar de $u_{B1,i} = \frac{30hPa}{\sqrt{3}} = 17.32$ hPa. Se considerará una corrección por altura

de 1hPa, una amplitud de 807 hPa en el rango del canal SAD de presión atmosférica, y una incertidumbre mayor (0.5%) de dicho canal por las conversiones 4-20mA requeridas, con lo cual la (5.21) puede reescribirse para el IVS4500/METEO1 como:

$$u_{B,i} = \sqrt{(17.32 hPa)^2 + (1hPa)^2 + (0.5\% 807 hPa)^2} = 17.81 hPa \quad (6.34)$$

6.7.6 Incertidumbre combinada estándar total para el IVS4500: Para el cómputo de la incertidumbre combinada estándar total en los datos del ejemplo con el IVS4500, se utiliza la Tabla 6.6 de la medición parcial sobre el aerogenerador, con los resultados anteriores combinados en la expresión (5.7):

$$u_{c,i}^2 = s_{P,i}^2 + u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 \quad \text{con } i \text{ de } 1 \text{ a } N \quad (5.7)$$

En primer lugar, se muestra en Tabla 6.12 el cálculo de los coeficientes de sensibilidad junto con la incertidumbre $U(P_i)$ interpolada a partir de la expresión (6.31), para el IVS4500 en el período de 10 días seleccionado. Se trabajará en unidades de kW para utilizar la misma notación de la Norma [IEC61400-12-1,2005].

Turbina IVS4500 / 4.5kW - Tabla v8							
Bin i	U_i [m/s]	P_i [W]	P_i [kW]	$C_{V,i}$ [kW/ms ⁻¹]	$C_{T,i}$ [kW/K]	$C_{B,i}$ [kW/hPa]	$u_{P,i}$ [kW] $u_{P,i} = \sqrt{u_{P(INT),i}^2 + u_{P(SAD),i}^2}$
0	0.92	0.00	0.00000				
1	2.43	0.07	0.00007	0.000048	0.000000	0.000000	0.0196320
2	2.91	0.26	0.00026	0.000386	0.000001	0.000000	0.0196426
3	3.40	3.06	0.00306	0.005711	0.000011	0.000003	0.0198066
4	3.87	13.50	0.01350	0.021961	0.000047	0.000013	0.0204242
5	4.35	52.99	0.05299	0.082231	0.000184	0.000052	0.0228551
6	4.84	120.24	0.12024	0.138278	0.000417	0.000119	0.0272249
7	5.32	228.73	0.22873	0.227997	0.000794	0.000226	0.0345560
8	5.79	360.94	0.36094	0.276773	0.001253	0.000356	0.0436000
9	6.26	504.22	0.50422	0.308535	0.001750	0.000498	0.0533079
10	6.76	658.35	0.65835	0.306111	0.002285	0.000650	0.0635292
11	7.23	823.09	0.82309	0.351554	0.002856	0.000813	0.0741496
12	7.65	1018.85	1.01885	0.468103	0.003536	0.001006	0.0863385
13	8.21	1240.88	1.24088	0.394014	0.004306	0.001225	0.0995989
14	8.67	1450.57	1.45057	0.453010	0.005034	0.001432	0.1115929
15	9.13	1661.40	1.66140	0.463348	0.005766	0.001640	0.1231605
16	9.56	1937.60	1.93760	0.645626	0.006724	0.001913	0.1376234
17	10.15	2180.98	2.18098	0.412158	0.007569	0.002153	0.1497717
18	10.62	2378.75	2.37875	0.418755	0.008255	0.002348	0.1592699
19	11.09	2638.60	2.63860	0.547970	0.009157	0.002605	0.1712881
20	11.59	2805.39	2.80539	0.336884	0.009736	0.002769	0.1787525
21	12.05	2974.65	2.97465	0.369160	0.010323	0.002936	0.1861469
22	12.52	3189.77	3.18977	0.452583	0.011070	0.003149	0.1953075
23	13.03	3319.81	3.31981	0.258174	0.011521	0.003277	0.2007293
24	13.45	3402.92	3.40292	0.196482	0.011810	0.003359	0.2041526
25	13.95	3537.84	3.53784	0.268762	0.012278	0.003492	0.2096459
26	14.44	3668.06	3.66806	0.267461	0.012730	0.003621	0.2148793
27	14.96	3783.11	3.78311	0.218757	0.013129	0.003735	0.2194518
28	15.49	3855.35	3.85535	0.136408	0.013380	0.003806	0.2223008
29	15.79	3998.45	3.99845	0.478593	0.013876	0.003947	0.2278985
30	16.27	4064.07	4.06407	0.137592	0.014104	0.004012	0.2304469
31	16.84	4205.20	4.20520	0.247601	0.014594	0.004151	0.2358935
32	17.32	3895.80	3.89580	-0.644583	0.013520	0.003846	0.2238890
34	18.16	4480.48	4.48048	0.696048	0.015549	0.004423	0.2464076

Tabla 6.12 Cómputo de Coeficientes de sensibilidad e Incertidumbre $U(P_i)$ de potencia en PWRC2/IVS4500

Posteriormente, se exhiben en Tabla 6.13 los valores de los productos e incertidumbres determinadas en 6.7.5, elementos que componen la (5.7) para el caso del ejemplo IVS4500 / PWRC2.

Turbina IVS4500 / 4.5kW							
Bin <i>i</i>	$u_{P,i}$ [kW]	$u_{V,i}$ [ms ⁻¹]	$C_{V,i} u_{V,i}$ [kW]	$u_{T,i}$ [K]	$C_{T,i} u_{T,i}$ [kW]	$u_{B,i}$ [hPa]	$C_{B,i} u_{B,i}$ [kW]
0							
1	0.0196320	0.17	0.000008	2.84	0.000001	17.82	0.000001
2	0.0196426	0.18	0.000069	2.84	0.000003	17.82	0.000004
3	0.0198066	0.19	0.001080	2.84	0.000030	17.82	0.000054
4	0.0204242	0.20	0.004388	2.84	0.000133	17.82	0.000237
5	0.0228551	0.21	0.017362	2.84	0.000522	17.82	0.000932
6	0.0272249	0.22	0.030856	2.84	0.001185	17.82	0.002115
7	0.0345560	0.24	0.053650	2.84	0.002254	17.82	0.004024
8	0.0436000	0.25	0.068611	2.84	0.003557	17.82	0.006349
9	0.0533079	0.26	0.080352	2.84	0.004970	17.82	0.008870
10	0.0635292	0.27	0.083969	2.84	0.006489	17.82	0.011581
11	0.0741496	0.29	0.101056	2.84	0.008112	17.82	0.014479
12	0.0863385	0.30	0.140128	2.84	0.010042	17.82	0.017923
13	0.0995989	0.32	0.124349	2.84	0.012230	17.82	0.021829
14	0.1115929	0.33	0.149085	2.84	0.014297	17.82	0.025518
15	0.1231605	0.34	0.158694	2.84	0.016375	17.82	0.029226
16	0.1376234	0.36	0.229319	2.84	0.019097	17.82	0.034085
17	0.1497717	0.37	0.153672	2.84	0.021496	17.82	0.038366
18	0.1592699	0.39	0.162089	2.84	0.023445	17.82	0.041845
19	0.1712881	0.40	0.219977	2.84	0.026006	17.82	0.046416
20	0.1787525	0.42	0.140317	2.84	0.027650	17.82	0.049351
21	0.1861469	0.43	0.158938	2.84	0.029318	17.82	0.052328
22	0.1953075	0.45	0.201461	2.84	0.031438	17.82	0.056112
23	0.2007293	0.46	0.118931	2.84	0.032720	17.82	0.058400
24	0.2041526	0.47	0.093082	2.84	0.033539	17.82	0.059862
25	0.2096459	0.49	0.131509	2.84	0.034869	17.82	0.062235
26	0.2148793	0.50	0.134923	2.84	0.036152	17.82	0.064526
27	0.2194518	0.52	0.113942	2.84	0.037286	17.82	0.066550
28	0.2223008	0.54	0.073308	2.84	0.037998	17.82	0.067821
29	0.2278985	0.55	0.261687	2.84	0.039409	17.82	0.070338
30	0.2304469	0.56	0.077291	2.84	0.040055	17.82	0.071492
31	0.2358935	0.58	0.143524	2.84	0.041446	17.82	0.073975
32	0.2238890	0.59	-0.383381	2.84	0.038397	17.82	0.068532
34	0.2464076	0.62	0.432439	2.84	0.044160	17.82	0.078818

Tabla 6.13 Cómputo de elementos componentes de la ecuación (5.7) de Incertidumbre estándar combinada total $Uc(P_i)$ en PWRC2/IVS4500

Finalmente, se determinan en la Tabla 6.14 los valores para cada bin de la incertidumbre estándar combinada total, con un factor de cobertura unitario (68% de nivel de confianza). Asimismo, se calculan los valores del factor de potencia C_{pi} , utilizando las dimensiones del equipo: $D=4.5$ m, $S= \pi(4.5)^2/4$ [m²] y considerando una densidad del aire de referencia de $\rho_o = 1.225$ kg/m³:

$$C_{P,i} = \frac{1000 * P_i}{(0.5 * \rho_o * S * V_i^3)} \quad (6.35)$$

Turbina IVS / 4.5kW							
Bin i	U_i [m/s]	P_i [kW]	C_{p_i} []	N_i []	CatA - s_{p_i} [kW]	Cat.B - u_i [kW]	Comb - u_c [kW]
0	0.92	0.0000000	0.00	3405	0.000000		
1	2.43	0.0000731	0.00	1133	0.001379	0.019632	0.019680
2	2.91	0.0002553	0.00	1119	0.002641	0.019643	0.019819
3	3.40	0.0030634	0.01	1016	0.012034	0.019836	0.023201
4	3.87	0.0134991	0.02	893	0.030187	0.020892	0.036711
5	4.35	0.0529862	0.07	895	0.074463	0.028722	0.079811
6	4.84	0.1202446	0.11	900	0.105161	0.041221	0.112951
7	5.32	0.2287255	0.16	866	0.138511	0.063982	0.152575
8	5.79	0.3609398	0.19	764	0.152994	0.081617	0.173403
9	6.26	0.5042233	0.21	596	0.166864	0.096961	0.192990
10	6.76	0.6583504	0.22	501	0.172339	0.106127	0.202395
11	7.23	0.8230887	0.22	408	0.202252	0.126435	0.238520
12	7.65	1.0188495	0.23	398	0.210379	0.165868	0.267902
13	8.21	1.2408765	0.23	287	0.257793	0.161272	0.304083
14	8.67	1.4505749	0.23	215	0.236756	0.188507	0.302636
15	9.13	1.6613982	0.22	165	0.283314	0.203653	0.348915
16	9.56	1.9375968	0.23	134	0.281979	0.270285	0.390597
17	10.15	2.1809762	0.21	99	0.286008	0.219045	0.360252
18	10.62	2.3787542	0.20	79	0.323767	0.232251	0.398454
19	11.09	2.6386016	0.20	70	0.224054	0.283831	0.361608
20	11.59	2.8053929	0.19	75	0.243175	0.234182	0.337602
21	12.05	2.9746527	0.17	56	0.268719	0.252011	0.368402
22	12.52	3.1897653	0.17	47	0.248419	0.287869	0.380238
23	13.03	3.3198076	0.15	42	0.213763	0.242730	0.323439
24	13.45	3.4029193	0.14	30	0.319046	0.234629	0.396032
25	13.95	3.5378380	0.13	35	0.247976	0.257556	0.357529
26	14.44	3.6680646	0.13	28	0.217787	0.264288	0.342460
27	14.96	3.7831090	0.12	20	0.259090	0.258768	0.366181
28	15.49	3.8553506	0.11	17	0.249811	0.246648	0.351056
29	15.79	3.9984500	0.10	13	0.124842	0.356256	0.377497
30	16.27	4.0640675	0.10	4	0.226861	0.256506	0.342434
31	16.84	4.2052000	0.09	2	0.254191	0.288851	0.384770
32	17.32	3.8958000	0.08	1	0.000000	0.450864	0.450864
34	18.16	4.4804800	0.08	1	0.000000	0.505848	0.505848

Tabla 6.14 Valores de incertidumbre estándar combinada total $U_c(P_i)$ y C_{p_i} en PWRC2/IVS4500

Los valores obtenidos se grafican en la Figura 6.65, indicándose como barras las magnitudes de $u_{c,i}$ en ambos sentidos a partir al valor de P_i . Si se considerara un factor de cobertura de 2 para otorgar un nivel de confianza de 95% [ISO/IEC Guide 98-1, 2009], las magnitudes de incertidumbre se duplicarían.

Finalmente, en la Figura 6.66 se muestran los aportes proporcionales de cada fuente de incertidumbre al valor final de $u_{c,i}$ para cada bin. Comparando dicha gráfica con la Figura 5.13, desarrollada para el ejemplo TU1 basado en Norma [IEC61400-12-1,2005], se observa en el caso del IVS una influencia fuerte de la variabilidad estadística de la potencia (tipo A), y una contribución más significativa de las componentes de medición no asociada a la anemometría. Esto puede asociarse a varios factores, pero en primer lugar es esperable que en

el caso de los sistemas de baja potencia las variaciones estadísticas de la potencia entregada sean de mayor amplitud, por tratarse de máquinas con inercia mecánica mucho menor, y que además no se encuentran acopladas a una red “infinita” con capacidad para absorber variaciones (como en el caso de las máquinas de gran potencia) sino a un sistema de batería + regulador con limitado control de sobretensión. Asimismo, la regulación de potencia en sistemas de bajo costo como el IVS se realiza con un plegado progresivo de la cola a través de un diseño que combina la excentricidad del eje y el peso [Oliva, 2011], y no un ajuste activo de paso de pala (mucho más preciso y predecible) como típicamente se resuelve en máquinas más grandes con conexión a la red.

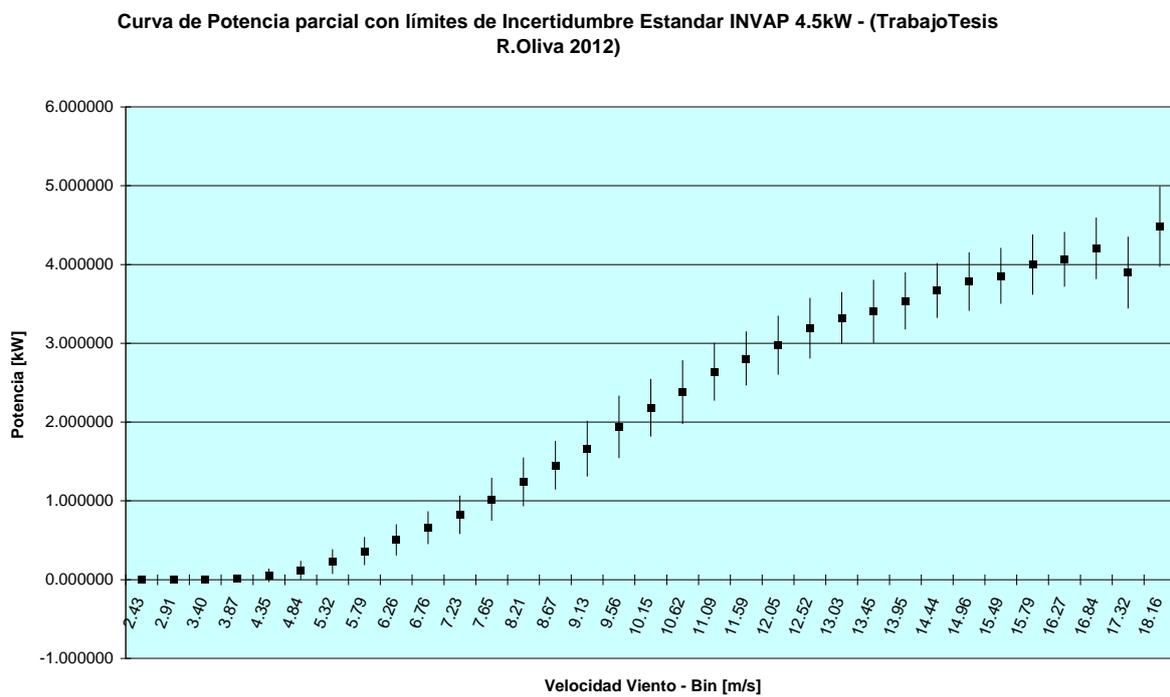


Figura 6.65 Potencia por bin en función de la velocidad de viento, e incertidumbre estándar combinada total indicada como barras.

Componentes de Indeterminación en la curva de Potencia IVS4500 4.5kW - (TrabajoTesis R.Oliva 2012)

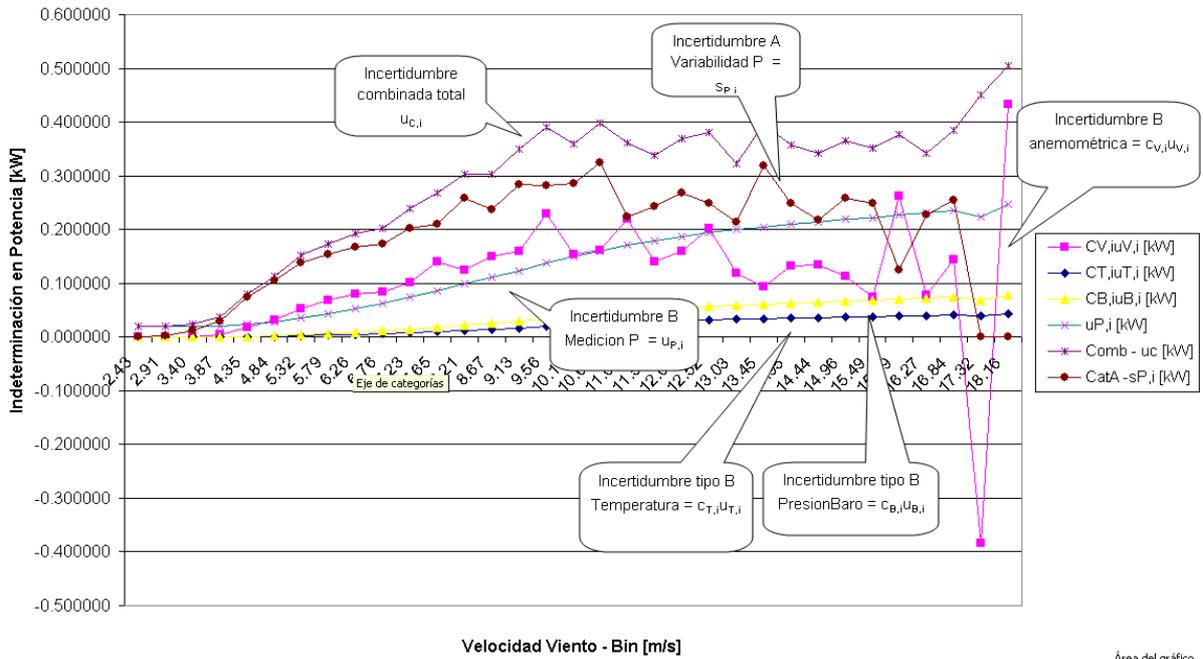


Figura 6.66 Contribuciones relativas de cada fuente de Incertidumbre a la incertidumbre estándar combinada total.

Capítulo 7 - Implementación Proyectada MET

7.1 Implementación básica a 1 Nivel

7.1.1 Componentes de la estación meteorológica: La estación MET tiene como componentes la placa CPU CL2bm1, un módulo METEO1 y una placa de fuente/regulador, que permite la conexión a una batería de 12V y a un panel fotovoltaico que suministre energía para recargar la batería. En la Figura 7.1 puede verse una distribución de dichos componentes. La torre sostiene los sensores de la velocidad y dirección de viento, el sensor de temperatura y el de presión barométrica. La placa METEO1 en su gabinete DIN recibe las señales de salida de estos sensores, y las digitaliza. La placa CL2bm1 se conecta con la METEO1 a través de un bus I2C, y utiliza una tarjeta SD para el almacenamiento de los datos. Un regulador fotovoltaico convencional de baja corriente (5A en 12V) funciona como limitador para la carga de la batería de 12V/7Ah y a la vez como protección de baja tensión (LVD), desconectando la CPU en caso que la tensión se reduzca a menos de 8V. Alternativamente un sistema de alimentación tipo SEPIC5 (ver 7.1.2) puede utilizarse.

TESIS - ESTACION MET-4CH/1NIVELVIENTO - 2012
R.OLIVA- TESIS v3 12-2012

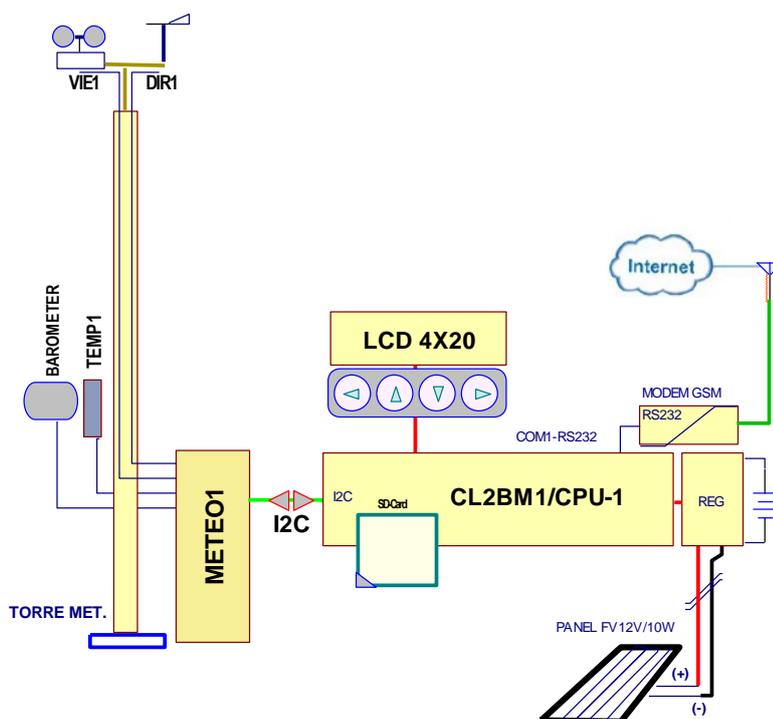


Figura 7.1 Distribución del hardware de la estación MET .

7.1.2 Alimentación de la estación meteorológica: La solución para el componente fuente/regulador, que permita la conexión a una batería de 12V y a un panel fotovoltaico que suministre energía para recargar la batería, requiere de un subsistema de elevada confiabilidad para asegurar el funcionamiento continuo del sistema. Una de las alternativas ensayadas para sistemas de baja corriente fue el sistema de alimentación buck/boost SEPIC5 basado en un convertidor LT1513, que permite la conexión de varias fuentes, incluyendo un panel solar, para regular la carga de una batería de 12V hasta 0.3A, y asegurar el suministro continuo a la CPU de una tensión continua limpia.

SEPIC5 - LOGIC DIAGRAM / Cargador Baterías

RAFAEL OLIVA - 2005/8 (REVISION 6)

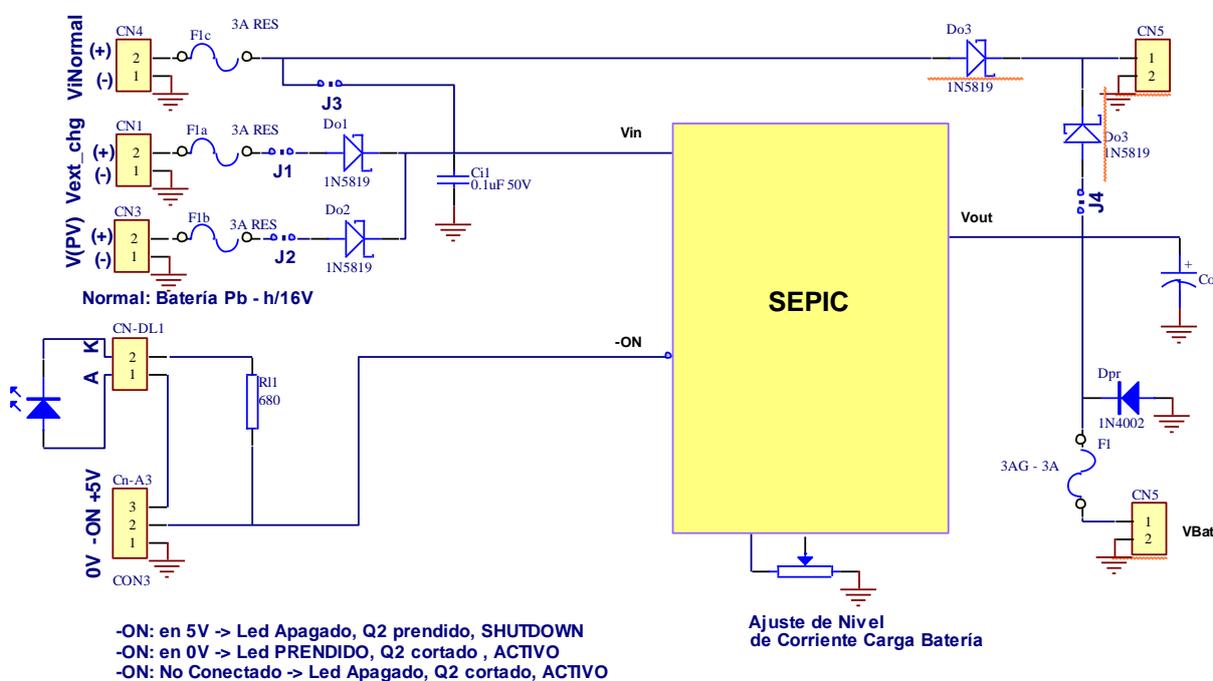


Figura 7.2 Diagrama en bloques (arriba) y vista del Regulador/cargador SEPIC5 para la estación MET .

7.2 Implementación multinivel y/o lectura remota

7.2.1 Configuración básica : La versión a varios niveles es realizable debido a la posibilidad de dar distintas direcciones en el bus I2C a los módulos METEO1. En la Figura 7.3 se muestra el conexionado básico de los módulos para una versión de 2 niveles, aunque es extensible a 7 niveles agregando módulos METEO1 en el mismo gabinete. La conexión I2C no permite grandes distancias pero sí la interconexión dentro de un mismo gabinete, asignando mediante DIP Switches la dirección de cada módulo.

METEO1 - CONEXIONADO (A2) MODO ESTACION METEOROLOGICA / HASTA 7 NIVELES

(C) R.Oliva - L&R Ing. Rev.22-07-2012

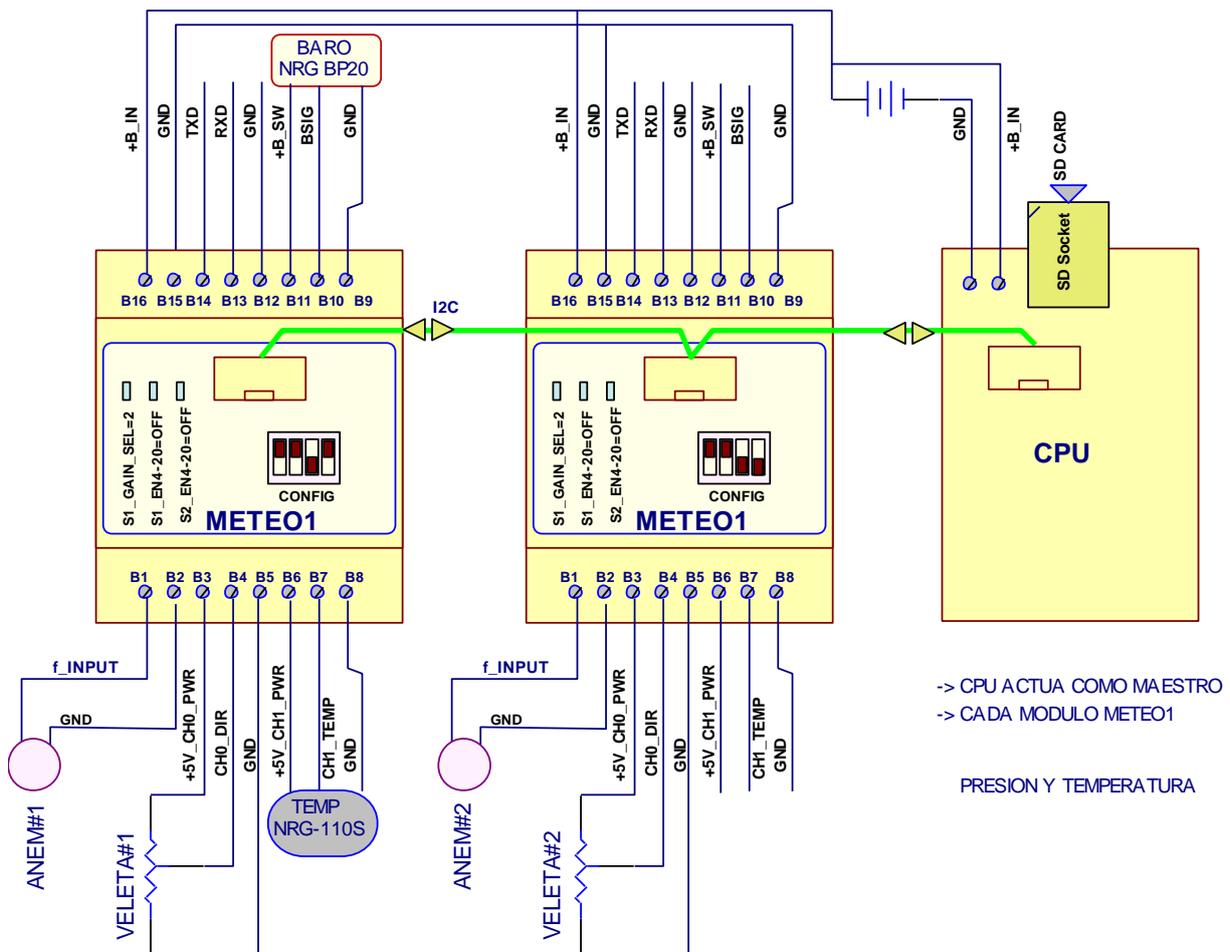


Figura 7.3 Conexionado multinivel de módulos METEO1 en estación MET .

7.2.2 Configuración de lectura remota o PWRC2: A través de esta configuración, puede superarse la limitación de distancia del bus I2C, permitiendo que uno o varios módulos se ubiquen a distancias limitadas sólo por el bus RS485 (centenares de metros). En el caso del único módulo, es posible re-utilizar la versión para PWRC2 (Meteo18) del software interno, que trabaja de modo unidireccional enviando datos a intervalos regulares a una CPU central (Figura 7.3). Dado que el METEO1 no tiene un convertidor a RS485, es necesario agregarlo como módulo externo. La CPU CL2bm1 en cambio puede configurarse para RS485 en su puerto COM secundario. Es posible cambiar el firmware de METEO1 a una versión Modbus, en la cual el módulo actúa como un esclavo con dirección configurable. En este caso, múltiples módulos ubicados a distancias diferentes pueden convivir sobre una misma línea RS485 y la CPU CL2bm1 es la que actúa de maestro o control general del bus.

**METEO1 - CONEXIONADO (C)
MODO METEO+PWRC2**
(C) R.Oliva - L&R Ing. Rev.22-07-2012

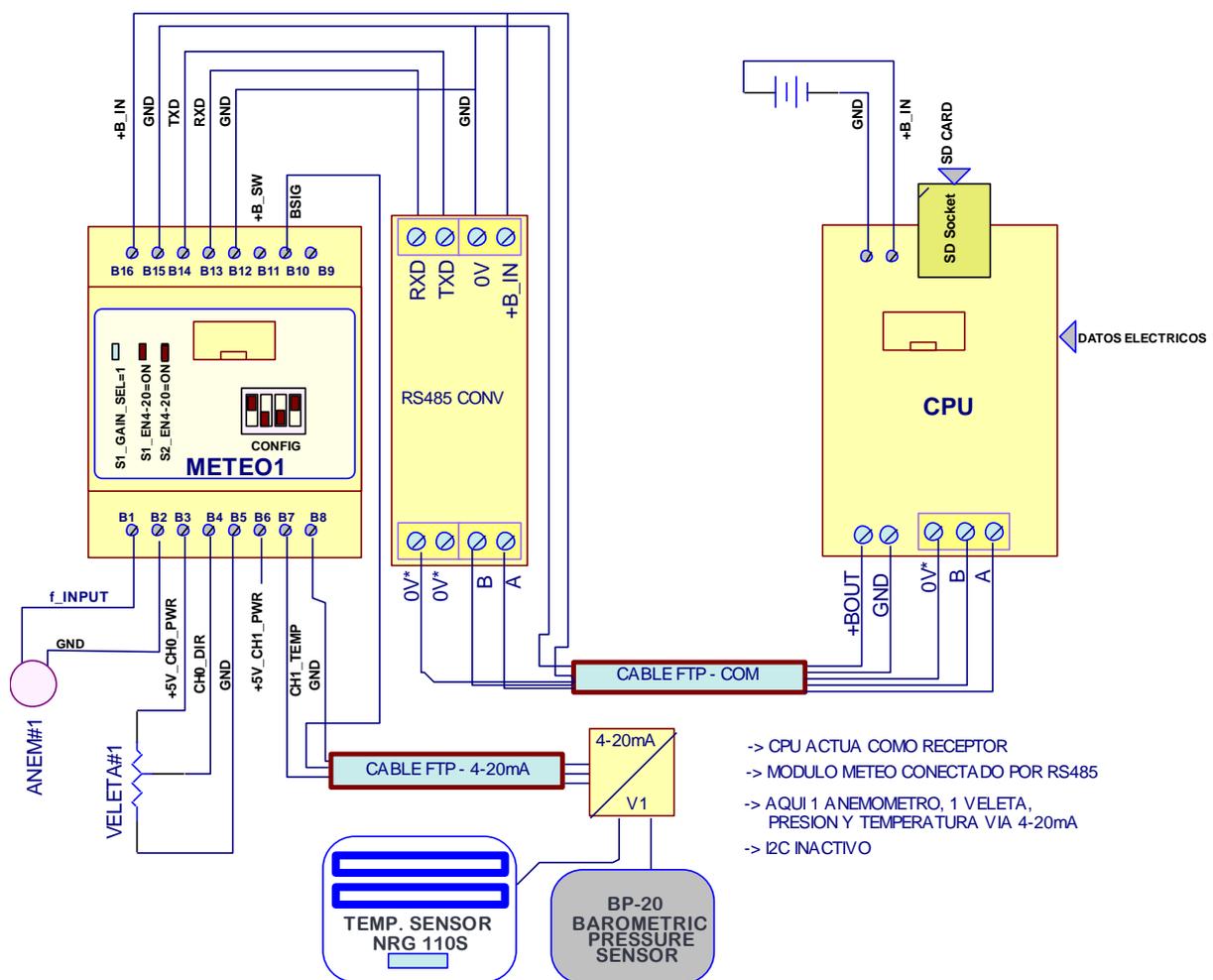


Figura 7.4 Configuración de acceso remoto de METEO1 o PWRC2/MET .

Este caso no resulta muy distinto del sistema PWRC2 completo descrito en el apartado 6.6.2 del presente trabajo. La necesidad de medir magnitudes eléctricas podría implicar la conexión de uno o más módulos M4E (ver 6.4.2), aunque esto no suele ser necesario cuando el enfoque se centra en la evaluación del recurso eólico.

7.3 Software interno de estación MET

7.3.1 Interacción básica de software y hardware: El diagrama de la Figura 7.5 muestra la acción conjunta del software con el hardware, para la configuración de nivel único (punto 7.1). La torre con el conjunto de sensores se simboliza con el número 1. La placa METEO1 en su gabinete DIN se simboliza con el número 2. La placa CL2bm1 tiene el número 5, y la tarjeta SD para el almacenamiento de los datos se muestra con el número 6. La comunicación entre las placas METEO1 y la CPU se realiza a través del bus I2C, indicado con el número 4. Como 3 se describen las variables que son procesadas en un firmware (7 a 10) de características similares al del PWRC2, sólo que restringido a la evaluación de las magnitudes meteorológicas. El panel solar fotovoltaico (11) sirve de alimentación para carga de la batería en caso de ubicarse el sistema lejos de suministro por red.

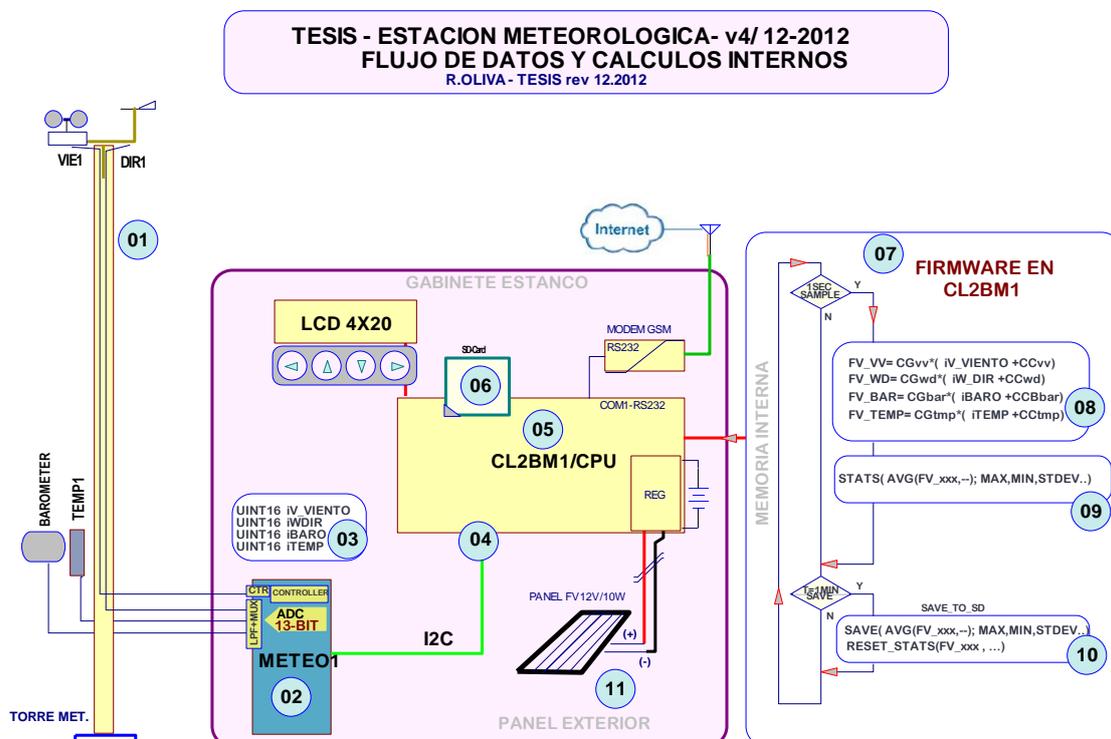


Figura 7.5 Interacción software/hardware en estación MET .

DESCRIPCION DETALLADA:

- 01. Torre meteorológica y sensores de viento, presión y temperatura.
- 02. Modulo Mete01 en formato DIN.

03. Magnitudes enteras de intensidad de viento (proporcional a frecuencia x 10, 0-1000), direcciónx10 (0-3600) , presión barométrica y temperatura (dep.sensor)
04. Interfase entre módulos I²C = IIC
05. Modulo de CPU con procesador AVR AtMega1284P@14.4MHz, placa CL2bm1. El regulador del panel solar es una unidad separada. El puerto COM permite acceso tipo terminal (config avanzada) o Modbus, de acuerdo a switch de panel.
06. Tarjeta SD Kingston de 2GB máximo.
07. Firmware – flujo básico del programa interno. Se escribe en C / Codevision AVR 2.5 de HPInfotech, solo se muestran las funciones básicas.
08. Acción inicial cada 1 segundo: Lectura de las magnitudes (03) y multiplicación por las constantes de unidades de ingeniería y calibración almacenadas en EEPROM.
09. Acción complementaria cada 1 segundo: cómputo de magnitudes estadísticas utilizando las fórmulas 6.3, 6.7, y expresiones 6.1.5.

7.4 Compatibilidad con Software de procesamiento externo

7.4.1 Archivos de salida – compatibilidad con Windographer: De extrema importancia para la aplicabilidad de la estación MET es el formato de sus archivos de salida y/o la capacidad de generar archivos compatibles con paquetes de software reconocidos para el procesamiento de los datos almacenados. Aquí se analizará el Windographer [Windographer Software, 2012], dada su facilidad de uso. Las estaciones meteorológicas NRG, como la SymphonIE [NRG Data Loggers, 2012] y SymphonIE+ se proveen con un software gratuito (SDR o Symphonie Data Retriever) que permite convertir los archivos binarios almacenados en la tarjeta flash del sistema, en un archivo .TXT con la siguiente distribución típica (Tabla 7.1).

SDR 6.10.0

-----Logger Information-----

Model # 3090
 Serial # 18077
 Hardware Rev. 012-010-000

-----Site Information-----

Site # 2962
 Site Desc San Julian
 Project Code 1
 Project Desc Datos San Julian inicio Nov2008
 Site Location San Julian
 Site Elevation 67
 Latitude S 49° 18.168'
 Longitude W 67° 50.145'
 Time offset (hrs) -3

-----Sensor Information-----

Channel # 1
 Type 1
 Description NRG #40 Anem. m/s
 Details
 Serial NumberSN:78225

Height 60 m
 Scale Factor 0.759
 Offset 0.36
 Units m/s

Channel # 2
 Type 1
 Description NRG #40 Anem. m/s
 Details
 Serial Number SN:78227
 Height 60 m
 Scale Factor 0.758
 Offset 0.37
 Units m/s

Channel # 3
 Type 1
 Description NRG #40 Anem. m/s
 Details
 Serial Number SN:67947
 Height 50 m
 Scale Factor 0.758
 Offset 0.33
 Units m/s

Date & Time Stamp	CH1Avg	CH1SD	CH1Max	CH1Min	CH2Avg	CH2SD	CH2Max	CH2Min
07/07/2009 00:00	15.1	1.4	18.6	11.4	4.9	1	7.9	2.6
07/07/2009 00:10	14.9	1.3	18.2	10.6	4.6	1	7.6	2.6
07/07/2009 00:20	14.7	1.4	18.6	11	4.5	0.9	7.2	2.6
07/07/2009 00:30	15.1	1.5	18.6	11	5	1.1	7.9	2.6
07/07/2009 00:40	15	1.7	19.3	10.6	4.9	1.2	7.9	2.6
07/07/2009 00:50	15.5	1.4	18.9	10.6	5.2	1	8.3	2.6
07/07/2009 01:00	14.4	1.2	17.8	10.6	4.5	0.9	6.8	2.6
07/07/2009 01:10	14.3	1.2	17.4	11.4	4.4	0.9	6.8	2.6
07/07/2009 01:20	15.1	1.4	18.6	9.9	4.9	1	7.6	2.6
07/07/2009 01:30	14.5	1.3	17.8	11.4	4.2	0.9	7.2	2.6
07/07/2009 01:40	14.1	1.2	18.2	10.2	4	0.8	6.4	2.6
07/07/2009 01:50	14.4	1.2	17.1	11.7	4.2	0.9	6.4	2.6
07/07/2009 02:00	14.6	1.1	17.4	11.7	4.2	0.8	6.4	2.6
07/07/2009 02:10	13.9	1.3	17.1	9.5	3.7	0.7	6.1	2.6
07/07/2009 02:20	13	1.1	15.9	10.2	3.4	0.5	5.3	2.6
07/07/2009 02:30	12.9	1.2	16.7	10.6	3.4	0.5	5.3	2.6
07/07/2009 02:40	14	1.2	17.1	11.4	3.8	0.7	6.4	2.6
07/07/2009 02:50	14.9	1.1	17.8	12.1	4.1	0.8	6.4	2.6
07/07/2009 03:00	14.2	1.2	17.4	10.6	3.7	0.7	6.4	2.6
07/07/2009 03:10	13.6	1.1	15.9	10.6	3.5	0.5	4.9	2.6
07/07/2009 03:20	13.8	1	17.1	10.2	3.6	0.6	6.4	2.6
07/07/2009 03:30	14.1	1.3	17.4	11	3.6	0.6	6.1	2.6
07/07/2009 03:40	13.7	1.4	17.1	9.9	4.1	2	15.1	2.6

Tabla 7.1 Formato NRG para un archivo .TXT producido por el Symphonie Data Retriever (SDR) – Sólo se muestran las primeras nueve columnas de datos.

Como puede verse, el archivo incluye un encabezado (*header*) con información relevante acerca de la estación, su modelo y versión de firmware, emplazamiento, los sensores conectados y sus coeficientes de calibración. A continuación se ubica como primera columna el *time-stamp* (fecha y hora) y en forma secuencial el promedio, desvío estándar, máximo y mínimo registrado para cada canal en el período configurado (en la Tabla 7.1 son 10 minutos).

La salida .TXT generada puede ser interpretada en forma directa por la pantalla inicial del paquete de software mencionado [Windographer Software, 2012], permitiendo una configuración casi instantánea de las entradas, canales utilizados y otros parámetros con la posibilidad de aplicar y almacenar archivos de “template” o plantillas (Figura.7.6).

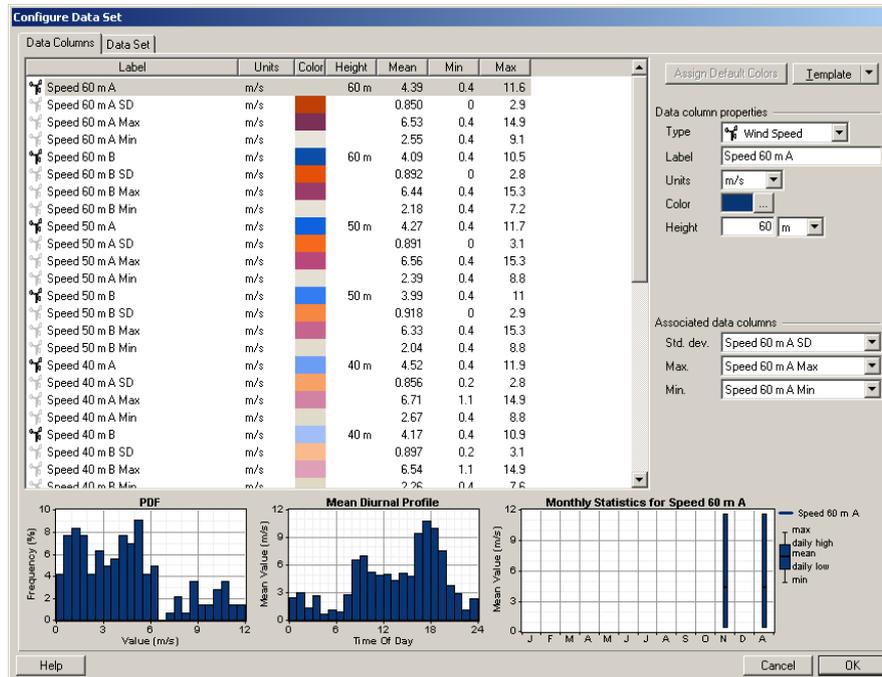


Figura 7.6 Configuración del programa Windographer a partir de archivos TXT en formato SDR.

Dicho programa cuenta con varias versiones desde la básica hasta la corporativa y su costo en 2012 se ubica a partir de usd 400 para la versión básica, con posibilidad de descarga y funcionalidad completa por un período inicial de ensayo.

El soporte de este tipo de formatos es uno de los objetivos planteados en el desarrollo del soporte asociado a la estación MET. En muchos casos, criterios de calidad requieren que la salida de datos producida por el data-logger sea binaria y no manipulable fácilmente [ISO/IEC 17025, 2005], para asegurar el control y unicidad de la medición, con la ventaja adicional de resultar un formato mas comprimido. Es un tema que en el estadio actual del trabajo para MET no ha sido tratado.

7.4.2 Archivos de salida – formato PWRC2: El trabajo llevado adelante desde 2006 con las unidades PWRC primero y luego PWRC2, ha permitido adquirir experiencia con formatos de salida que pueden adaptarse a aplicaciones como la MET. Algunos de los ítems que comprenden estos formatos son comunes, como es la presencia de un encabezado informativo y luego los datos presentados en columnas. En la Tabla 7.2 se muestra un

extracto del archivo “PB051112.CSV” generado por el PWRC2 instalado en el campo de pruebas INTI de Cutral-Có, para el ensayo del equipo IVS4500 cuyos datos de producción e incertidumbres se discuten en la sección 6.7 de la presente.

Archivo Datos - Sistema CL2bm1/PWRC2Test
 L&R Ingeniería 2012
 Archivo: PB051112.CSV
 Minutos Transcurridos Medicion: 2763
 T_almacenamiento: 1 Minuto
 Fecha & Hora Lanzam.: 05/11/2012 16:41:09
 Version ROM: vP48I
 Sitio: Puesto 1
 ID de la Estacion: Puesto 1
 Fabricante Aerogenerador: INVAP
 Modelo Aerogenerador: IVS4500

INFORMACION DE LA PRUEBA: (en prep.)

Umbral Med. de Tensión: NOMINAL 50.4 [V] V_Nivel 50.4 [V] [V]Porc. de Var. K adm./ 1minAvg 5
 con variación +K de Tensión: +K 52.92 -K 47.88
 Horas de Prueba requeridas: 60
 Sitio: Puesto 1
 ID de la Estacion: Puesto 1
 SECTORES EXCLUIDOS:
 WDM: 0.1
 WDM: 49.9
 V_cese_Op: 0 [V]
 Nº de Estacion: 1
 Ub./Nom.: Puesto 1

REGNO	FECHA	HORA	PA_MAX	PA_MIN	PA_MED	PA_DSTD	TMP_MAX	TMP_MIN	TMP_MED	TMP_DSTI
0	05/11/2012	17:47:00	936.9	0	312.3	540.92	27.81	0	9.27	16.05
1	05/11/2012	17:48:00	937.07	936.73	936.91	0.08	27.81	27.76	27.78	0.02
2	05/11/2012	17:49:00	937.23	936.73	936.95	0.09	28.12	27.78	27.97	0.11
3	05/11/2012	17:50:00	937.23	936.73	936.98	0.11	28.12	28.02	28.08	0.04
4	05/11/2012	17:51:00	937.07	936.9	936.98	0.08	28.02	27.91	27.95	0.03
5	05/11/2012	17:52:00	937.07	936.73	936.95	0.09	28	27.93	27.96	0.02
6	05/11/2012	17:53:00	937.07	936.73	936.96	0.09	27.93	27.7	27.81	0.07

Tabla 7.2 Formato PWRC2 de archivo .CSV producido por el PWRC2 – Sólo se muestran las primeras once columnas de datos.

Las modificaciones contempladas a este formato, para su adaptación a estaciones MET incluyen una expansión del contenido del encabezado para incluir información de sensores y una selección en el código fuente (en lenguaje C) para facilitar la configuración de encabezados con información específica: por ejemplo, el PWRC2 incluye información del aerogenerador bajo ensayo y condiciones de la prueba que no son utilizados en caso de evaluaciones de recurso eólico.

7.4.3 Compatibilidad con sistemas Modbus: Si bien se trata de un protocolo de software, la compatibilidad y capacidad de interactuar con redes del tipo industrial como Modbus [Modbus_org, 2006] es un valor agregado que puede resultar de fuerte aplicabilidad en determinados segmentos. Modbus es un protocolo de software de comunicaciones serie creado por la empresa Modicon en la década del '70, de relativamente baja velocidad pero con una base de usuarios, software y equipos compatibles muy grande fundamentalmente en el ámbito industrial. Esta compatibilidad se ensayó para el caso del PWRC2, implementando un módulo Modbus RTU en el firmware de cada uno de los CL2bm1 utilizados. A través de

un switch frontal, se conmuta entre el acceso tipo terminal (configuración avanzada) y el acceso Modbus RTU para operación normal.

7.5 Análisis de costos

La producción local de equipos de medición supone enfrentar una serie de problemas, básicamente la provisión de componentes (mayormente de importación directa a baja escala), los costos de producción de las placas de circuito impreso y los costos de armado. Esto se potencia con la lejanía de los centros de consumo y producción (ej. pampa húmeda), agregándose la dificultad de contratar mano de obra calificada en ítems como armado final, y software. En base a la producción de unidades para el INTI, se obtuvieron las siguientes distribuciones de costos para el equipo PWRC2, según se ilustra en Figura 7.7.

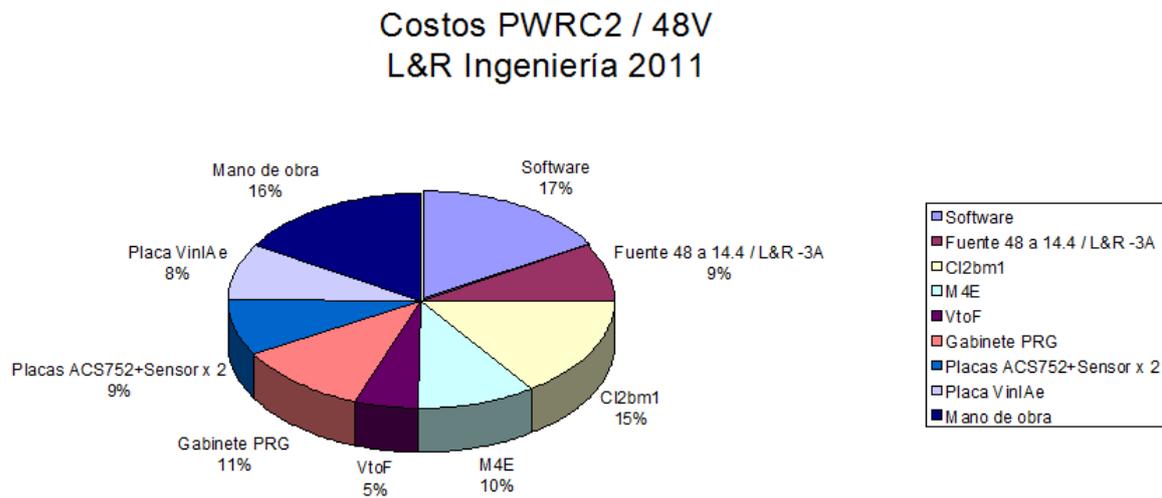


Figura 7.7 Distribución de costos de unidad PWRC2, sobre una base de USD 1141,80.

Los costos de dicha unidad PWRC2 están dominados por el costo de la CPU (CI2bm1) con un 15%, de la mano de obra de armado y puesta a punto (16%) y del software residente (17%), sobre un total de USD1141,80. Respecto de una unidad convencional MET dedicada al relevamiento del recurso, esta unidad tiene el agregado de los sensores de corriente ACS y placa VinIae(9% + 8%) y de la placa M4E (10%). Por otro lado, la unidad METEO separada con su propio gabinete metálico para exteriores y el cableado considerado en 50m del tipo FTP (Field Twisted Pair) 5e para exteriores, tiene la distribución esperada de costos que se indica en la Figura 7.8, sin tener en cuenta los sensores y su cableado.

Costos METEO L&R Ingeniería 2011

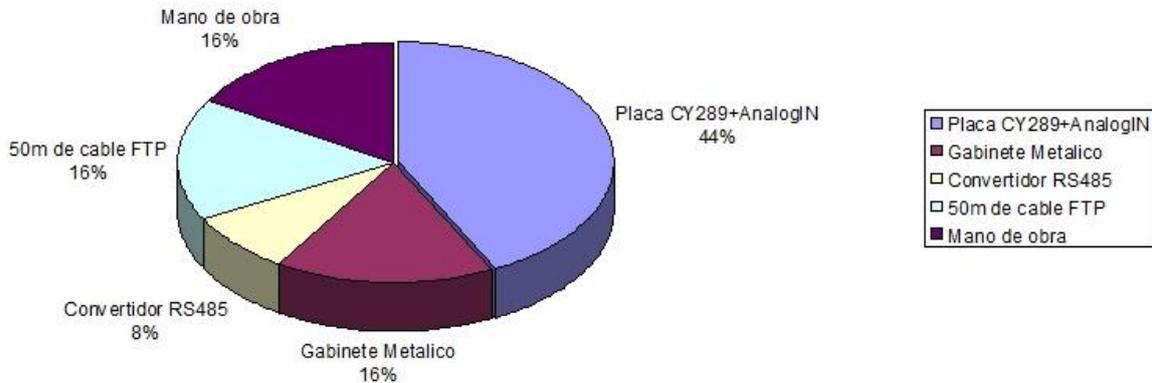


Figura 7.8 METEO Distribución de costos, sobre una base de USD 762,50.

Los costos de la unidad externa METEO, sobre una base de USD762,50 están condicionados por la placa principal (controlador mas circuito analógico de precisión, en 44%). El costo de cable es meramente indicativo ya que varía de acuerdo a la situación. La placa no contiene una interfase RS485, por lo tanto debe agregarse con una componente de costo de 8%. En un sistema típico, habrá que agregar el costo de los sensores, que no son todavía de producción nacional. En la Figura 7.9 se muestran los componentes de costo para un sistema completo PWRC2+METEO incluyendo sensores.

Costos Sistema Completo PWRC2+METEO+Sensores L&R Ingeniería 2011

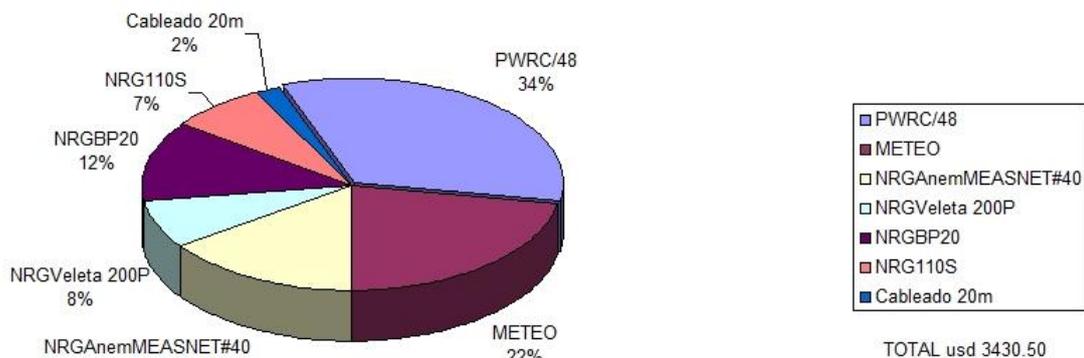


Figura 7.9 Conjunto PWRC2+METEO+Sensores NRG.

Puede observarse que el costo (2011) del conjunto de medición de fabricación local es de un 56%, sobre un total de aproximadamente usd3400. El precio de los sensores NRG/USA (considerando un anemómetro #40 MEASNET, una veleta #200P, un sensor barométrico BP20 y un sensor de temperatura 110S con abrigo, más cableado) constituyen el 44% restante. En un sistema tipo habrá que considerar los costos de la torre de medición para los sensores, software adicional (ej. para acceso Modbus) y montaje. A estos valores se adiciona el IVA dependiendo del ítem, que puede ser de 10.5 o 21%.

En base a estos valores, se calcula que la estación MET tendría un costo aproximado de usd 1200, por lo cual un sistema mínimo con anemómetro MEASNET y veleta costaría aproximadamente usd 2000. Por contraste, las estaciones meteorológicas de referencia para este tipo de aplicaciones (NRG Symphonie 3Plus y Secondwind Nomad2) tienen un costo en el país de usd 2600 a usd 3200, sin los sensores. Aún así, la evolución reciente de los costos internos conspira contra la competitividad de las producciones locales.

7.6 Limitaciones actuales, evolución y conclusiones

7.6.1 Arquitecturas y evolución: La arquitectura de procesador AVR de 8 bits adoptada en la tesis refleja ensayos iniciados hace aproximadamente una década, en tiempos en que dicha arquitectura se consideraba de avanzada para la implementación de controles de consumo reducido, y con software en lenguajes de nivel alto o intermedio como el C. También ha sido la arquitectura elegida para las soluciones de "open hardware" o diseño no propietario como el Arduino surgido en Italia hacia 2006 [Arduino, 2012], que tienen un enfoque educativo o de aprendizaje y no se adaptan directamente a ambientes industriales. En el último lustro, las arquitecturas prevalentes para controles embedded son las ARM o similares de 32 bits, que entregan a un costo similar o menor ganancias de performance de uno o mas ordenes de magnitud, manteniendo el consumo de potencia acotado. Un diseño para un sistema nuevo o una generación evolutiva de la presente estación debería diseñarse a partir de la arquitectura ARM en alguna de sus tantas acepciones.

A pesar de la operación sumamente confiable de las placas CL2bm1, la creciente mejora esperada en interfases de usuario, capacidades de procesamiento y manejo de memoria se encuentra con limitaciones en controladores de arquitectura tradicional de 8 bits . Las barreras de costo han ido asimismo reduciéndose, al punto que los costos de provisión de los controladores de 8 y 32 bits (ej. AVR vs. ARM-Cortex M3, M4) se han equiparado en los últimos tiempos. La mayor complejidad en la estructura interna de estos últimos puede

resultar una limitante en el proceso de desarrollo, aunque la profusión de herramientas gratuitas y las mayores capacidades tanto en potencia de procesamiento como en memoria integrada y periféricos inclinan la balanza hacia el uso de 32 bits para nuevos diseños.

En muchos casos puede no requerirse la complejidad de un SO completo (ej Linux Embedded) que establece requisitos mínimos al hardware, sino que puede resolverse con un kernel o administrador propietario cuya complejidad dependerá de la aplicación requerida. Para el caso de MET, aunque los requerimientos de tiempo real son mínimos, la utilización de un SO gratuito como FreeRTOS [FreeRTOS, 2012] resulta mas sencilla de implementar con hardware de 32 bits que con los actuales AVR, y proporcionaría capacidades incrementadas, junto con una interfase de usuario más amigable, manteniendo consumos energéticos similares, y costos comparables.

7.6.2 Aplicabilidad del PWRC2 a sistemas de mayor potencia: Para medición de curvas de potencia en equipos de mayor potencia en conexión a red, los requerimientos son similares aunque con algunos cambios importantes. En primer lugar, el sensor de potencia activa trifásico suele tener una única salida (típicamente 4-20 mA) representativa de la potencia activa entregada por el aerogenerador a la red (que se considera capaz de absorber toda la potencia recibida sin variar su tensión ni frecuencia), Figura 7.10.

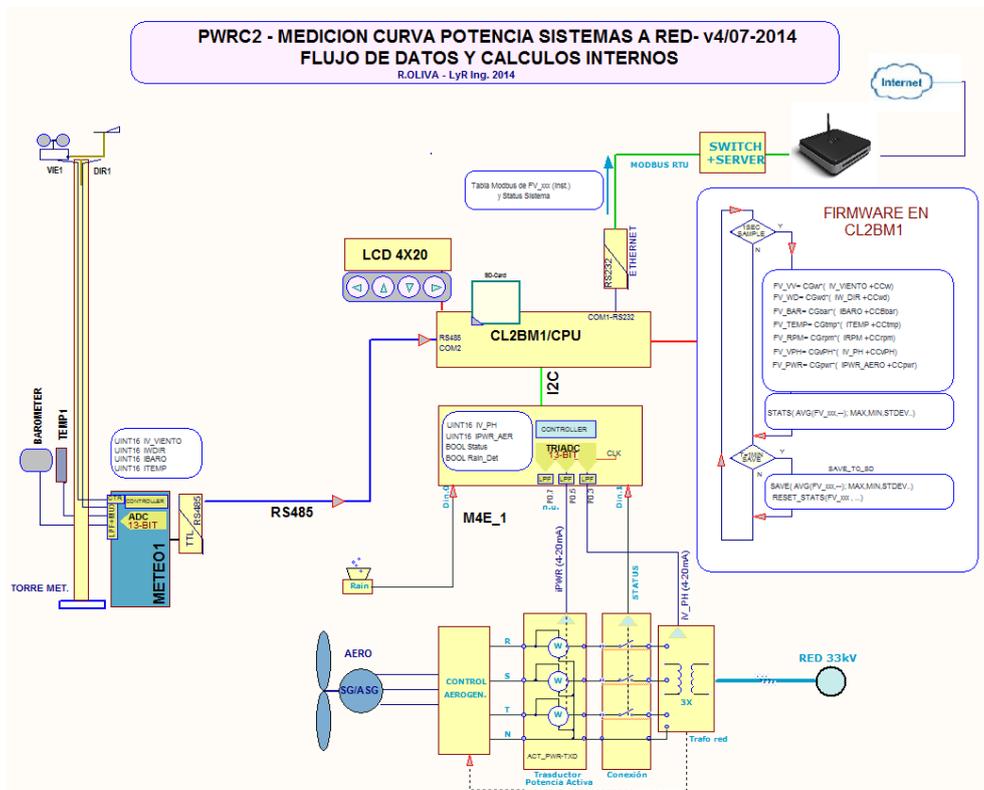


Figura 7.10 Configuración PWRC2+METEO para máquinas en conexión a red.

En segundo lugar, puede requerirse una medición tanto de la tensión de la red (algo ya relevado por el controlador para decidir la conexión o no a la red del aerogenerador) como de las RPM y el status de conexión (proporcionados ambos por el controlador). Debido al efecto sobre el rendimiento de los perfiles, suele asimismo agregarse un sensor de precipitación que puede ser del tipo on/off, indicado en la entrada Din.0 en la Figura 7.10. Por último, en caso de máquinas de gran tamaño, puede existir el requerimiento de medición de viento a varios niveles de altura. En la configuración actual, esto requeriría el agregado de más módulos METEO e implementar un protocolo distinto en la entrada RS485 de datos meteorológicos, pero sin modificaciones de hardware significativas. Habrá asimismo cambios en el software interno del CL2bm1 relativos a los conceptos de nivel de tensión de prueba y elegibilidad de las mediciones, anteriormente definidas por el nivel de tensión de batería y que en este caso pierden relevancia.

7.6.3 Conclusiones generales: Se ha desarrollado en el presente trabajo un importante caudal de temas que pueden unificarse en el sentido del desarrollo de la estación MET, involucrando teoría, implementaciones prácticas y evaluación de incertidumbres. El tratamiento más extenso de esta última temática surge de la necesidad de obtener desarrollos confiables y con niveles de incerteza acotados. Parte del trabajo pendiente consiste en ampliar la funcionalidad y precisión de los cálculos de incertidumbre ampliando su base matemática y utilizando herramientas de software [GUM-Workbench, 2011]. Asimismo, se planea expandir las experiencias comparativas de este desarrollo con equipos de referencia como el Secondwind, y con sistemas como los Campbell Scientific [CSI, 2012], como así también la profundización de los estudios que evalúen incertezas en mediciones, calibración y confiabilidad.

-0- .

Bibliografía

- Buehring, I.K.,Freris L.L. (1981) “Control Policies for Wind-Energy Conversion Systems”, IEE Proc.V. 128 N° 5, pp 253-61.UK.
- Williamson, T. (1985) “Using the 8051 microcontrollers with resonant transducers”, IEEE T.I.E. IE32, N° 4, USA.
- Dragt, J.B. (1989) “Error analysis in the determination of the power performance of wind energy conversion systems” ECN-218 , ECN – Netherlands Energy Research Foundation, May 1989, Holanda.
- Frandsen, S. y Pedersen, B.M. (1990). “Reccomended Practices for Wind Turbine Testing – Power Performance Testing” – 2. Edition IEA-RISØ Draft Standard.
- Gasch, R. (1990) “Windkraftanlagen, Grundlagen und Entwurf”, BG Teubner, Stuttgart ISBN 3-519-16334-9.
- Pallás-Areny, R.; Webster, J.G. (1991) “Sensors and Signal Conditioning” Ed. J.Wiley & Sons, EEUU - ISBN 0-471-54565-1
- Pallás-Areny, R. (1993) “Adquisición y distribución de señales” Marcombo Ediciones Técnicas ISBN 978-84-267-0918-9
- Akai, T.J. (1994) Applied numerical methods for Engineers, J.Wiley & Sons, New York. ISBN 0-471-02017-6.
- NIST_TN1297 (1994) NIST Technical Note 1297 " Guidelines for Evaluating and Expressing the Uncertainty of NIST Measurement Results" by Barry N. Taylor and Chris E. Kuyatt - Physics Laboratory - National Institute of Standards and Technology Gaithersburg, MD 20899-0001, USA
- ISO5725, (1994) “Accuracy (trueness and precision) of measurement methods and results - Part 1: General principles and definitions” International Organization for Standardization (ISO), 1st Ed 1986, Geneva, Suiza.
- Rohatgi, J. Nelson, V. (1994) “Wind Characteristics – An Analysis for the Generation of Wind Power” – Cap. 10. Alternative Energy Institute – West Texas A&M University, ISBN 0-8087-1478-3 – Burgess Publishing EEUU.
- Mattio, H. y Guerrero, C. (1995). Evaluación del rendimiento de Sistemas Conversores de Energía Eólica (SCEE). Centro Regional de Energía Eólica, Rawson, Chubut.
- Oliva, R. (1997)(a) “ Results after First Year of Automated Wind Measurements in Santa Cruz, Southern Patagonia” Wind Engineering, UK, ISSN 0309-524X, Vol.21, N°2, pp.113-124 – June 1997

- Oliva, R. (1997)(b) "Implementación de cálculos estadísticos en un sistema de adquisición de datos para mediciones de viento" XX ASADES 97, Encuentro de la Asociación Argentina de Energía Solar, 7-11 de noviembre 1997, UN Rio Cuarto, Cordoba
- ISO2533-Ed2,(1997) "Standard Atmosphere – Addendum 2: Extension to -5000m and standard atmosphere as a function of altitude in feet" International Organization for Standardization (ISO), 1st Ed 1975, 2nd Add 1997, Geneva, Suiza.
- ITPower (1998). "Standardising Performance Claims for Wind Turbine Systems - Draft Methodology". Publicación interna ITP/97573/98603
- Oliva, R. y Gonzalez, L. (1999) "Development and Applications of a Data Acquisition System for Low Power Wind and PV Generators", Simposio Internacional de Energías Renovables, Agua e Infraestructura Afín, Arica, Chile, November 1999 por DAAD, Universität Oldenburg (Alemania) y Universidad de Tarapacá (Chile).
- Bell, S. (1999) "A Beginner's Guide to Uncertainty of Measurement" N° 11 / Issue 2 – ISSN 1368-6550 National Physical Laboratory, Teddington UK
- Gipe, P. (2000). Testing the Power Curves of Small Wind Turbines, www.windworks.org .
- Oliva, R.; Luna Pont, C.A. (2000) "Development and first results of a data acquisition system for low power wind-diesel generators in South Patagonia", Proceedings (CD) de "Wind Power for the 21st Century", EWEA Special Topic Conference and Exhibition, Kassel, Alemania, 25-27 setiembre.
- Forsyth, T. (2001). Wind Turbine Generator System – Power Performance Test Plan for the Whisper H40. NREL-NWTC (National Renewable Energy Laboratory / National Wind Test Center) Boulder, CO, USA.
- CEFIS-INTI (2000), "Guía para la expresión de incertidumbres de medición", 2º impresión, traducción INTI-CEFIS de "*Guide to the expression of uncertainty in measurements*" BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP, OIML, 1993. Instituto Nacional de Tecnología Industrial, Buenos Aires, Argentina.
- Mellinghoff, H.; Albers, A. y Klug, H. (2000) "SODAR Measurements in complex terrain", DEWI Magazin, N° 17 – Agosto 2000. Deutsches Windenergie Institut (DEWI), Wilhelmshaven, Alemania.
- Labrosse, J. (2000) "Embedded System Building Blocks," 2nd.Ed., Ch. 10. R&D Books 2000, ISBN 0-87930-604-1
- Forsyth, T. y Huskey, A. (2001). Wind Turbine Generator System – Power Performance Test Report for the Whisper H40. NREL-NWTC (National Renewable Energy Laboratory / National Wind Test Center) Boulder, CO, USA.
- ANSI/ASTM D638 (2001), "Test Method for Tensile Properties of Plastics (08.01)", American National Standards Institute (ANSI), 1899 L Street, Washington, DC 20036, USA.
- Albers, A (2001) "SiteParIden; Relative Power Curve Measurements in Flat Terrain, Final report of Task 6", report JOR3-CT98-0257-DEWI07, 13 June 2001-12-07

- Curvers, A y van der Werff, P.A. (2001) “SiteParIden; Relative Power Curve Measurements in Complex Terrain, Final report of Task 7”, report ECN-C—01-102, October 2001.
- Oliva, R.; Alborno, C. (2002), “Deployment of a Network of Automatic Wind-measurement Stations in South Patagonia”, Presentado VB3.12 en The World Wind Energy Conference and Exhibition (Proceedings) Berlin, Germany.
- Moiseval, N.; Petrov, D.; Karzhavin, D. (2002), "A Simplified Method for Calibration of PRTs Used in Heat Meters" Mendeleev Research Institute of Metrology, St. Petersburg, Russia - Published in AIP (American Institute of Physics) Conf. Proc. 684, pp. 417-422; <http://dx.doi.org/10.1063/1.1627161> (6 pages)
- G104-A2LA (2002), "Guide for Estimation of Measurement Uncertainty In Testing" by Thomas M. Adams, American Association for Laboratory Accreditation, 5301 Buckeystown Pike, Frederick, MD 21704, USA
- Pedersen, T.F. (2002) “Development of a Classification System for Cup Anemometers – CLASSCUP”, Risø-R-1348(EN), December 2002
- IEC60688, (2002) “Electrical Measuring Transducers for converting a.c. electrical quantities to analogue or digital signals” – International Standard 60688 Edition 2.2 / 05-2002, IEC (International Electrotechnical Commission) Geneva, Suiza.
- ISO16662, (2002) “ Meteorology - Sonic anemometers/thermometers - Acceptance test methods for mean wind measurements” International Organization for Standardization (ISO), Ed 09-2002, Geneva, Suiza.
- Fluke-0, (2002) “Fluke Model 187 & 189 True RMS Multimeter - Users Manual” http://assets.fluke.com/manuals/187_189_umeng0200.pdf
- IEC60044-1, (2003) “Instrument transformers – Part 1: Current transformers,” – International Standard 60044-1 Edition 1.2 / 02-2003, IEC (International Electrotechnical Commission) Geneva, Suiza.
- IEC60044-2, (2003) “Instrument transformers – Part 2: Inductive Voltage transformers,” – International Standard 60044-2 Edition 1.2 / 02-2003, IEC (International Electrotechnical Commission) Geneva, Suiza.
- Oliva, R., Alborno, C (2003) “Operation and Two-year production data report of a wind-powered rural school in South Patagonia”, Proceedings of 2nd World Wind Energy Congress, Cape Town, South Africa, 23-26 November 2003.
- Antoniou, I., Jorgensen, H. y otros, (2003) “On the Theory of SODAR Measurement Techniques” (final reporting on WP1, EU WISE project NNE5-2001-297) – RISØ-R-1410 (En) Abril 2003 - RISØ National Laboratory, Roskilde, Dinamarca
- Barwick, V. (2003) “Preparation of Calibration Curves: A guide to best practice”, VAM(Valid Analytical Measurement) LGC/VAM/2003/032 – Sept.2003 LGC Ltd, Teddington, UK

- Smith, D. y otros (2004) "LIDAR Evaluation at the Danish Wind Test Site in Høvsøre" Publicado en Proceedings of the EWEA (European Wind Energy Conference), London, UK, 22–25 November 2004.
- IEC61400-12-1 (2005). "Wind Turbines –Part 12-1 Power Performance Measurements of electricity producing wind turbines" – International Standard 61400-12-1, IEC (International Electrotechnical Commission) Geneva, Suiza.
- ISO/IEC 17025 (2005) "General requirements for the competence of testing and calibration laboratories" International Organization for Standardization (ISO), 1st Ed 1999, Geneva, Suiza.
- de Noord, M. , Curvers, P y otros (2005) "Sodar Power Performance measurements" – WISE (WInd energy Sodar Evaluation) Informe de Proyecto EU - WP5 EC contract nr. NNE5-2001-297 – Abril de 2005.
- ISO3534-1, (2006), "Statistics - Vocabulary and symbols - Part 1: General statistical terms and terms used in probability" International Organization for Standardization (ISO), 1st Ed 1993, Geneva, Suiza.
- Modbus_org (2006) Modbus Protocol Specification
http://www.modbus.org/docs/Modbus_Application_Protocol_V1_1b.pdf
- CREE (2006). Especificación del Centro Regional de Energía Eólica (CREE) respecto a Metodologías de Medición para Licitación PERMER – Julio 2006.
- Oliva, R. y Vallejos, R. (2006) "REQUERIMIENTOS PARA LA EVALUACIÓN DE CURVAS DE POTENCIA EN AEROGENERADORES DE BAJA POTENCIA PARA CARGA DE BATERÍAS - DISEÑO DE SU IMPLEMENTACIÓN" ASADES 2006 / Comunicación; ISSN 0329-5184; vol 10 pp 6.05-6.07.
- Dahlberg, J.A, Pedersen T, F y Busche, P (2006) "ACCUWIND – Methods for Classification of Cup Anemometers", ISBN 87-550-3514-0, Mayo de 2006, Reporte RISØ-R-1555 (En), RISØ National Laboratory, Roskilde, Dinamarca
- Pedersen T, F y otros (2006) "ACCUWIND -Accurate Wind Speed Measurements in Wind Energy - Summary Report" Risør-R-1563(EN), Julio de 2006, ISSN 0106-2840 / ISBN 87-550-3526-4, RISØ National Laboratory, Roskilde, Dinamarca
- Oliva, R y Cortez, N. (2007) "A METEOROLOGICAL FRONT-END DATA TRANSMISSION UNIT FOR A SMALL WIND TURBINE - POWER CURVE EVALUATION SYSTEM" XII RPIC (REUNION DE PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN Y CONTROL), UNPA Rio Gallegos, Argentina. Proceedings/CD - ISBN 978-987-1242-23-8, Volumen 12 , pp 259 - Octubre de 2007
- ISO/IEC Guide 99, (2007) "International vocabulary of metrology -- Basic and general concepts and associated terms (VIM)" International Organization for Standardization (ISO), 1st Ed 1993, Geneva, Suiza.
- López Álvarez, P. y otros (2007), "CÁLCULO DEL PERFIL VERTICAL DEL VIENTO MEDIANTE EQUIPOS SODAR" Publicado en XI Congreso Internacional de Ingeniería de Proyecto, 26-28 Septiembre, 2007 , Lugo, Portugal

- Kindler, D., Oldroyd, A., Macaskill, A., Finc, D. (2007) "An eight month test campaign of the QinetiQ ZephIR system: Preliminary results" 2007 - Revista Meteorologische Zeitschrift, Alemania pp.479–489
- Pallás-Areny, R. (2007) "Sensores y Acondicionadores de Señal" – 4º Edición - Marcombo Ediciones Técnicas (España), Alfaomega Grupo Editor (Mexico) ISBN 978-84-267-1344-5 (por Marcombo).
- Oliva, R., Cortez, N., Jones, R.D. (2008) "PROCESAMIENTO DE MEDICIONES DE POTENCIA ELECTRICA EN PEQUEÑOS SISTEMAS EÓLICOS DOMICILIARIOS" ASADES 2008 / AVERMA; ISSN 0329-5184; vol 13; p6-35
- MEASNET (2009) (a)- Measuring Network of Wind Energy Institutes "Power Performance Measurement Procedure", Versión 5, Diciembre 2009
- CIEMAT/CEDER (2008) "Curva de Potencia del Aerogenerador Bornay Inclín Neo 1500", Ensayo realizado en Campo de Pruebas CEDER (Soria) por L.Cano, O.Izquierdo, E.Soria e I.Cruz del CIEMAT, Ministerio de Ciencia e Innovación de España, Informe Ref.0807, Rev.1 del 10 de julio de 2008
- BWEA (2008) British Wind Energy Association -2008. BWEA Small Wind Turbine Performance and Safety Standard
- Secondwind – Nomad2 (2008) <http://www.secondwind.com/Nomad/Nomad-2-Wind-Data-Logger.html>
- AWEA 9.1 (2009) American Wind Energy Association (2009). AWEA Small Wind Turbine Performance and Safety Standard - Standard 9.1.
- Mattio, H.F. y Tilca, F. (2009) "RECOMENDACIONES PARA MEDICIONES DE VELOCIDAD Y DIRECCIÓN DE VIENTO CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, Y MEDICIÓN DE POTENCIA ELÉCTRICA GENERADA POR AEROGENERADORES" Publicación CREE / INENCO / Secretaría de Energía de la Nación, Octubre de 2009.
- ISO/IEC Guide 98-1(2009) , "Uncertainty of measurement -- Part 1: Introduction to the expression of uncertainty in measurement", International Organization for Standardization (ISO), 1st Ed 1993, Geneva, Suiza.
- MEASNET (2009) (a) "Evaluation of Site-Specific Wind Conditions" Versión 1 – Noviembre 2009. MEASNET – Pl. C. Cisneros 3, 28040 Madrid, España (www.measnet.org)
- MEASNET (2009) (b) "Anemometer calibration Procedure", Versión 2, Octubre 2009, MEASNET – Pl. C. Cisneros 3, 28040 Madrid, España (www.measnet.org)
- Pallás, R., Casas, O., Bragós, R. (2009) "Sensores y acondicionadores de señal – Problemas Resueltos" Alfaomega Grupo Editor ISBN 978-970-15-1460-3, Barcelona, España.
- Martín, G. y Duzdevich, J.P. (2010) "Estudio metódico del grupo de proveedores de aerogeneradores de fabricación nacional: 1er Informe de Avance" Informe Laboratorio Energía Eólica INTI Neuquén. Inédito.

- Westerhellweg, A., Canadillas, B., Beeken, A., Neumann, T. (2010) "ONE YEAR OF LIDAR MEASUREMENTS AT FINO1 - PLATFORM: COMPARISON AND VERIFICATION TO MET - MAST DATA "- DEWI GmbH, presentado en 10th German Wind Energy Conference DEWEK 2010, Wilhelmshaven, Germany.
- Boquet, M. y otros, DEWI Magazin (2010) "Return on Investment of a Lidar Remote Sensing Device" http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin_37/08.pdf
- Gill Instruments (2011) "WindMaster and WindMaster Pro User Manual" Doc No 1561-PS-001 / v07, Junio de 2011 (www.gill.co.uk) Gill Instruments, Hampshire, UK
- AOIP (2011) CP6632 Process Calibrator http://www.aoip.fr/us/CA_Field_CP6632.html
- Fluke-1 (2011) "Understanding specifications for precision multimeters" Application Note ID 11066-eng Rev02, Fluke Corporation, Everett, EE.UU.
- Fluke-2 (2011) "Understanding and comparing instrument specifications" Application Note ID 1260494C A-EN-N, Fluke Corporation, Everett, EE.UU.
- Allegro Microsystems (2011) <http://www.allegromicro.com/>
- GUM-Workbench, (2011) Metrodata GmbH (Alemania) GUM Workbench Educational Version http://www.metrodata.de/download_en.html#edu
- REN21_2010 (2011) – Renewables 2011 Global Status Report – REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (www.ren21.net)
- Martín, G. Duzdevich, J.P, Oliva, R. (2011) "PLATAFORMA DE ENSAYO PARA PEQUEÑOS AEROGENERADORES" ASADES 2011 / AVERMA; ISSN 0329-5184; vol.15 pp 6.105–6.112.
- Martín, G. y Duzdevich, J.P. (2011)(a) "Estudio metódico del grupo de proveedores de aerogeneradores de fabricación nacional, 2º Informe de avance: Entrevistas fabricantes nacionales de aerogeneradores" Informe Laboratorio Energía Eólica INTI Neuquén. Inédito.
- Martín, G. y Duzdevich, J.P.. (2011)(b) "Actas del 1º Encuentro de Fabricantes Nacionales de Aerogeneradores de Baja Potencia". Inédito.
- MEASNET (2011) "MEASNET experience in Anemometer Calibration Interlaboratory Comparisons" Abril 2011 Statement - MEASNET – Pl. C. Cisneros 3, 28040 Madrid, España (www.measnet.org)
- Lang, S. y McKeogh, E. (2011) "LIDAR and SODAR Measurements of Wind Speed and Direction in Upland Terrain for Wind Energy Purposes" U.C.Cork, Ireland - Publicado 25-8-2011 en revista Remote Sensing, ISSN 2072-4292
- Oliva, R. y Cortez, N. (2011) "Aspectos de implementación en una interfaz I2C para controladores PSoC y AVR" II Congreso de Microelectrónica Aplicada UEA 2011, UNLP 7 al 9 setiembre 2011, La Plata.

- Oliva, R. (2011) “Introducción a los modelos y control de máquinas eólicas”, editado por Universidad Nacional de la Patagonia Austral y Fundación Hidrógeno Patagonia (Pico Truncado), 194 pp., ISBN 1 978-987-1242-35-1, Río Gallegos, Agosto de 2011.
- SWAT (2012). Small Wind Association of Testers. 1º International SWAT Conference. April 24-26, Ithaca, Nueva York.
- Gupta, S.V. (2012) “Measurement Uncertainties: Physical Parameters and Calibration of Instruments” Springer-Verlag Berlin, ISBN 978-3-642-20988-8
- WindPro Software by EMD (2012) EMD International, Denmark
<http://www.emd.dk/WindPRO/Frontpage>
- Windographer Software (2012) Mistaya Engineering, Canada
<http://www.windographer.com/download/>
- CAS-UM (2012) Center for Atmospheric Science, University of Manchester
<http://www.cas.manchester.ac.uk>
- CSI (2012) Campbell Scientific - Measurement & Control Products for Long-term Monitoring <http://www.campbellsci.com/>
- RM Young (2012) Model 81000 Sonic Anemometer
[http://www.youngusa.com/Brochures/81000\(1106\).pdf](http://www.youngusa.com/Brochures/81000(1106).pdf)
- FreeRTOS (2012) Free Real Time Operating System - <http://www.freertos.org/FreeRTOS-Coding-Standard-and-Style-Guide.html>
- METEK (2012) 2D & 3D Ultrasonic Anemometers - METEK GmbH, Elmshorn, Germany
<http://www.metek.de>
- NRG Data Loggers (2012), NRG Systems, Vermont, EE.UU.
<http://www.nrgsystems.com/AllProducts/DataLoggers/Symphonie.aspx>
- Arduino (2012) <http://es.wikipedia.org/wiki/Arduino>

Apendice I - Tabla de Cálculos Incertidumbre I,V en PWRC2

En el presente anexo se incluyen los cálculos detallados de incertidumbres de corriente y tensión según lo realizado en 6.7.3.

I.1 Corriente: El cálculo completo consiste en determinar los coeficientes de sensibilidad dados por las expresiones (6.10) a (6.14) y la ecuación (6.9) que da el valor de $U(I)$, agrupando los valores en forma de sucesivas tablas para distintos valores de corriente. El listado de estas tablas se presenta a continuación:

Sensor de Corriente utilizado ACS758 -					
Parámetro	x50U	x100U	x150U	Unidades	
I_p	50.00	100.00	150.00	[A]	Rango corriente
I_{pmax}			163.00	[A]	FSO=FullScale Output
S0min	59.00	39.50	26.60	[mV/A]	Sensib. 40°C/+150°C
S0max	61.00	41.00	27.40	[mV/A]	Sensib. 40°C/+150°C
S0	60.00	40.25	27.00	[mV/A]	Sensib. 40°C/+150°C
Vn(ruido)	15.00	12.00	8.00	[mV]	a +25°C
+/-ΔVo(q)	40.00	20.00	15.00	[mV]	Referido a Vo(q)=0.6V, de 40°C/+150°C
+/-Err(lin)	1.00	1.25	0.20	% FSO	FSO=FullScale Output
+Err(tot)	2.40	2.40	1.50	% FSO	FSO=FullScale Output
-Err(tot)	-1.20	-1.30	-0.80	% FSO	FSO=FullScale Output
I_{ERROR}	100.00	150.00	205.00	[mA]	Mag offset: 0A luego de excursión a I_p
				utilizado por INVAP - 150A	(valores a 25°C)

Figura I.1 Tabla de parámetros de Sensor ACS758U

Parámetro	Valor	unidad
N (ADC)	13.00	bits
$2^N - 1$	8191.00	[cuentas]
G	1.00	[]
ΔG	0.50	[%] max
Vo(q)	0.60	[V]
Vref	5.00	[V]
ΔVref	2.50	[%] max

Formula de la Corriente

$$I = \frac{1}{S} \left[\frac{V_{REF} D}{G(2^N - 1)} - V_{o(q)} \right] = f(S, V_{REF}, D, G, V_{o(q)}) \quad [A]$$

// De ACS758U Datasheet

$$C_{JS} = \frac{\partial f}{\partial S} = \frac{V_{o(q)} - \frac{V_{REF} D}{G(2^N - 1)}}{S^2} \quad (A1)$$

Componente de variación en S

D	V(ADC)	I [A]	+Ierr [A]	-Ierr [A]	Delta_Ierr+ Delta_lin [A]	U(S)=- So*D_Ierr/Io [V/A]	So [V/A]	C_{JS} [A ² /V]	$C_{JS} * U(S)$ [A]	$(C_{JS} * U(S))^2$ [A ²]
1050	0.64	1.52	2.25	-1.20	3.75	-0.06676	0.0270	-56.1692	3.7500	14.0625
1550	0.95	12.82	2.25	-1.20	3.75	-0.00790	0.0270	-474.8428	3.7500	14.0625
2050	1.25	24.12	2.25	-1.20	3.75	-0.00420	0.0270	-893.5164	3.7500	14.0625
2550	1.56	35.43	2.25	-1.20	3.75	-0.00286	0.0270	-1312.1900	3.7500	14.0625
3050	1.86	46.73	2.25	-1.20	3.75	-0.00217	0.0270	-1730.8636	3.7500	14.0625
3550	2.17	58.04	2.25	-1.20	3.75	-0.00174	0.0270	-2149.5371	3.7500	14.0625
4050	2.47	69.34	2.25	-1.20	3.75	-0.00146	0.0270	-2568.2107	3.7500	14.0625
4550	2.78	80.65	2.25	-1.20	3.75	-0.00126	0.0270	-2986.8843	3.7500	14.0625
5050	3.08	91.95	2.25	-1.20	3.75	-0.00110	0.0270	-3405.5579	3.7500	14.0625
5550	3.39	103.25	2.25	-1.20	3.75	-0.00098	0.0270	-3824.2315	3.7500	14.0625
6050	3.69	114.56	2.25	-1.20	3.75	-0.00088	0.0270	-4242.9050	3.7500	14.0625
6550	4.00	125.86	2.25	-1.20	3.75	-0.00080	0.0270	-4661.5786	3.7500	14.0625
7050	4.30	137.17	2.25	-1.20	3.75	-0.00074	0.0270	-5080.2522	3.7500	14.0625
7550	4.61	148.47	2.25	-1.20	3.75	-0.00068	0.0270	-5498.9258	3.7500	14.0625
8050	4.91	159.78	2.25	-1.20	3.75	-0.00063	0.0270	-5917.5993	3.7500	14.0625
8191	5.00	162.96	2.25	-1.20	3.75	-0.00062	0.0270	-6035.6653	3.7500	14.0625

Figura I.2 Tabla de Calculo coeficiente de variación de S – (A1)

$$C_{JVREF} = \frac{\partial f}{\partial V_{REF}} = \frac{D}{S_0 G(2^N - 1)} \quad (A2)$$

Componente de variación en Vref

D	V(ADC)	I [A]	U(Vref)= Δ Vref* Vref [V]	C _{JVREF} [A/V]	C _{JVR} *U(Vr) [A]	(C _{JVR} *U(Vr)) ² [A ²]
1050	0.64	1.52	0.12500	4.7478	0.5935	0.3522
1550	0.95	12.82	0.12500	7.0086	0.8761	0.7675
2050	1.25	24.12	0.12500	9.2694	1.1587	1.3425
2550	1.56	35.43	0.12500	11.5303	1.4413	2.0773
3050	1.86	46.73	0.12500	13.7911	1.7239	2.9718
3550	2.17	58.04	0.12500	16.0519	2.0065	4.0260
4050	2.47	69.34	0.12500	18.3128	2.2891	5.2400
4550	2.78	80.65	0.12500	20.5736	2.5717	6.6137
5050	3.08	91.95	0.12500	22.8345	2.8543	8.1471
5550	3.39	103.25	0.12500	25.0953	3.1369	9.8402
6050	3.69	114.56	0.12500	27.3561	3.4195	11.6931
6550	4.00	125.86	0.12500	29.6170	3.7021	13.7057
7050	4.30	137.17	0.12500	31.8778	3.9847	15.8780
7550	4.61	148.47	0.12500	34.1386	4.2673	18.2101
8050	4.91	159.78	0.12500	36.3995	4.5499	20.7019
8191	5.00	162.96	0.12500	37.0370	4.6296	21.4335

Figura I.3 Tabla de Calculo coeficiente de variación de VREF – (A2)

$$C_{JD} = \frac{\partial f}{\partial D} = \frac{V_{REF}}{S_0 G(2^N - 1)} \quad (A3)$$

Componente de variación en D

D	V(ADC)	I [A]	U(D)=Q= 1/(2 ^N - 1) [cta]	C _{JD} [A/cta]	C _{JD} *U(D) [A]	(C _{JD} *U(D)) ² [A ²]
1050	0.64	1.52	0.00012	0.0226	0.0000	0.0000
1550	0.95	12.82	0.00012	0.0226	0.0000	0.0000
2050	1.25	24.12	0.00012	0.0226	0.0000	0.0000
2550	1.56	35.43	0.00012	0.0226	0.0000	0.0000
3050	1.86	46.73	0.00012	0.0226	0.0000	0.0000
3550	2.17	58.04	0.00012	0.0226	0.0000	0.0000
4050	2.47	69.34	0.00012	0.0226	0.0000	0.0000
4550	2.78	80.65	0.00012	0.0226	0.0000	0.0000
5050	3.08	91.95	0.00012	0.0226	0.0000	0.0000
5550	3.39	103.25	0.00012	0.0226	0.0000	0.0000
6050	3.69	114.56	0.00012	0.0226	0.0000	0.0000
6550	4.00	125.86	0.00012	0.0226	0.0000	0.0000
7050	4.30	137.17	0.00012	0.0226	0.0000	0.0000
7550	4.61	148.47	0.00012	0.0226	0.0000	0.0000
8050	4.91	159.78	0.00012	0.0226	0.0000	0.0000
8191	5.00	162.96	0.00012	0.0226	0.0000	0.0000

Figura I.4 Tabla de Calculo coeficiente de variación de palabra digital D – (A3)

$$C_{fG} = \frac{\partial f}{\partial G} = \frac{-DV_{REF}}{S_0 G^2 (2^N - 1)}$$

Componente de variación en G

(A4)

D	V(ADC)	I [A]	U(G)= ΔG*Go [I]	C _{fG} [A]	C _{fG} *U(G) [A]	(C _{fG} *U(G)) ² [A ²]
1050	0.64	1.52	0.00500	-23.7388	-0.1187	0.0141
1550	0.95	12.82	0.00500	-35.0430	-0.1752	0.0307
2050	1.25	24.12	0.00500	-46.3472	-0.2317	0.0537
2550	1.56	35.43	0.00500	-57.6514	-0.2883	0.0831
3050	1.86	46.73	0.00500	-68.9555	-0.3448	0.1189
3550	2.17	58.04	0.00500	-80.2597	-0.4013	0.1610
4050	2.47	69.34	0.00500	-91.5639	-0.4578	0.2096
4550	2.78	80.65	0.00500	-102.8681	-0.5143	0.2645
5050	3.08	91.95	0.00500	-114.1723	-0.5709	0.3259
5550	3.39	103.25	0.00500	-125.4765	-0.6274	0.3936
6050	3.69	114.56	0.00500	-136.7807	-0.6839	0.4677
6550	4.00	125.86	0.00500	-148.0848	-0.7404	0.5482
7050	4.30	137.17	0.00500	-159.3890	-0.7969	0.6351
7550	4.61	148.47	0.00500	-170.6932	-0.8535	0.7284
8050	4.91	159.78	0.00500	-181.9974	-0.9100	0.8281
8191	5.00	162.96	0.00500	-185.1852	-0.9259	0.8573

Figura I.5 Tabla de Calculo coeficiente de variación de G – (A4)

$$C_{fVo(q)} = \frac{\partial f}{\partial V_{o(q)}} = -\frac{1}{S_0}$$

Componente de variación en Vo(q)

(A5)

D	V(ADC)	I [A]	U(Vo(q))= ΔVo(q) [V]	C _{fVoq} [A/V]	C _{fVoq} *U(Voq) [A]	(C _{fVoq} *U(Voq)) ² [A ²]
1050	0.64	1.52	0.01500	-37.0370	-0.5556	0.3086
1550	0.95	12.82	0.01500	-37.0370	-0.5556	0.3086
2050	1.25	24.12	0.01500	-37.0370	-0.5556	0.3086
2550	1.56	35.43	0.01500	-37.0370	-0.5556	0.3086
3050	1.86	46.73	0.01500	-37.0370	-0.5556	0.3086
3550	2.17	58.04	0.01500	-37.0370	-0.5556	0.3086
4050	2.47	69.34	0.01500	-37.0370	-0.5556	0.3086
4550	2.78	80.65	0.01500	-37.0370	-0.5556	0.3086
5050	3.08	91.95	0.01500	-37.0370	-0.5556	0.3086
5550	3.39	103.25	0.01500	-37.0370	-0.5556	0.3086
6050	3.69	114.56	0.01500	-37.0370	-0.5556	0.3086
6550	4.00	125.86	0.01500	-37.0370	-0.5556	0.3086
7050	4.30	137.17	0.01500	-37.0370	-0.5556	0.3086
7550	4.61	148.47	0.01500	-37.0370	-0.5556	0.3086
8050	4.91	159.78	0.01500	-37.0370	-0.5556	0.3086
8191	5.00	162.96	0.01500	-37.0370	-0.5556	0.3086

Figura I.6 Tabla de Calculo coeficiente de variación de Vo(q) – (A5)

Tabla Incertidumbre Medicion de Corriente - sin calibración - PWRC2/48V/150A Parametros a 25°C

$$U^2(I) = C_{IS}^2 U^2(S) + C_{VREF}^2 U^2(V_{REF}) + C_{ID}^2 U^2(D) + C_{IG}^2 U^2(G) + C_{V_{oq}}^2 U^2(V_{oq})$$

Incertidumbre total U(I)			(A1)	(A2)	(A3)	(A4)	(A5)	U ² (I)	U(I)	%FSO
D	V(ADC)	I [A]	(C _{IS} *U(S)) ² [A ²]	C _{VREF} *U(V _{REF}) ² [A ²]	(C _{ID} *U(D)) ² [A ²]	(C _{IG} *U(G)) ² [A ²]	(C _{V_{oq}} *U(V _{oq})) ² [A ²]	U ² (I) [A ²]	U(I) [A]	%FSO
1050	0.64	1.52	14.06250	0.35221	0.0000	0.0141	0.3086	14.7374	3.8389	2.36%
1550	0.95	12.82	14.06250	0.76751	0.0000	0.0307	0.3086	15.1693	3.8948	2.39%
2050	1.25	24.12	14.06250	1.34254	0.0000	0.0537	0.3086	15.7674	3.9708	2.44%
2550	1.56	35.43	14.06250	2.07730	0.0000	0.0831	0.3086	16.5315	4.0659	2.49%
3050	1.86	46.73	14.06250	2.97179	0.0000	0.1189	0.3086	17.4618	4.1787	2.56%
3550	2.17	58.04	14.06250	4.02601	0.0000	0.1610	0.3086	18.5582	4.3079	2.64%
4050	2.47	69.34	14.06250	5.23997	0.0000	0.2096	0.3086	19.8207	4.4520	2.73%
4550	2.78	80.65	14.06250	6.61365	0.0000	0.2645	0.3086	21.2493	4.6097	2.83%
5050	3.08	91.95	14.06250	8.14707	0.0000	0.3259	0.3086	22.8441	4.7795	2.93%
5550	3.39	103.25	14.06250	9.84022	0.0000	0.3936	0.3086	24.6050	4.9603	3.04%
6050	3.69	114.56	14.06250	11.69309	0.0000	0.4677	0.3086	26.5320	5.1509	3.16%
6550	4.00	125.86	14.06250	13.70570	0.0000	0.5482	0.3086	28.6251	5.3502	3.28%
7050	4.30	137.17	14.06250	15.87804	0.0000	0.6351	0.3086	30.8843	5.5574	3.41%
7550	4.61	148.47	14.06250	18.21011	0.0000	0.7284	0.3086	33.3097	5.7715	3.54%
8050	4.91	159.78	14.06250	20.70191	0.0000	0.8281	0.3086	35.9011	5.9918	3.68%
8191	5.00	162.96	14.06250	21.43347	0.0000	0.8573	0.3086	36.6620	6.0549	3.71%

Figura I.7 Tabla de Suma de aportes A(1) a (A5) y resultado U(I)

I.2 Tensión: Para la indeterminación en tensión, utilizando el mismo circuito:

$$V = \frac{1}{AT} \left[\frac{V_{REF} D}{G(2^N - 1)} - V_{io} \right] = f(AT, V_{REF}, D, G, V_{io}) \quad [V] \quad (6.16)$$

Donde V es la tensión a medir en voltios, AT es la atenuación del sensor en [V/V], V_{REF} es la tensión de referencia del ADC, N es la cantidad de bits (13) del ADC, G es la ganancia del circuito, D es el valor de la palabra digital (0 a 8191 en decimal) producida por el ADC, y V_{io} es el valor de la tensión de offset de entrada de un segundo amplificador operacional contenido en el TS1854. En las tablas I.8 a I.14 se muestran los resultados.

Parámetro	Divisor de tensión según configuración de entrada				Unidades	
	12V	24V	48V			
V _N	12.00	24.00	48.00		[V]	Tension nominal
VMAX	20.00	40.00	80.00		[V]	Full Scale Output
R	10000.0	10000.0	10000.0		[Ohm]	Metal Film 0.1%
V	20000.0	20000.0	20000.0		[Ohm]	Metal Film 0.1%
Z	49900.0	49900.0	49900.0		[Ohm]	Metal Film 0.1%
R1	V+R	Z+V	3Z		[Ohm]	
R2	R	R	R		[Ohm]	
AT _(o)	=R/(V+2R)	=R/(Z+V+R)	=R/(3Z+R)		[V/V]	Atenuacion nominal
t	0.10	0.10	0.10		%	Tolerancia Resistores
utilizado por INVAP - 48V						

Figura I.8 Tabla de Parámetros del divisor de tensión

Formula de la Tensión

Parámetro	Valor	unidad
N (ADC)	13.00	bits
$2^N - 1$	8191.00	[cuentas]
G	1.00	[]
ΔG	0.50	[%] max
V _{io}	6.00	[mV] max
V _{ref}	5.00	[V]
ΔV_{ref}	2.50	[%] max

$$V = \frac{1}{AT} \left[\frac{V_{REF} D}{G(2^N - 1)} - V_{io} \right] = f(AT, V_{REF}, D, G, V_{io}) \quad [V]$$

// De TS1854 DataSheet, -40 a +125°C (corregido 25-2-2013)

Para INVAP - 48V

$$AT_0 = \frac{R}{R + 3Z}$$

$$U(AT) = \left| \frac{\partial(AT)}{\partial R} \right| U(R) + \left| \frac{\partial(AT)}{\partial Z} \right| U(Z)$$

// Incertidumbres con correlación = 1 en resistencias

$$U(R) = tR; \quad U(Z) = tZ$$

Resultado (para 48V):

$$U(AT) = \frac{6RZt}{(R + 3Z)^2} \quad []$$

$$C_{fAT} = \frac{\partial f}{\partial AT} = \frac{V_{io} - \frac{V_{REF} D}{G(2^N - 1)}}{AT_0^2}$$

Componente de variación en AT

(A1)

D	V(ADC)	V [V]	t [%]	R*Z*t	R+3Z	U(AT)=6*R*Z*t/(R+3Z) ² []	AT ₀ []	C _{fAT} [V]	C _{fAT} *U(AT) [V]	(C _{fAT} *U(AT)) ² [V ²]
0	0.00	-0.10	0.10	499000.00	159700.00	1.17393E-04	6.26174E-02	1530.2454	0.1796	0.0323
500	0.31	4.78	0.10	499000.00	159700.00	1.17393E-04	6.26174E-02	1452.4036	0.1705	0.0291
1000	0.61	9.65	0.10	499000.00	159700.00	1.17393E-04	6.26174E-02	1374.5618	0.1614	0.0260
1500	0.92	14.53	0.10	499000.00	159700.00	1.17393E-04	6.26174E-02	1296.7200	0.1522	0.0232
2000	1.22	19.40	0.10	499000.00	159700.00	1.17393E-04	6.26174E-02	1218.8782	0.1431	0.0205
2500	1.53	24.28	0.10	499000.00	159700.00	1.17393E-04	6.26174E-02	1141.0364	0.1339	0.0179
3000	1.83	29.15	0.10	499000.00	159700.00	1.17393E-04	6.26174E-02	1063.1946	0.1248	0.0156
3500	2.14	34.02	0.10	499000.00	159700.00	1.17393E-04	6.26174E-02	985.3527	0.1157	0.0134
4000	2.44	38.90	0.10	499000.00	159700.00	1.17393E-04	6.26174E-02	907.5109	0.1065	0.0113
4500	2.75	43.77	0.10	499000.00	159700.00	1.17393E-04	6.26174E-02	829.6691	0.0974	0.0095
5000	3.05	48.65	0.10	499000.00	159700.00	1.17393E-04	6.26174E-02	751.8273	0.0883	0.0078
5500	3.36	53.52	0.10	499000.00	159700.00	1.17393E-04	6.26174E-02	673.9855	0.0791	0.0063
6000	3.66	58.40	0.10	499000.00	159700.00	1.17393E-04	6.26174E-02	596.1437	0.0700	0.0049
6500	3.97	63.27	0.10	499000.00	159700.00	1.17393E-04	6.26174E-02	518.3019	0.0608	0.0037
7000	4.27	68.14	0.10	499000.00	159700.00	1.17393E-04	6.26174E-02	440.4601	0.0517	0.0027
8191	5.00	79.75	0.10	499000.00	159700.00	1.17393E-04	6.26174E-02	255.0409	0.0299	0.0009

Figura I.9 Componente de variación en Atenuación AT- A(1) para determinar U(V)

Componente de variación en Vref

$$C_{fVREF} = \frac{\partial f}{\partial V_{REF}} = \frac{D}{AT_0 G(2^N - 1)}$$

(A2)

D	V(ADC)	V [V]	U(Vref) = Δ Vref* Vref [V]	C _{fVREF} [V/V]	C _{fVREF} *U(Vr) [V]	(C _{fVREF} *U(Vr)) ² [V ²]
0	0.00	-0.10	0.12500	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.31	4.78	0.12500	0.9749	0.1219	0.0148
1000	0.61	9.65	0.12500	1.9497	0.2437	0.0594
1500	0.92	14.53	0.12500	2.9246	0.3656	0.1336
2000	1.22	19.40	0.12500	3.8994	0.4874	0.2376
2500	1.53	24.28	0.12500	4.8743	0.6093	0.3712
3000	1.83	29.15	0.12500	5.8491	0.7311	0.5346
3500	2.14	34.02	0.12500	6.8240	0.8530	0.7276
4000	2.44	38.90	0.12500	7.7988	0.9749	0.9503
4500	2.75	43.77	0.12500	8.7737	1.0967	1.2028
5000	3.05	48.65	0.12500	9.7485	1.2186	1.4849
5500	3.36	53.52	0.12500	10.7234	1.3404	1.7967
6000	3.66	58.40	0.12500	11.6982	1.4623	2.1383
6500	3.97	63.27	0.12500	12.6731	1.5841	2.5095
7000	4.27	68.14	0.12500	13.6479	1.7060	2.9104
8191	5.00	79.75	0.12500	15.9700	1.9963	3.9850

Figura I.10 Componente de variación en Vref- A(2) para determinar U(V)

$$C_{fVD} = \frac{\partial f}{\partial D} = \frac{V_{REF}}{AT_0 G(2^N - 1)} \quad (A3)$$

Componente de variación en D

D	V(ADC)	V[V]	$U(D) = Q = 1/(2^N - 1) [cta]$	$C_{fVD} [V/cta]$	$C_{fVD} * U(D) [V]$	$(C_{fVD} * U(D))^2 [V^2]$
0	0.00	-0.10	0.00012	0.0097	0.0000012	1.41645E-12
500	0.31	4.78	0.00012	0.0097	0.0000012	1.41645E-12
1000	0.61	9.65	0.00012	0.0097	0.0000012	1.41645E-12
1500	0.92	14.53	0.00012	0.0097	0.0000012	1.41645E-12
2000	1.22	19.40	0.00012	0.0097	0.0000012	1.41645E-12
2500	1.53	24.28	0.00012	0.0097	0.0000012	1.41645E-12
3000	1.83	29.15	0.00012	0.0097	0.0000012	1.41645E-12
3500	2.14	34.02	0.00012	0.0097	0.0000012	1.41645E-12
4000	2.44	38.90	0.00012	0.0097	0.0000012	1.41645E-12
4500	2.75	43.77	0.00012	0.0097	0.0000012	1.41645E-12
5000	3.05	48.65	0.00012	0.0097	0.0000012	1.41645E-12
5500	3.36	53.52	0.00012	0.0097	0.0000012	1.41645E-12
6000	3.66	58.40	0.00012	0.0097	0.0000012	1.41645E-12
6500	3.97	63.27	0.00012	0.0097	0.0000012	1.41645E-12
7000	4.27	68.14	0.00012	0.0097	0.0000012	1.41645E-12
8191	5.00	79.75	0.00012	0.0097	0.0000012	1.41645E-12

Figura I.11 Componente de variación en D - A(3) para determinar U(V)

$$C_{fVG} = \frac{\partial f}{\partial G} = \frac{-DV_{REF}}{AT_0 G^2(2^N - 1)} \quad (A4)$$

Componente de variación en G

D	V(ADC)	V[V]	$U(G) = \Delta G * G_0 [I]$	$C_{fVG} [V]$	$C_{fVG} * U(G) [V]$	$(C_{fVG} * U(G))^2 [V^2]$
0	0.00	-0.10	0.00500	0.0000	0.0000	0.0000
500	0.31	4.78	0.00500	-4.8743	-0.0244	0.0006
1000	0.61	9.65	0.00500	-9.7485	-0.0487	0.0024
1500	0.92	14.53	0.00500	-14.6228	-0.0731	0.0053
2000	1.22	19.40	0.00500	-19.4970	-0.0975	0.0095
2500	1.53	24.28	0.00500	-24.3713	-0.1219	0.0148
3000	1.83	29.15	0.00500	-29.2455	-0.1462	0.0214
3500	2.14	34.02	0.00500	-34.1198	-0.1706	0.0291
4000	2.44	38.90	0.00500	-38.9940	-0.1950	0.0380
4500	2.75	43.77	0.00500	-43.8683	-0.2193	0.0481
5000	3.05	48.65	0.00500	-48.7425	-0.2437	0.0594
5500	3.36	53.52	0.00500	-53.6168	-0.2681	0.0719
6000	3.66	58.40	0.00500	-58.4910	-0.2925	0.0855
6500	3.97	63.27	0.00500	-63.3653	-0.3168	0.1004
7000	4.27	68.14	0.00500	-68.2395	-0.3412	0.1164
8191	5.00	79.75	0.00500	-79.8500	-0.3993	0.1594

Figura I.12 Componente de variación en G- A(4) para determinar U(V)

// Se ha considerado que $V_{vio} = V_{io}$ (caso extremo)

Componente de variación en Vio (offset)

$$C_{f_{V_{io}}} = \frac{\partial f}{\partial V_{io}} = -\frac{1}{AT_0} \quad \text{(A5)}$$

D	V(ADC)	V[V]	$U(V_{io}) = \Delta V_{io}$ [V]	$C_{f_{V_{io}}}$ []	$C_{f_{V_{io}}} * U(V_{io})$ [V]	$(C_{f_{V_{io}}} * U(V_{io}))^2$ [V ²]
0	0.00	-0.10	0.00600	-15.9700	-0.0958	0.0092
500	0.31	4.78	0.00600	-15.9700	-0.0958	0.0092
1000	0.61	9.65	0.00600	-15.9700	-0.0958	0.0092
1500	0.92	14.53	0.00600	-15.9700	-0.0958	0.0092
2000	1.22	19.40	0.00600	-15.9700	-0.0958	0.0092
2500	1.53	24.28	0.00600	-15.9700	-0.0958	0.0092
3000	1.83	29.15	0.00600	-15.9700	-0.0958	0.0092
3500	2.14	34.02	0.00600	-15.9700	-0.0958	0.0092
4000	2.44	38.90	0.00600	-15.9700	-0.0958	0.0092
4500	2.75	43.77	0.00600	-15.9700	-0.0958	0.0092
5000	3.05	48.65	0.00600	-15.9700	-0.0958	0.0092
5500	3.36	53.52	0.00600	-15.9700	-0.0958	0.0092
6000	3.66	58.40	0.00600	-15.9700	-0.0958	0.0092
6500	3.97	63.27	0.00600	-15.9700	-0.0958	0.0092
7000	4.27	68.14	0.00600	-15.9700	-0.0958	0.0092
8191	5.00	79.75	0.00600	-15.9700	-0.0958	0.0092

Figura I.13 Componente de variación en offset Vio- A(5) para determinar U(V)

Tabla Incertidumbre Medicion de Tension - sin calibración - PWRC2/48V/150A			Parametros a 25°C							
Incertidumbre total U(V)			$U^2(V) = C_{f_{AT}}^2 U^2(AT) + C_{f_{V_{REF}}}^2 U^2(V_{REF}) + C_{f_{D}}^2 U^2(D) + C_{f_{G}}^2 U^2(G) + C_{f_{V_{io}}}^2 U^2(V_{io})$							
D	V(ADC)	V[V]	(A1) $(C_{f_{AT}} * U(AT))^2$ [V ²]	(A2) $(C_{f_{V_{REF}}} * U(V_{REF}))^2$ [V ²]	(A3) $(C_{f_{D}} * U(D))^2$ [V ²]	(A4) $(C_{f_{G}} * U(G))^2$ [V ²]	(A5) $(C_{f_{V_{io}}} * U(V_{io}))^2$ [V ²]	$U^2(V)$ [V ²]	U(V) [V]	%FSO
0	0.00	-0.10	0.03227	0.00000	0.0000	0.0000	0.0092	0.0415	0.2036	0.25%
500	0.31	4.78	0.02907	0.01485	0.0000	0.0006	0.0092	0.0537	0.2317	0.29%
1000	0.61	9.65	0.02604	0.05940	0.0000	0.0024	0.0092	0.0970	0.3114	0.39%
1500	0.92	14.53	0.02317	0.13364	0.0000	0.0053	0.0092	0.1713	0.4139	0.52%
2000	1.22	19.40	0.02047	0.23758	0.0000	0.0095	0.0092	0.2767	0.5261	0.66%
2500	1.53	24.28	0.01794	0.37122	0.0000	0.0148	0.0092	0.4132	0.6428	0.80%
3000	1.83	29.15	0.01558	0.53456	0.0000	0.0214	0.0092	0.5807	0.7620	0.95%
3500	2.14	34.02	0.01338	0.72760	0.0000	0.0291	0.0092	0.7793	0.8828	1.10%
4000	2.44	38.90	0.01135	0.95033	0.0000	0.0380	0.0092	1.0089	1.0044	1.26%
4500	2.75	43.77	0.00949	1.20277	0.0000	0.0481	0.0092	1.2695	1.1267	1.41%
5000	3.05	48.65	0.00779	1.48490	0.0000	0.0594	0.0092	1.5613	1.2495	1.56%
5500	3.36	53.52	0.00626	1.79672	0.0000	0.0719	0.0092	1.8840	1.3726	1.72%
6000	3.66	58.40	0.00490	2.13825	0.0000	0.0855	0.0092	2.2379	1.4959	1.87%
6500	3.97	63.27	0.00370	2.50947	0.0000	0.1004	0.0092	2.6227	1.6195	2.02%
7000	4.27	68.14	0.00267	2.91040	0.0000	0.1164	0.0092	3.0387	1.7432	2.18%
8191	5.00	79.75	0.00090	3.98501	0.0000	0.1594	0.0092	4.1545	2.0383	2.55%

Figura I.14 Suma de componentes A(1) – A(5) para determinar U(V)

Apendice II - Calibración multipunto

La estadística para múltiples puntos de calibración en el caso de sistemas con buena linealidad, utilizando el método de mínimos cuadrados puede aplicarse a calibración de instrumentos que miden por ejemplo velocidad de viento [Dragt, 1989] y potencia de aerogeneradores. Este método se aplicó en 6.7.5 al revisar la calibración del lector de frecuencia (velocidad de viento) de METEO1.

Suponiendo para el caso presente que los x_i son valores “exactos”, en el sentido de que su incertidumbre es mucho menor que las lecturas del equipo a calibrar, que a su vez proporciona lecturas y_i , se realizan las mediciones con el objeto de obtener un ajuste a la siguiente curva:

$$y = Ax + B \quad (\text{e0}) \quad \text{- Curva de datos leídos que se desea ajustar}$$

Para lo cual se determinan las siguientes magnitudes:

$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (\text{e1})$	$\bar{y} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i \quad (\text{e2})$	$\overline{x^2} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i^2 \quad (\text{e3})$
$V_{xx} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i^2 - (\bar{x})^2 \quad (\text{e4})$	$V_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i y_i - (\bar{x})(\bar{y}) \quad (\text{e5})$	$V_{yy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i^2 - (\bar{y})^2 \quad (\text{e6})$

Con lo cual es posible obtener el coeficiente de correlación R (de valor próximo a 1):

$$R = \frac{V_{xy}}{\sqrt{V_{xx} V_{yy}}} \quad (\text{e7})$$

A partir de las mediciones se pueden obtener las siguientes estimaciones para los coeficientes de (e0):

$$A = \frac{V_{xy}}{V_{xx}}, \quad B = \bar{y} - A\bar{x} \quad (\text{e8})$$

El desvío estándar de la “media de desviaciones” entre las lecturas y_i , y la recta (e0) es:

$$\sigma_y^2 = \frac{1}{N(N-2)} \sum_{i=1}^N (y_i - Ax_i - B)^2 \quad (\text{e9})$$

Esto permite inferir los desvíos estándar de cada coeficiente hallado:

$$\sigma_A^2 = \frac{\sigma_y^2}{V_{xx}} \quad (\text{e10}) \quad \sigma_B^2 = \frac{\sigma_y^2}{V_{xx}} \bar{x}^2 \quad (\text{e11})$$

y su covarianza:

$$\text{cov}(A, B) = -\frac{\sigma_y^2}{V_{xx}} \bar{x} \quad (\text{e12})$$

A partir de la recta inicial (e0) se puede obtener una recta de calibración para las lecturas del instrumento, reemplazando x por u .

$$y = Au + B \Rightarrow u = \frac{y - B}{A} \quad (\text{e13/14})$$

$$u = \frac{y}{A} - \frac{B}{A} = G_{cal}y + K_{cal} \quad (\text{e14a})$$

La incertidumbre en esta nueva curva, para elementos distintos u_i, u_j , es:

$$\text{cov}(u_i, u_j) = \sigma_u^2 + (u_i - \bar{x})(u_j - \bar{x})\varepsilon_A^2 \quad (\text{e15})$$

donde se calcula como para los coeficientes A,B los valores

$$\sigma_u^2 = \frac{\sigma_y^2}{A^2} \quad (\text{e16}) \quad \text{y} \quad \varepsilon_A = \frac{\sigma_A}{A} \quad (\text{e17})$$

Para el caso $i=j$:

$$\text{VAR}(u_i) = \sigma_u^2 + (u_i - \bar{x})^2 \varepsilon_A^2 \quad (\text{e18}) \quad \text{o sea} \quad \sigma_{u_i} = \sqrt{\text{VAR}(u_i)} \quad (\text{e18a})$$

Para el caso en estudio de METEO1 en 6.7.5, se tenían los siguientes valores (Figura II.1) :

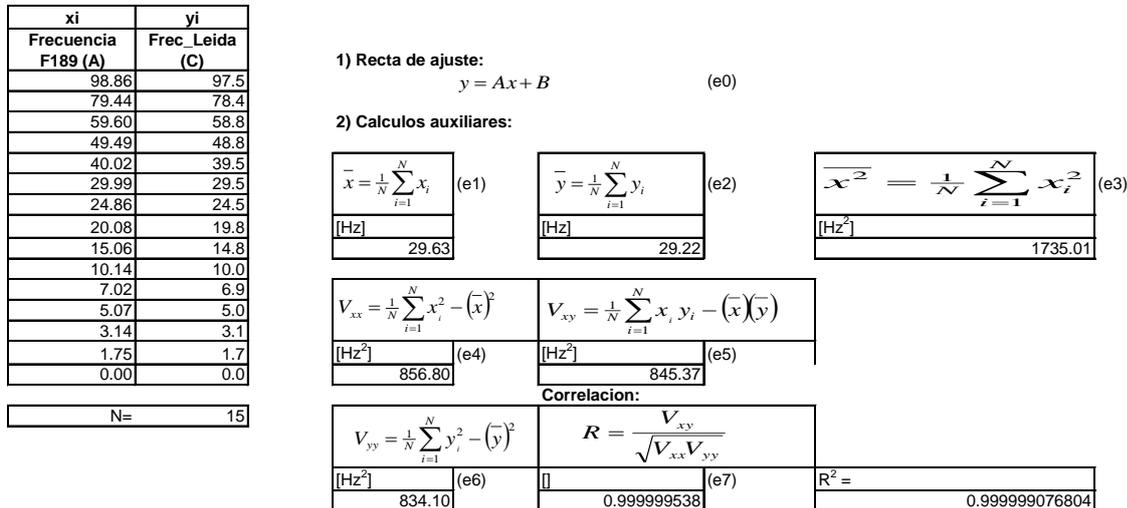


Figura II.1 Calibración de entrada de frecuencia METEO1 – 2012

Los valores obtenidos para R^2 son prácticamente idénticos a los calculados con EXCEL al utilizar el ajuste lineal optativo incluido en el menú de graficación para el instrumento F189, si se ajusta convenientemente el N° de decimales a exhibir (Figura II.2,

ídem 6.63). Además de facilitar los cálculos, la práctica de realizar una gráfica del ajuste tiene múltiples ventajas, sobre todo en lo relativo a la detección de puntos “outsiders” que puedan modificar el ajuste y resten validez a la operación [Barwick, 2003].

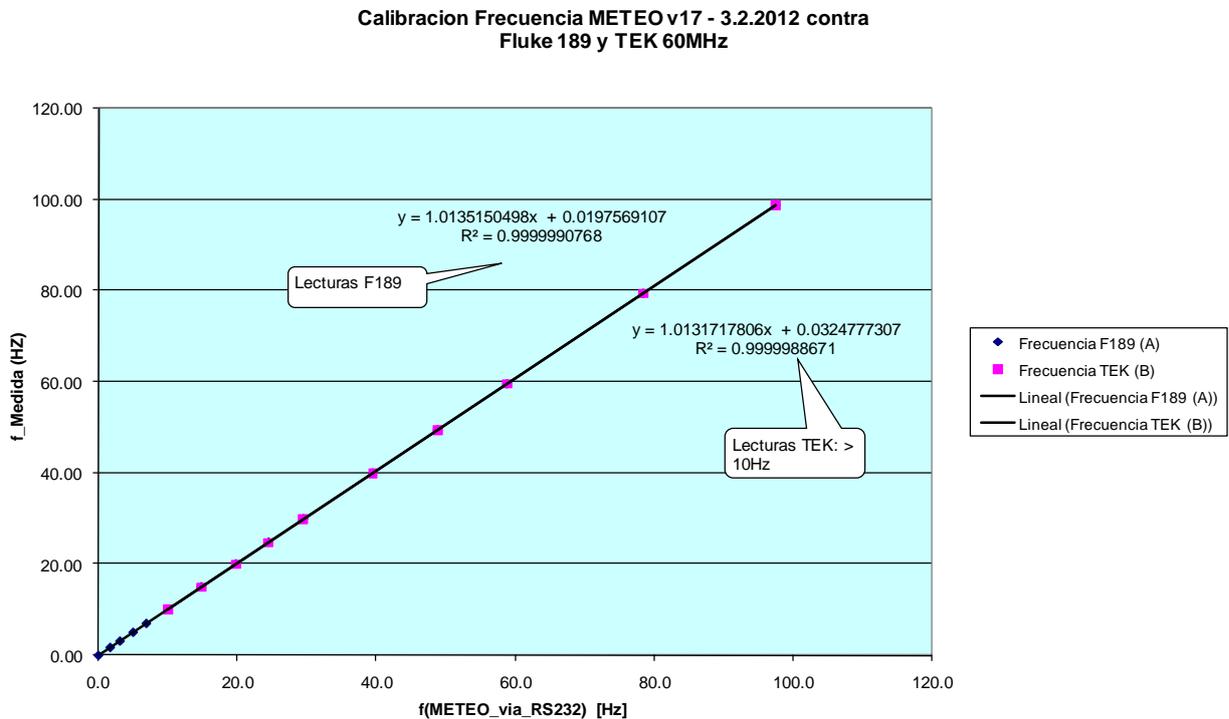


Figura II.2 Gráfica Excel de calibración de entrada de frecuencia METEO1 – 2012 (ídem Figura 6.63)

Los valores de la recta de ajuste (A,B) y los términos intermedios calculados a partir de las ecuaciones (e9-e12) se muestran en los puntos 3 a 5 - Figura II.3:

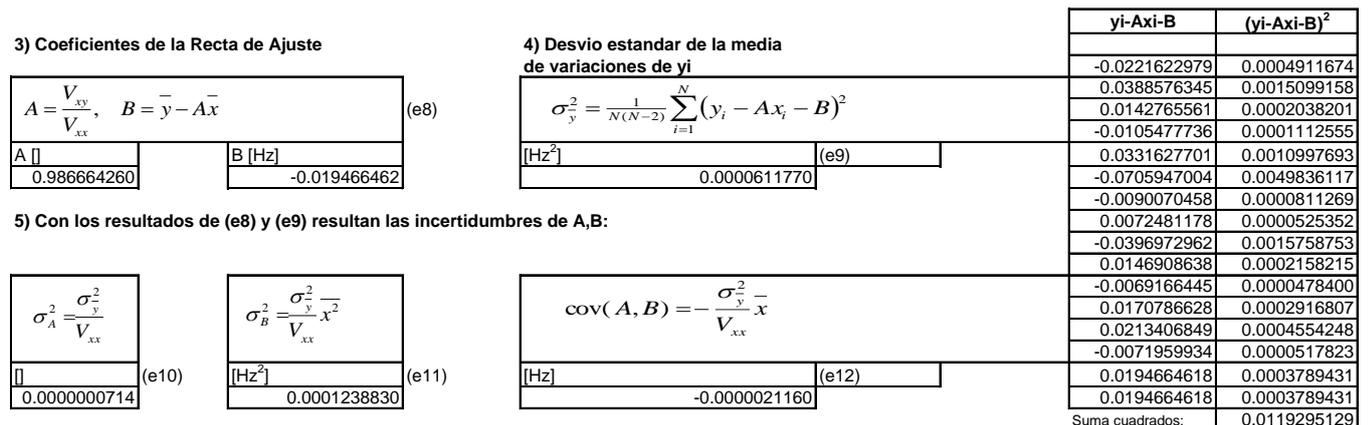


Figura II.3 Calibración de entrada de frecuencia METEO1 - 2012

La recta de calibración surge de la aplicación de la ecuación ya mencionada:

$$u = \frac{y}{A} - \frac{B}{A} = G_{cal}y + K_{cal} \quad (e14a)$$

Los valores calculados se muestran en la Figura II.4.

6) Cálculo de la recta de calibración a partir de A, B:

$$y = Au + B \Rightarrow u = \frac{y - B}{A} \quad u = \frac{y}{A} - \frac{B}{A} = G_{cal} y + K_{cal} \quad (e13/14/14a)$$

Gcal []		Kcal [Hz]
1.013515986		0.019729570

7) Varianzas asociadas a la recta de calibración u=f(y)

$\sigma_u^2 = \frac{\sigma_y^2}{A^2}$ <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td style="width: 100%; text-align: center;">[Hz²]</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">0.0000620039</td></tr> </table> <p style="text-align: right;">(e16)</p>	[Hz ²]	0.0000620039	$\varepsilon_A = \frac{\sigma_A}{A}$ <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td style="width: 100%; text-align: center;">[]</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">0.0002690109</td></tr> </table> <p style="text-align: right;">(e17)</p>	[]	0.0002690109	$VAR(u_i) = \sigma_u^2 + (u_i - \bar{x})^2 \varepsilon_A^2$ <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td style="width: 100%; text-align: center;">[Hz]</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">(e15)</td></tr> </table> $\sigma_{u_i} = \sqrt{VAR(u_i)}$ <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td style="width: 100%; text-align: center;">[Hz] (e18)</td></tr> <tr><td style="text-align: center;"> </td></tr> </table>	[Hz]	(e15)	[Hz] (e18)	
[Hz ²]										
0.0000620039										
[]										
0.0002690109										
[Hz]										
(e15)										
[Hz] (e18)										

yi	ui	σ _{u_i}
Frec ln	u=f(y)	(e18)
97.50	98.94	0.0202131488
78.40	79.48	0.0155498866
58.80	59.61	0.0112714839
48.80	49.48	0.0085132872
39.50	40.05	0.0083582053
29.50	29.92	0.0078746228
24.50	24.85	0.0079787186
19.80	20.09	0.0082825232
14.80	15.02	0.0088011974
10.00	10.15	0.0094585572
6.90	7.01	0.0098517277
5.00	5.09	0.0102786796
3.10	3.16	0.0106169729
1.70	1.74	0.0108768939
0.00	0.02	0.0112014642

Figura II.4 Puntos 6-7 de calibración de entrada de frecuencia METEO1 - 2012

El valor de Gcal, Kcal es lo que se utiliza para calibrar la salida de frecuencia en el firmware del controlador. La incerteza de este ajuste está dimensionado para cada frecuencia a través de σ_{u_i} , pero como se indicó en 6.7.5 no supera en condiciones normales los 0.02Hz.

Apéndice III - Calibración por método de dos puntos

El procesamiento de los datos obtenidos por un sistema con convertidor Analógico/Digital (ADC) es muy dependiente de la aplicación, pero inevitablemente requiere alguna forma de calibración manual o automática. En general, la calibración por el *método de dos puntos* proporciona una manera de minimizar las incertidumbres de lectura del sistema. Supondremos aquí una aplicación típica con un ADC de N bits, y que el controlador puede hacer uso de números de punto flotante. Además, supondremos una estructura de conversión de datos [Labrosse, 2000] como la dada en la **Figura III.1**, y la expresión U.I. será utilizada para magnitudes físicas en Unidades de Ingeniería (ej.: Temperatura en °C, presión en hPa, etc.). El circuito “front end” o de entrada incluye un sensor con una cierta relación lineal de conversión G_T (V/U.I.), un amplificador con una ganancia A_V , un sumador de tensión de bias V_B , un filtro, un multiplexor ideal y el convertor A/D de n bits y una tensión de referencia FSV.

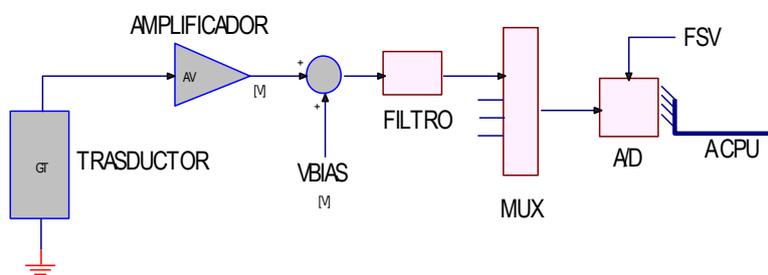


Figura III.1 Esquema de conversión A/D Típica

La ecuación general para la conversión del valor numérico (cuenta) ADC_{counts} a la salida del convertor A/D en Unidades de Ingeniería [Labrosse, 2000] es:

$$U.I. = \left(\frac{ADC_{counts} * FSV}{2^n - 1} - V_{bias} \right) * \frac{1}{G_T * A_V} \quad (eq.0)$$

A partir de la (eq.0), se pueden agrupar convenientemente los valores “por defecto” en dos coeficientes C_{off} y G_{conv} , y definir dos nuevos coeficientes de corrección: a) la corrección en cuentas C_{cal} , con un valor inicial 0, y b) la corrección en ganancia G_{cal} , con un valor 1.0 inicial, según se muestra en la ecuación siguiente:

$$U.I. = (ADC_{counts} + C_{offset} + C_{cal}) * G_{conv} * G_{cal} \quad (eq.1)$$

El método de los dos puntos con sensores de característica lineal involucra comparar dos mediciones de precisión conocida en puntos distintos utilizando la (eq.1), y despejar de las ecuaciones los valores de G_{cal} , C_{cal} . Supongamos que tenemos dos mediciones $U.I._1$, $U.I._2$ y los correspondientes valores de cuenta proporcionados por el A/D, C_1 y C_2 . Entonces, se cumple:

$$U.I._1 = (C_1 + C_{offset} + C_{cal}) * G_{conv} * G_{cal} \quad (eq.2)$$

$$U.I._2 = (C_2 + C_{offset} + C_{cal}) * G_{conv} * G_{cal} \quad (eq.3)$$

Restando ambas ecuaciones, se cancela el valor de C_{cal} , y es posible despejar sucesivamente los valores de G_{cal} y C_{cal} como sigue:

$$G_{cal} = \frac{1}{G_{conv}} \left[\frac{U.I._1 - U.I._2}{C_1 - C_2} \right] \quad (eq.4)$$

$$C_{cal} = \frac{U.I._1}{G_{conv} * G_{cal}} - C_1 - C_{offset} \quad (eq.5)$$

La implementación de esta rutina se muestra en forma de diagrama de flujo en las Figuras III.2 y III.3 Básicamente, lo que se hace es solicitarle al usuario es que realice dos mediciones sucesivas, y que ingrese los valores conocidos $U.I._1$ y $U.I._2$, tomados con un instrumento de precisión conocida. En cada medición, el programa registra los valores correspondientes de C_1 y C_2 . Si la secuencia es correcta, se hacen cálculos equivalentes a (eq.4,5).

El diagrama de flujo corresponde a una rutina programada en lenguaje C, a la que el programa le “pasa” un puntero indicado como HPtr. Ese puntero permite acceder a una estructura o arreglo de datos para el canal correspondiente, que luego se almacena en memoria no-volátil. A efectos de comprender mejor el diagrama de flujo, se transcribe el template (plantilla) de dicha estructura y los elementos que la componen.

```

struct calib {
    UBYTE  ch;                               /* Numero del Canal uso interno */
    char   Name[CAL_NAMELEN];                /* Nombre del Canal */
    char   Label[CAL_LABELLEN];              /* Etiqueta del canal, modificable. */
    char   SensorTyp[CAL_SENSORTYPLEN];      /* Tipo Sensor, N° serie, Fabric. */
    char   ADCRange[CAL_ADCRANGELEN];        /* Cadena indica rango A/D */
    UBYTE  ADCRng;                            /* Parametro rango del MAX197,AIOng */
    char   Units[CAL_UNITSLEN];              /* Cadena, unidades de U.I... */
    BOOLEAN CalY_N;                           /* Calibrado or no... */
    char   CalDate[CAL_DATELEN];             /* ...y cuando fue. */
    BOOLEAN EnabledY_N;                       /* Puede ser deshabilitado... */
    char   EURange[CAL_EURANGELEN];          /* Rango en U.I. .. */
    FP     C_Def;                             /* Parametro default Coffset */
    FP     G_Def;                             /* Parametro default Gconv */
}

```

```

FP      C_cal;                               /* Calibr. Cuenta Ccal Labrosse */
FP      G_cal;                               /* Calibr. Ganancia Gcal        */
};

```

Por facilidad de implementación, se observará en el diagrama de flujo que el programa no sigue exactamente la secuencia de (eq.4,5), sino que los coeficientes se calculan realizando primero el cálculo de C_{cal} , que resulta:

a) una operación sencilla si $U.I._1 = 0$ (es común tomar el primer valor en 0.0)

$$C_{cal} = -(C_1 + C_{offset}) \quad (\text{eq.6})$$

b) una división de las ecuaciones (eq.10,11) si $U.I._1 \neq 0$. Esto permite despejar:

$$\frac{U.I._1}{U.I._2} = \frac{(C_1 + C_{offset} + C_{cal}) * G_{conv} * G_{cal}}{(C_2 + C_{offset} + C_{cal}) * G_{conv} * G_{cal}} \quad (\text{eq.7})$$

$$C_{cal} \left(\frac{U.I._1}{U.I._2} \right) - C_{cal} = C_1 + C_{offset} - \left(\frac{U.I._1}{U.I._2} \right) (C_2 + C_{offset}) \quad (\text{eq.8})$$

o sea que puede obtenerse:

$$C_{cal} = \frac{C_1 + C_{offset} - \left(\frac{U.I._1}{U.I._2} \right) (C_2 + C_{offset})}{\left(\frac{U.I._1}{U.I._2} - 1 \right)} \quad (\text{eq.9})$$

Finalmente, para ambos casos a) y b), se sigue que:

$$G_{cal} = \frac{1}{G_{conv}} \left[\frac{U.I._2}{C_{offset} + C_2 + C_{cal}} \right] \quad (\text{eq.10})$$

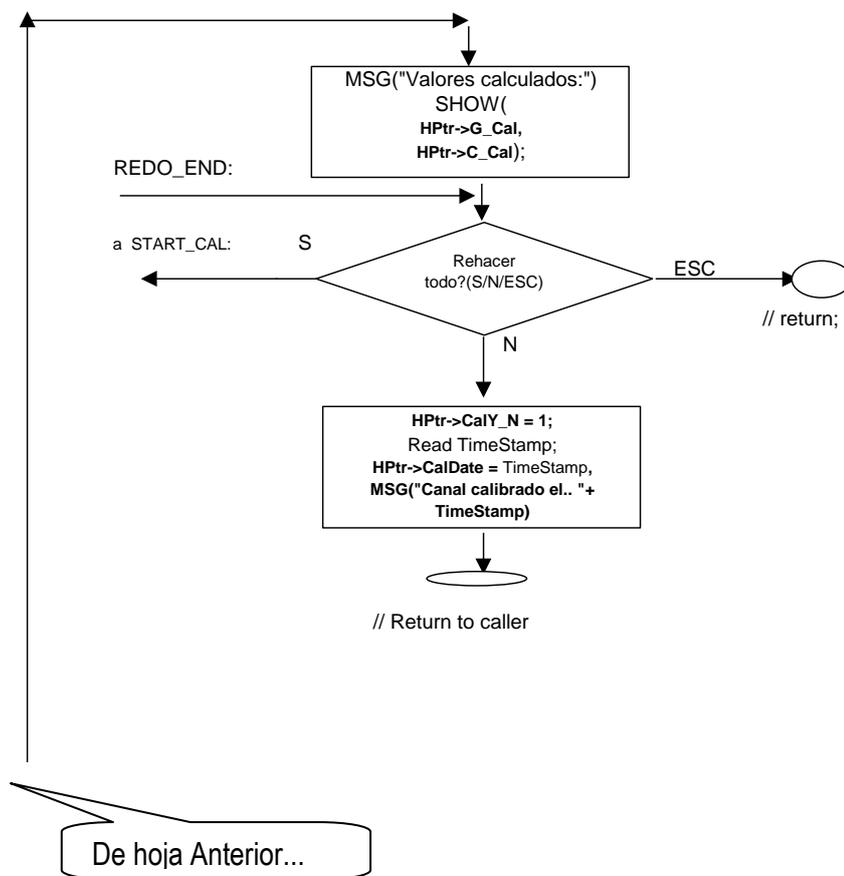


Figura III.3 (cont.) Rutina de calibración por método de dos puntos (símil PWRC2)

Apendice IV - Hojas de Datos y calibración

Listado de hojas de datos y certificados de calibración referenciados.

- ❖ Anemómetro NRG MAX #40 C (MEASNET)
- ❖ Barómetro NRG BP-20
- ❖ Sensor de Temperatura 110S
- ❖ Calibrador AOIP 6632
- ❖ Fluke F189

Apéndice V - Trabajos de referencia

Listado de trabajos referenciados de los que se incluye copia.

- ❖ Martín, G. Duzdevich, J.P, Oliva, R. (2011) ” PLATAFORMA DE ENSAYO PARA PEQUEÑOS AEROGENERADORES” ASADES 2011 / AVERMA; ISSN 0329-5184; vol.15 pp 6.105–6.112.
- ❖ MEASNET (2011) “MEASNET experience in Anemometer Calibration Interlaboratory Comparisons” Abril 2011 Statement - MEASNET – Pl. C. Cisneros 3, 28040 Madrid, España (www.measnet.org)
- ❖ López Álvarez, P. y otros (2007), “CÁLCULO DEL PERFIL VERTICAL DEL VIENTO MEDIANTE EQUIPOS SODAR” Publicado en XI Congreso Internacional de Ingeniería de Proyecto, 26-28 Septiembre, 2007 , Lugo, Portugal
- ❖ Forsyth, T. y Huskey, A. (2001). Wind Turbine Generator System – Power Performance Test Report for the Whisper H40. NREL-NWTC (National Renewable Energy Laboratory / National Wind Test Center) Boulder, CO, USA.
- ❖ Oliva, R.; Luna Pont, C.A. (2000) “Development and first results of a data acquisition system for low power wind-diesel generators in South Patagonia”, Proceedings (CD) de “Wind Power for the 21st Century”, EWEA Special Topic Conference and Exhibition, Kassel, Alemania, 25-27 setiembre 2000.