



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN CIUDAD
UNIVERSITARIA**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO- ELECTRÓNICO**

PRESENTA

DAVID EDUARDO MUCIÑO MORALES

ASESOR DE TESIS

M. en I. RODOLFO LORENZO BAUTISTA



MÉXICO, D.F.

2009

Dedicatorias

A Dios que me ha brindado todo.

**A mi familia, que mencionaré por orden de aparición en esta tierra: Mi madre Teresa,
mi padre Alberto y mis hermanos Jorge y Vanessa**

A mi nueva familia: Silvia Herrera

A mis amigos: Fernando Garzón y Jesús Serrano

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México.

A la Facultad de Ingeniería.

Al Instituto de Ingeniería.

Al Macroproyecto “Ciudad Universitaria y la Energía”.

Al proyecto “CU Energía 1/17”

A Acciona Energía

A todos aquellos que participaron directa o indirectamente en este trabajo.

Evaluación del Recurso Eólico en Ciudad Universitaria

Introducción	x
CAPITULO 1: RECURSO EÓLICO	1
1.1 Origen del viento.....	2
1.2 Variabilidad espacial.....	3
1.3 Variabilidad temporal.....	5
1.3.1 Interanual.....	5
1.3.2 Anual.....	5
1.3.3 Diario	5
1.3.4 Instantáneo	6
1.3.5 Escalas temporales del viento.	6
1.4 Evaluación del Recurso Eólico	7
1.4.1 Factores temporales	7
1.4.1.1 Turbulencia.....	7
1.4.1.2 Intensidad de turbulencia.....	8
1.4.2 Factores espaciales.....	9
1.4.2.1 Efectos del terreno en el viento	9
1.4.2.2 Extrapolación vertical.....	12
1.4.3 Estimación de Recurso.....	14
1.4.4 Densidad de potencia disponible en el viento	16
1.5 Recurso Eólico en México	17
CAPITULO 2: CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO.....	21
2.1 Campaña de medición.....	22
2.2 Parámetros	22
2.2.1 Velocidad del Viento	23
2.2.2 Dirección del Viento.....	23
2.3.3 Temperatura y Presión	24
2.3 Equipo.....	24
2.3.1 Sensores.....	25
2.3.1.1 Anemómetros	26
2.3.1.2 Veletas.....	26

2.3.1.3 Termómetros y Barómetros	27
2.3.2 Registradores de datos.....	28
2.3.3 Sistemas de comunicación	29
2.3.4 Otros Accesorios	30
2.3.4.1 Fuentes de alimentación.....	30
2.4.4.2 Gabinetes	31
2.4.4.3 Cableado	31
2.3.5 Torres y Soportes	31
2.3.5 .1 Torres tubulares.	32
2.3.5.2 Torres de celosía	32
2.3.5.3 Protecciones en las torres	33
2.3.5.4 Soportes para sensores.....	34
2.4 Tratamiento de Datos	35
2.4.1 Validación de datos	35
CAPITULO 3: CAMPAÑA DE MEDICIÓN EN CIUDAD UNIVERSITARIA.....	36
3.1 Objetivo de la Campaña	37
3.2 Delimitación del Área.....	37
3.3 Selección del equipo.....	38
3.3.1 Sensores.....	38
3.3.2 Registrador de datos	39
3.3.3 Comunicación	40
3.3.4 Torre	40
3.4 Estaciones de Medición.....	42
3.4.1 DGSCA	42
3.4.2 JARBO.....	43
3.5 Instalaciones de las estaciones de medición.....	43
3.5.1 Orientación de los sensores.	43
3.5.2 Calibración.....	44
3.5.3 Estación DGSCA	45
3.5.4 Estación JARBO	47
3.5 Monitoreo.....	50
3.5.1 DGSCA	50
3.5.2 JARBO.....	51

CAPITULO 4: EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN CIUDAD UNIVERSITARIA...	52
4.1 Tratamiento de datos.....	53
4.1.1 Rugosidad del emplazamiento	54
4.1.2 Distribución de Weibull y Rosa de los Vientos	55
4.2 Modelo de Simulación WASP	59
4.2.1 Cartografía.....	59
4.2.2 Datos de Viento	61
4.2.3 Mapa de recurso Eólico	62
4.3 Conclusiones	64
Anexo A: Datos crudos de las estaciones DGSCA y JARBO	65
Anexo B: Fichas de estaciones	100
Bibliografía.....	104

Índice de Figuras y Tablas

Fig. 1. 1 Promedio anual del calentamiento en la superficie de los océanos del mundo	2
Fig. 1. 2 Dirección de circulación de las masas de aire Fuerza de Coriolis	3
Fig. 1. 3 Región a Macro-escala de la República Mexicana.	4
Fig. 1. 4 Región a Meso-escala representativa de la Ciudad de México.	4
Fig. 1. 5 Región a Micro-escala representativa de la Ciudad Universitaria.	4
Fig. 1. 6 Fluctuaciones de periodos instantáneos de la velocidad del viento.	6
Fig. 1. 7 Espectro típico de las variaciones del viento en todas sus escalas.	7
Fig. 1. 8 Variaciones en espacio del tiempo.	8
Fig. 1. 9 Determinación del terreno plano.	9
Fig. 1. 10 Esquema de comportamiento del viento con obstáculos.	10
Fig. 1. 11 Efectos de obstáculos en el flujo del viento	10
Fig. 1. 12 Efectos del cambio de la rugosidad.	10
Fig. 1. 13 Efectos de la orientación y forma de las colinas.	11
Fig. 1. 14 Curvas de Weibull de duración de Viento.	15
Fig. 1. 15 Curvas de Weibull de función de densidad de probabilidad.	15
Fig. 1. 16 Rosa de los viento, de la estación DGSCA.	16
Fig. 2. 1 Sensores a diferentes alturas en una estación de medición anemométrica.	23
Fig. 2. 2 Equipo de una estación anemométrica	24
Fig. 2. 3 Anemómetro de copas	26
Fig. 2. 4 Anemómetro de hélice	26
Fig. 2. 5 Veleta THIES	27
Fig. 2. 6 Sensor de temperatura	27
Fig. 2. 7 Sensor de Presión NRG.....	28
Fig. 2. 8 Registrador de Datos NRG	28
Fig. 2. 9 Modem celular iPack	30
Fig. 2. 10 Sistema fotovoltaico de alimentación.....	30

Fig. 2. 11 Gabinete	31
Fig. 2. 12 Cable de pares trenzado con protector externo.....	31
Fig. 2. 13 Pasos para la instalación de la torre Tubular.....	32
Fig. 2. 14 Torre de celosía (izquierda), detalle de montaje (derecha)	33
Fig. 2. 15 Sistema de Tierra de punto sencillo.....	34
Fig. 2. 16 Orientación de soportes de acuerdo al tipo de torre.....	34
Fig. 3. 1 Ubicaciones de las estaciones anemométricas dentro de Ciudad Universitaria	37
Fig.3. 2 Anemómetro NRG #40C	38
Fig. 3. 3 Veleta NRG #200P	38
Fig. 3. 4 Sensor de Temperatura	39
Fig. 3. 5 Registrador de datos Symphonie NRG Logger	39
Fig. 3. 6 Sistema de comunicación GPRS con alimentación	40
Fig. 3. 7 Torre de 40 [m] NRG Tall Tower.....	41
Fig. 3. 8 Esquema de levantamiento.....	42
Fig. 3. 9 Esquema de maniobra	42
Fig. 3. 10 Esquema de la estación DGSCA.....	42
Fig. 3. 11 Esquema de la estación JARBO.....	43
Fig. 3. 12 Rosa del Viento de la estación PEMBU CCH -Sur	43
Fig. 3. 13 Orientación de los sensores para las estaciones de Ciudad Universitaria.....	44
Fig. 3. 14 Verificando la calibración de los anemómetros	44
Fig. 3. 15 Vista Panorámica de la torre de comunicaciones DGSCA.....	45
Fig. 3. 16 Pruebas con los equipos in situ	45
Fig. 3. 17 Maniobra de instalación	46
Fig. 3. 18 Vista con los sensores instalados	46
Fig. 3. 19 Esquema digital tridimensional de situación de la estación anemométrica JARBO.....	47
Fig. 3. 20 Modelo a escala de la torre anemométrica. Izquierda	48
Fig. 3. 21 Planeación de la maniobra. Derecha	48
Fig. 3. 22 Andamios levantaron el extremo de la torre al inicio de maniobra	48

Fig. 3. 23 Vista General de la Estación JARBO.....	49
Fig. 4. 1 Visualización de datos.....	53
Fig. 4. 2 Rosa de los vientos y distribución de Weibull para DGSCA 20m.....	55
Fig. 4. 3 Rosa de los vientos y distribución de Weibull para DGSCA 30m.....	56
Fig. 4. 4 Rosa de los vientos y distribución de Weibull para JARBO 40m	57
Fig. 4. 5 Rosa de los vientos y distribución de Weibull para JARBO 30m	58
Fig. 4. 6 Rosa de los vientos y distribución de Weibull para JARBO 20m	58
Fig. 4. 7 Planos originales escaneados de Ciudad Universitaria.....	60
Fig. 4. 8 Vectorización de los planos escaneados.....	60
Fig. 4. 9 Map Editor de WASP	61
Fig. 4. 10 OWC Wizard herramienta para introducir los datos anemométricos al WASP	61
Fig. 4. 11 Ventana de simulación del WASP	62
Fig. 4. 12 Mapa de velocidad de viento promedio anual	63
Fig. 4. 13 Mapa de Recurso Eólico de Ciudad universitaria a 40 [m]	63
Fig. 4. 14 Mapa de Recurso Eólico de Ciudad Universitaria sobrepuesto en imagen satelital	64
Tabla 1. 1 Coeficiente de Fricción para diferentes tipos de terreno.	13
Tabla 1. 2 Clasificación de Rugosidad y Valores de Coeficientes de Rugosidad para Diversos Tipos de Terreno.	14
Tabla 2. 1 Especificaciones para los sensores básicos.....	25
Tabla 2. 2 Dispositivos de almacenamiento.....	29
Tabla 3. 1 Detalle de Instrumentos en DGSCA	47
Tabla 3. 2 Detalle de instrumentos en JARBO	49
Tabla 3. 3 Incidencias en la estación DGSCA	50
Tabla 3. 4 Cobertura DGSCA.....	50
Tabla 3. 5 Incidencias en la estación JARBO	51
Tabla 3. 6 Cobertura JARBO	51
Tabla 4. 1 Rugosidad DGSCA	54

Tabla 4. 2 Rugosidad JARBO	54
Tabla 4. 3 Análisis de Weibull para DGSCA 20m por sector	55
Tabla 4. 4 Análisis de Weibull para DGSCA 30m por sector	56
Tabla 4. 5 Análisis de Weibull para JARBO 40m por sector	57
Tabla 4. 6 Análisis de Weibull para JARBO 30m por sector	58
Tabla 4. 7 Análisis de Weibull para JARBO 20m por sector	59

INTRODUCCIÓN



Nuestra sociedad contemporánea ha presentado un desarrollo inigualable en la historia, el hombre se ha expandido por todos los rincones de la tierra, transformó el medio, almacena información magnéticamente y puede transportarse rápidamente a cualquier lugar del planeta en cuestión de horas. Todo esto ha sido posible gracias a una fuente de energía, "combustibles fósiles", este recurso resultado de la captación de la energía solar durante millones de años ha sido el motor de nuestra sociedad.

Actualmente son apreciables las consecuencias negativas para el medio ambiente del uso de combustibles fósiles, por lo que ahora es tiempo de utilizar fuentes alternativas de generación de energía. Las fuentes renovables de energía son una alternativa oportuna para sostener el desarrollo social y mitigar las consecuencias del uso de combustibles fósiles. Las energías renovables se encuentran en un nivel de desarrollo adecuado para su explotación comercial, una de ellas es la energía eólica que ha destacado por ser la más rentable.

La energía eólica ha crecido en los últimos años exponencialmente, este crecimiento demanda material, maquinaria, mano de obra y personal capacitado, al mismo ritmo del crecimiento, por lo que es necesario desarrollar en lo posible temas de energía eólica. De este hecho surge la idea central de este trabajo de tesis.

Este trabajo está basado en el proyecto CU Energía 1/17 del Macroproyecto "La Ciudad Universitaria y la Energía". Además de la experiencia laboral en el Parque Eólico "Eurus", ubicado en el istmo de Tehuantepec.

Esta tesis tiene el propósito de cuantificar la energía aprovechable contenida en el viento de Ciudad Universitaria. Para lograr una fácil comprensión se dividió en cuatro partes: la primera parte describe las principales características del fenómeno en estudio, es decir, características generales del viento. La segunda parte muestra la infraestructura necesaria para realizar la medición con la finalidad de obtener los datos fuente con los que se realizará el estudio de recurso. La tercera parte detalla la campaña de medición eólica realizada en la Ciudad universitaria y finalmente en la cuarta sección se realiza la evaluación del recurso eólico del campus.

Este orden de exponer el tema pretende ser una guía para evaluación del recurso eólico para cualquier asentamiento, y así contribuir al desarrollo eólico en nuestro país.

CAPITULO 1: RECURSO EÓLICO

1.1 Origen del viento

1.2 Variabilidad espacial

1.3 Variabilidad temporal

1.3.1 Interanual

1.3.2 Anual

1.3.3 Diario

1.3.4 Instantáneo

1.3.5 Escalas temporales del viento.

1.4 Evaluación del Recurso Eólico

1.4.1 Factores temporales

1.4.1.1 Turbulencia

1.4.1.2 Intensidad de turbulencia

1.4.2 Factores espaciales

1.4.2.1 Efectos del terreno en el viento

1.4.2.2 Extrapolación vertical

1.4.3 Estimación de Recurso

1.4.4 Densidad de potencia disponible en el viento

1.5 Recurso Eólico en México



CAPITULO 1: RECURSO EÓLICO

1.1 Origen del viento

El viento ha estado siempre presente en el pensamiento del hombre, así, observamos que el término eólico viene del latín Aeolicus, perteneciente o relativo a Éolo, Dios de los vientos en la mitología griega. La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas. Es un tipo de energía renovable ya que mientras la tierra reciba energía del sol el viento no cesará.

La energía eólica es la energía obtenida del viento. El viento tiene su origen en el desigual calentamiento de la atmósfera. Alrededor del 2% de la radiación proveniente del sol es convertida en energía eólica.

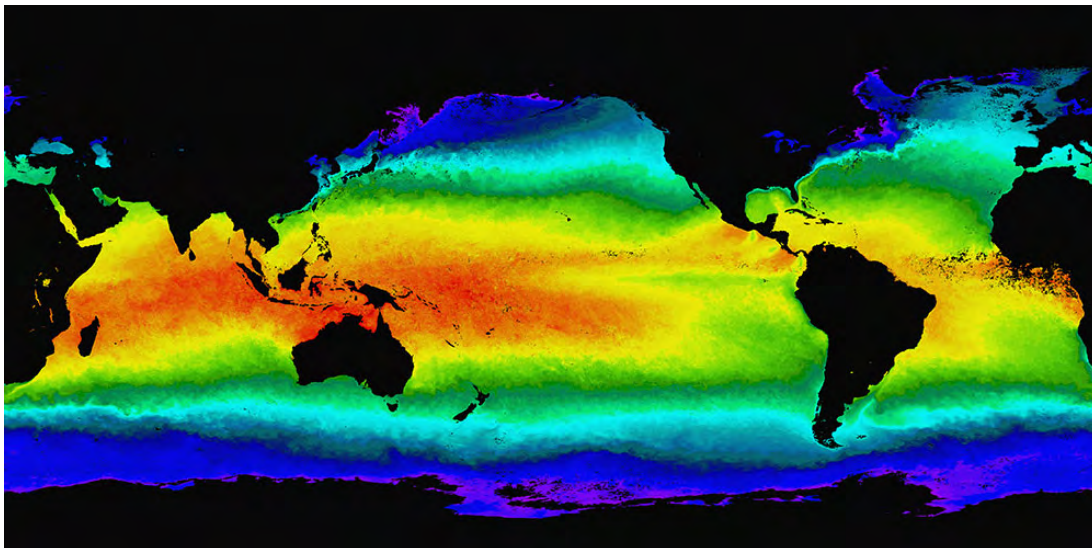


Fig. 1. 1 Promedio anual del calentamiento en la superficie de los océanos del mundo. Fuente: <http://www.nasa.gov>

La radiación solar que llega del Sol se distribuye de manera irregular en las diferentes partes de la Tierra, siendo las zonas tropicales y ecuatoriales las que más radiación reciben, y las polares las que menos.

Debido a que los rayos solares inciden perpendicularmente sobre las zonas tropicales y el ecuador, el aire asciende, porque al calentarse se vuelve menos denso. En cambio, en las zonas polares, al llegar menos radiación, el aire se enfría y con ello desciende, por lo que el aire cálido procedente de las zonas tropicales alcanzaría a los polos, y el aire frío de los polos llegaría a las zonas tropicales. Pero esto solo sería si la Tierra no rotara.

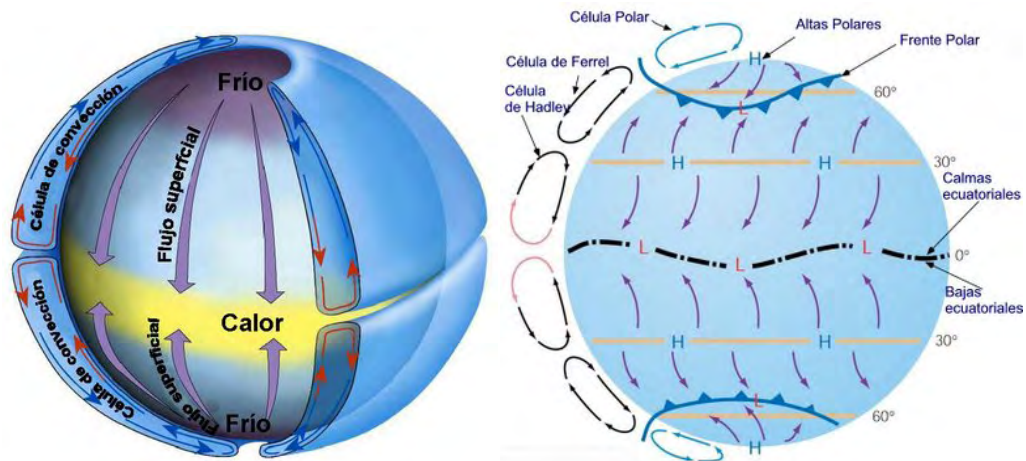


Fig. 1. 2 Dirección de circulación de las masas de aire (izquierda) Fuerza de Coriolis (Derecha). Fuente: www.nasa.com

Debido a la fuerza de Coriolis (que es la fuerza causada por la rotación de la Tierra), el aire asciende sobre el ecuador creando un cinturón de bajas presiones. Cuando los vientos alcanzan la tropopausa (capa que delimita la troposfera de la estratosfera) dejan de ascender, y se expanden hacia los lados (hacia el sur en el hemisferio sur, y hacia el norte en el hemisferio norte).

A partir de ahí, comienza a descender el aire, hasta que alcanza el suelo (en zonas subtropicales), y una vez que alcanza la superficie, este puede continuar el camino hacia el N o bien dirigirse de nuevo al ecuador. Una vez que el viento toca el suelo, vuelve a ascender en las zonas templadas, y al llegar a la tropopausa este puede dirigirse hacia los subtrópicos, o bien a los polos.

Este movimiento describe los vientos geostroficó, es decir los vientos globales a los cuales, están condicionados los vientos locales útiles para la generación eléctrica.

Para el estudio del viento con la finalidad de su explotación, conviene realizar análisis a diferentes escalas (tal y como una quinta dimensión), tanto espacialmente, como temporalmente. Con la finalidad de obtener alguna garantía de una mínima producción y seguridad en las instalaciones.

1.2 Variabilidad espacial

Los meteorólogos denominan a las tres escalas de movimiento atmosférico, como: macro-escala, meso- escala y micro-escala.

La macro-escala se encuentra en rangos promedio de 1000km de superficie, en esta escala el viento resulta de un equilibrio entre la fuerza de coriolis, la fuerza de presión, de manera que las trayectorias seguirían las líneas isobaras de presión constante. Este viento se suele conocer como geostrofico.



Fig. 1.3 Región a Macro-escala de la República Mexicana fuente: <http://maps.google.es/>

A meso-escala el gradiente de temperatura crea brisas en costas, montañas o valles. Un ejemplo de esto es el desigual calentamiento de la tierra y el mar, que absorben o emiten energía en forma de radiación que da lugar a brisas marinas diurnas y nocturnas.

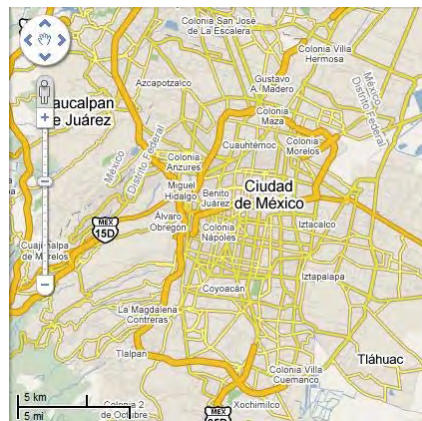


Fig. 1.4 Región a Meso-escala representativa de la Ciudad de México fuente: <http://maps.google.es/>

Finalmente la micro-escala representa una escala local, en este nivel puede haber muchos otros factores que afectan considerablemente el viento. Algunos factores son los obstáculos y las configuraciones orográficas, que provocan efectos de aceleración.



Fig. 1.5 Región a Micro-escala representativa de la Ciudad Universitaria fuente: <http://maps.google.es/>

1.3 Variabilidad temporal

Una de las características principales del viento es la variabilidad temporal en un amplio rango de escalas. Si se observa en un lugar fijo las medidas que da un anemómetro, es evidente su variación aleatoria e incluye múltiples frecuencias que van desde periodos de 10 veces por segundo hasta varios años. Las variaciones de la velocidad del viento en el tiempo pueden dividirse dentro de las siguientes categorías:

- Inter- anual
- Anual
- Diaria
- Instantáneas (ráfagas y turbulencia)

1.3.1 Interanual

Estas variaciones ocurren en lapsos mayores a un año, provocando importantes efectos a largo plazo en la producción eólica. La capacidad de estimar la variabilidad interanual de un sitio tiene tanta importancia como determinar a largo plazo el comportamiento del viento. Meteorólogos generalmente concluyen que es necesario 30 años de datos para determinar el comportamiento a largo plazo del clima y al menos 5 para obtener un promedio anual de velocidad del viento fiable de un sitio. Sin embargo intervalos menores pueden usarse satisfactoriamente. Se ha establecido la regla de oro de que 1 año de registro de datos son suficientes para predecir a largo plazo el promedio de la velocidad del viento. Investigadores continúan buscando modelos fiables para encontrar la velocidad promedio del viento a largo plazo. La complejidad de las interacciones de fenómenos meteorológicos y los factores topográficos los cuales producen las variaciones en el viento, hacen que esta tarea sea muy difícil.

1.3.2 Anual

Existen variaciones significativas en la velocidad promedio del viento entre estaciones o en meses. Como ejemplo de esto en la región más ventosa de nuestro país (el Istmo de Tehuantepec), los vientos más fuertes se concentran desde mediados del otoño hasta entrada la primavera. Es así que hay periodos marcados por las estaciones donde el viento adquiere características que definen el ciclo anual.

1.3.3 Diario

En ambos trópicos y latitudes templadas, grandes variaciones del viento pueden ocurrir durante el día o escala diaria. Este tipo de variaciones del tiempo es debido a la diferencia de temperatura que la atmósfera experimenta con la presencia y la ausencia del sol durante el ciclo de radiación diario. Una típica variación diaria es el incremento de la velocidad del viento antes de medio día contra el decremento de la velocidad durante la tarde hasta la puesta de sol. Las variaciones diarias en la radiación solar son responsables de las variaciones en la velocidad del viento en latitudes templadas sobre áreas relativamente planas. Estos cambios son mucho más notorios durante la primavera y el verano mientras que en invierno son menores. La velocidad del viento también es

afectada por el lugar y la altitud sobre nivel del mar. Por ejemplo, en lugares altos como montañas el comportamiento diurno puede ser muy diferente por efecto de la transferencia de los momentos del viento más alto sobre el bajo.

1.3.4 Instantáneo

El interés por las variaciones instantáneas en la velocidad del viento es debido a la información que nos proporciona para el estudio de turbulencia y las ráfagas. Las medidas del viento se realizan comúnmente en intervalos cortos de 10 minutos, es decir, estos valores diezminutales con un muestreo de 1[Hz]. Esta práctica común asume estos valores como representativos de la turbulencia.

Para las aplicaciones de energía eólica, es necesario cuantificar los cambios de la turbulencia dentro del flujo, esto para ayudar al diseño de aerogeneradores fijando así factores como: la carga máxima, predicción de fatiga de los materiales, diseño estructural, control, sistemas de operación y calidad de la energía.

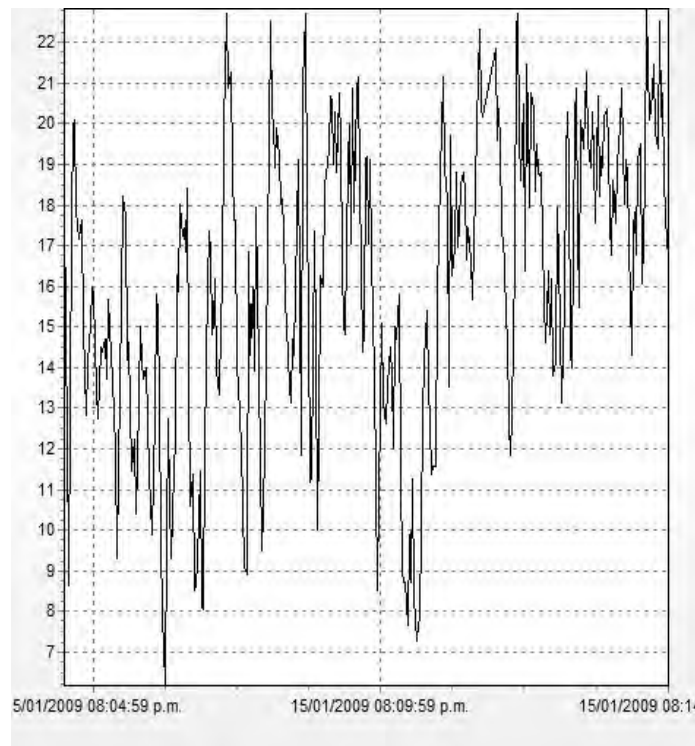


Fig. 1. 6 Fluctuaciones de periodos instantáneos de la velocidad del viento. Fuente: Estación JARBO, UNAM

1.3.5 Escalas temporales del viento.

Las investigaciones han mostrado que los registros de las velocidades del viento para un lugar determinado presentan variaciones aleatorias en varias frecuencias que van desde 10 veces por segundo hasta varios años. Lo que significa que existe variación del día con la noche, entre las estaciones, así como entre años. Las variaciones de largo plazo son menos predecibles por lo que son un factor importante en el cálculo del recurso eólico.

De la gráfica (Fig. 1.7). En abscisas aparece el logaritmo de la frecuencia y en ordenadas el producto de la frecuencia por el espectro de la velocidad del viento. El área bajo la curva es la energía cinética contenida en el viento, se observa que hay picos cercanos a un minuto, otro pasando por un día y finalmente cada 4 días. El periodo de 1 minuto define la escala micro-meteorológica que representa la turbulencia y cuatro días definen la macro-meteorológica que describen el paso de frentes o núcleos de altas o bajas presiones.

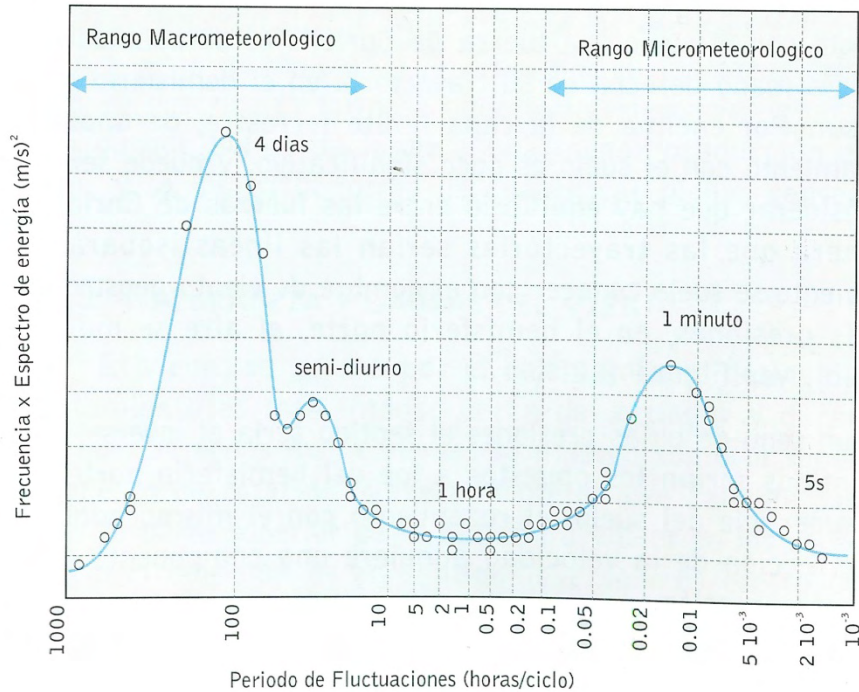


Fig. 1. 7 Espectro típico de las variaciones del viento en todas sus escalas. [2]

1.4 Evaluación del Recurso Eólico

1.4.1 Factores temporales

1.4.1.1 Turbulencia

Las variaciones con muy alta frecuencia totalmente aleatorias se dice que son turbulentas. La turbulencia del viento puede tener una media relativamente constante durante períodos de tiempo de una hora o más, pero a lo largo de un periodo (minutos o menos) puede ser bastante variable.

Esta variación desordenada no sólo es temporal sino también espacial, de manera que la incidencia del campo velocidad del viento incide sobre un aerogenerador como la imagen (Fig.1.8).

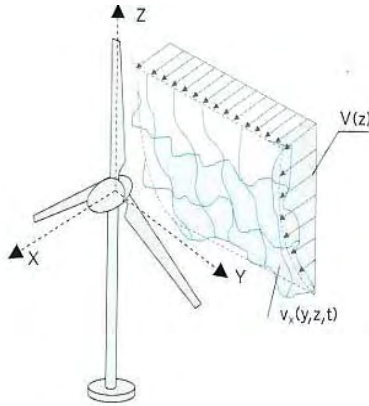


Fig. 1. 8 Variaciones en espacio del tiempo. [2]

1.4.1.2 Intensidad de turbulencia

El parámetro básico de la turbulencia es la *intensidad de turbulencia*, está definido por la relación de la desviación estándar de la velocidad y la media. En este cálculo ambas velocidades son obtenidas durante un período de tiempo más largo que el de las fluctuaciones de la turbulencia, pero más pequeños que los periodos asociados con otros tipos de variaciones de velocidad del viento tales como los efectos diurnos. El tamaño de este periodo es normalmente menor a una hora, y por convención igual a 10 minutos, la frecuencia de muestreo es normalmente de un segundo (1 [Hz]). Así la intensidad de turbulencia, TI , es definida por:

$$TI = \frac{\sigma_v}{V} \quad (1)$$

Donde: σ_v = desviación estándar:

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (v_i - V)^2} \quad (2)$$

Donde: n = número de registros; v_i = velocidad instantánea; V = velocidad del viento promedio en el periodo

La intensidad de turbulencia normalmente se mantiene en el rango de 0.1 a 0.4. En general valores altos de intensidad de turbulencia ocurren con bajas velocidades de viento, pero el límite inferior en un emplazamiento dado dependerá de las características específicas del terreno y las condiciones de superficie en el sitio.

1.4.2 Factores espaciales

1.4.2.1 Efectos del terreno en el viento

Para el estudio de los efectos del terreno sobre el viento, conviene clasificarlos delimitando sus características. La forma básica para clasificar un terreno es en terreno-plano y terreno-no plano (algunos autores lo llaman terreno complejo). El terreno-plano es una superficie con pocas irregularidades como bosques o viviendas cercanas, mientras que el terreno-no plano tiene grandes elevaciones o depresiones como montes, crestas y cañadas.

El terreno complejo, tiene muchas características, una sub-clasificación general es: elevación o depresión aislada y terreno montañoso. Las condiciones de flujo en el terreno montañoso es complejo porque las depresiones y elevaciones ocurren de manera aleatoria, de esta manera el flujo en este tipo de terreno puede ser a pequeña y gran escala, elevaciones o depresiones aisladas para la primera clasificación y terreno montañoso para la segunda. La clasificación se puede realizar siguiendo una sencilla regla. Comparando el terreno con una capa atmosférica definida a 1 km, es decir, si la altura de las montañas es una fracción de por lo menos 10% de la capa atmosférica definida, es un terreno considerado de pequeña escala.

Un parámetro importante para determinar la clasificación de un sitio es la dirección del viento, ya que podría haber una montaña cercana al emplazamiento propuesto, se podría decir que es un terreno no-plano, sin embargo si el viento sopla menos o igual a 5% del tiempo con bajas velocidades (alrededor de 2 m/s) en dirección de la irregularidad se puede considerar como terreno plano.

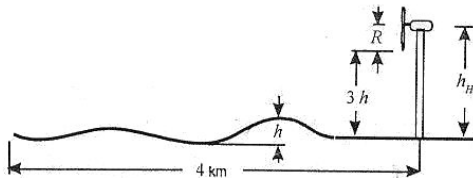


Fig. 1. 9 Determinación del terreno plano [3]

Terrenos Planos

El flujo del viento sobre terrenos planos con obstáculos, especialmente los hechos por el hombre, han sido bastante estudiados. Los obstáculos hechos por el hombre están definidos por edificios, graneros, etc. Los obstáculos naturales incluyen la vegetación del emplazamiento.

Para entender el flujo del viento a través de obstáculos hechos por el hombre, se define al obstáculo como un rectángulo y al flujo en 2 dimensiones. Este flujo produce un momento y un barrido libre separado, desde el borde del obstáculo hasta el final de él, formando una frontera entre la región de flujo inerte re-circulante y una región de flujo exterior. Tal como lo muestra la figura 1.10

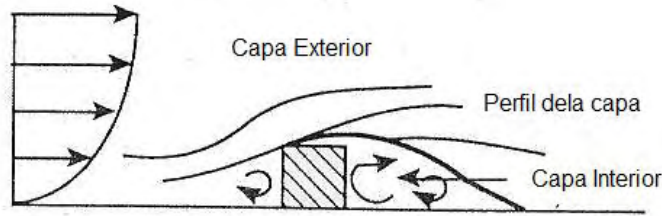


Fig. 1. 10 Esquema de comportamiento del viento con obstáculos [3]

Como resultado de este análisis, la potencia y turbulencia se ven afectadas, cambiando sus indicadores conforme la distancia al obstáculo. Tal como se muestra la figura 1.11.

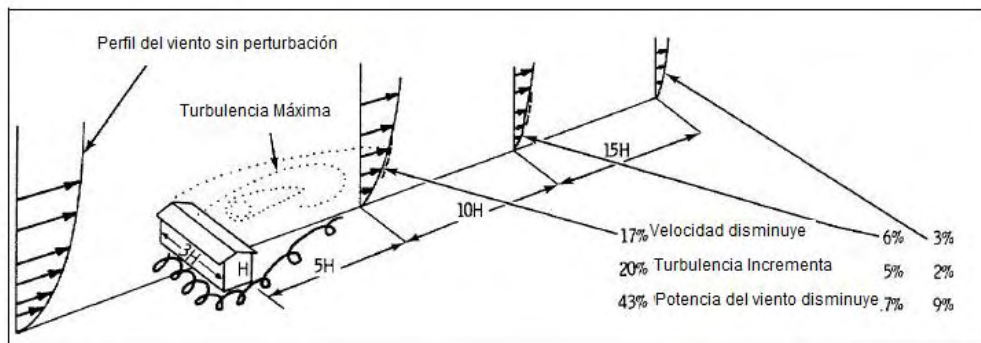


Fig. 1. 11 Efectos de obstáculos en el flujo del viento [3]

La superficie natural de la tierra no es uniforme y presenta cambios significativos de rugosidad de un sitio a otro, esto naturalmente altera el perfil del viento. Cuando la rugosidad del terreno cambia de suave a áspero, la parte baja del perfil del viento resulta muy afectada, como se muestra en la figura 1.12.

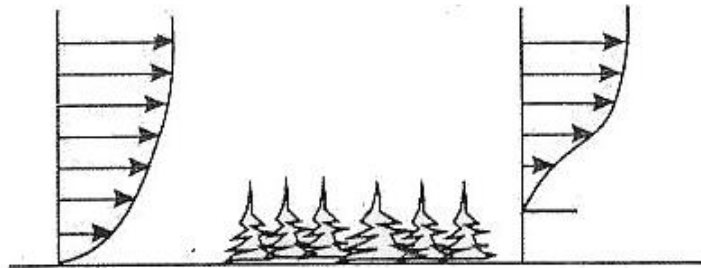


Fig. 1. 12 Efectos del cambio de la rugosidad [3]

Terrenos complejos

Como se dijo antes, dentro de esta clasificación existen otras sub-clasificaciones: pequeña y gran escala, que tiene la intención de caracterizar terrenos con formaciones aisladas (depresiones y elevaciones) y terrenos montañosos. Dentro de los terrenos no-

planos de pequeña escala hay características que necesitan estudiarse por separado, como lo son las elevaciones y las depresiones.

Para el caso de elevaciones aisladas se han llevado a cabo numerosas investigaciones con agua y túneles de viento para caracterizar el flujo en especial para colinas. Estas investigaciones indican que las colinas con forma alargada con 600 metros o menos en relación al terreno de los alrededores, y con una relación de anchura y altura menor a 10, aprovechan mejor la energía del viento en función de la dirección y la forma.

Cuando el viento dominante es perpendicular al eje de la colina es la mejor condición para aprovechar el viento, y cuando es paralelo es la condición menos deseable. La forma de la colina debería ser preferentemente cóncava barlovento a la dirección dominante del viento.

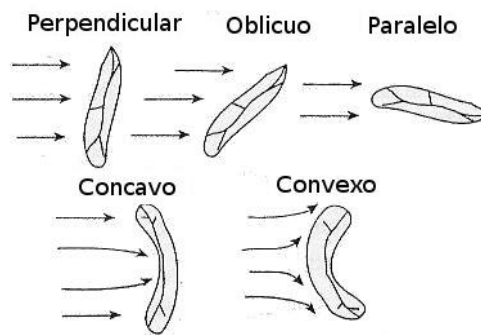


Fig. 1. 13 Efectos de la orientación y forma de las colinas [3]

Las *depresiones* están caracterizadas por terrenos bajos respecto a sus alrededores. La aceleración del viento es mejor si la depresión puede canalizar el viento. Esta clasificación incluye regiones como valles, cañones, cuencas. Uno de los factores que intervienen en el flujo de este tipo de terrenos es el flujo diurno aunque existen muchos más, como: la orientación de la depresión en relación al viento, estabilidad atmosférica, ancho, largo, forma, rugosidad y regularidad de la depresión.

Los valles y cañones superficiales (menores a 50 m) son considerados depresiones de pequeña-escala mientras que formaciones como cuencas se consideran de gran escala.

El gran número de parámetros que intervienen en las características del viento, hacen que sea muy difícil modelar el flujo dentro de las depresiones.

1.4.2.2 Extrapolación vertical

Debido a que las mediciones preliminares generalmente se realizan a menor altura, que la necesaria para la evaluación de recurso eólico, existen técnicas comúnmente usadas para estimar velocidades a mayores alturas, es decir, extrapolar los datos y de esta manera obtener la velocidad a altura apropiada.

Una de las formas para calcular la variación de la velocidad de viento con respecto a la altura z está dada por la ecuación:

$$v(z) = \frac{v_f}{K} \left[\ln \frac{z}{z_0} - \xi \left(\frac{z}{L} \right) \right] \quad (3)$$

Donde: La función $\xi(z/L)$ es determinada por la radiación solar neta en el sitio. Esta ecuación aplica para tiempos cortos (por ejemplo un minuto) de velocidades promedio y no para promedios mensuales o anuales.

Esta ecuación ha mostrado ser satisfactoria para los estudios detallados en ciertos sitios críticos, pero en general es demasiado difícil usarla para los estudios de ingeniería. Esto ha llevado a varios investigadores a buscar expresiones más simples que puedan dar resultados satisfactorios. La más común de estas expresiones y más simple es la ley exponencial de Hellmann que relaciona las velocidades de dos alturas cualesquiera y que es expresada en la ecuación siguiente:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha \quad (4)$$

Donde: v = velocidad a la altura H , v_0 = la velocidad a la altura H_0 ; α = coeficiente de fricción o exponente de Hellman.

Este coeficiente está en función del tipo de terreno sobre el cual se está midiendo la velocidad del viento, frecuentemente se toma como un valor de $1/7$ para terrenos abiertos [1,6,7]. También es necesario considerar que este parámetro puede variar para un mismo sitio desde un valor de $1/7$ durante el día hasta $1/2$ durante la noche [8]. A esta última ecuación también se le conoce como la *ley de potencia* y cuando el valor de α es igual a $1/7$, se le conoce como la *ley de potencia de un séptimo*.

En esta ley dada en la ecuación (4), el parámetro α es determinado empíricamente y la ecuación puede ser usada para ajustar datos razonablemente bien en el rango de 10 hasta 100-150 metros para terrenos simples sin obstáculos. El exponente α varía con la altura, hora del día, época del año, naturaleza del terreno, velocidades de viento y temperatura, como se ha comprobado en los análisis realizados en varias partes del mundo [9].

Hay tablas de valores del exponente de Hellmann, que se dan en función de la rugosidad del terreno, como las encontradas en las referencias [1,7,12] y que en general dan los datos indicados en la tabla 3.

Tipo de terreno	Coefficiente de fricción α
Lagos, océano, superficies suaves y duras	0.10
Césped	0.15
Terrenos de cultivo, setos o vallas, y arbustos	0.20
Campo boscoso con muchos árboles	0.25
Pueblo pequeño con algunos árboles y arbustos	0.30
Área de la ciudad con edificios altos	0.40

Tabla 1.1 Coeficiente de Fricción para diferentes tipos de terreno

Otra fórmula, aprobada es la conocida como la ley del perfil logarítmico del viento, indicada en la siguiente ecuación:

$$\frac{v}{v_0} = \frac{\ln(H/z_0)}{\ln(H_0/z_0)} \quad (5)$$

Donde: z_0 = coeficiente de longitud de rugosidad.

El cual depende básicamente del tipo de terreno, espaciamiento y altura de rugosidades (agua, pasto, etc.) y tiene valores desde 0.0002 hasta 1.6 o más. Estos valores pueden encontrarse en tablas [1,3], y son estimados, ya que dependen de varios factores, además de la rugosidad del terreno, pues incluso esta puede cambiar durante el día y la noche, durante el año, ya que los lugares de medición o monitoreo pueden ser tierras de uso agrícola y obviamente la longitud de los cultivos es variable.

Algo que conviene destacar es que z_0 , para un terreno homogéneo, se puede obtener mediante mediciones realizadas a dos alturas distintas sobre el terreno, en caso necesario con esta z_0 se puede calcular la velocidad a otras alturas; y la idealización matemática del perfil de velocidad sería la expresada por la ecuación (4), dándole más simplicidad a los cálculos [13]. La tabla 1.2 es comúnmente utilizada para determinar los coeficientes de rugosidad a utilizar.

Clase de Rugosidad	Descripción	Longitud de la rugosidad Z[m]
0	Superficie del agua	0.0002
1	Áreas abiertas con muy poca protección contra el viento	0.03
2	Terreno agrícola con algo protección contra el viento de más de 1 km de distancia de separación	0.1
3	Distritos urbanos y terreno agrícola con mucha protección contra el viento	0.4
4	Ciudades grandes o bosques	1.6

Tabla 1. 2 Clasificación de Rugosidad y Valores de Coeficientes de Rugosidad para Diversos Tipos de Terreno [1].

La manera de tener coeficientes de fricción y rugosidad confiables, para poder realizar estimaciones en sitios similares por su cercanía y por sus condiciones ambientales, es a partir de los registros de mediciones de velocidad del viento a diferente altura de al menos un año. Se obtiene primero el exponente α para dos diferentes alturas y velocidades usando la ecuación (3) y tendremos la siguiente ecuación:

$$\alpha = \frac{\ln(v) - \ln(v_0)}{\ln(H) - \ln(H_0)} \quad (6)$$

Al igualar las ecuaciones (4) y (5) se obtiene el coeficiente de rugosidad z_0 , de la siguiente forma:

$$z_0 = \exp \frac{H_0^\alpha \ln H - H^\alpha \ln H_0}{H_0^\alpha - H^\alpha} \quad (7)$$

De esta manera ambos coeficientes de fricción y de rugosidad se cumplen para dos diferentes mediciones y entonces se puede presentar el perfil de viento correspondiente y factores para un día, época, año y para las diferentes direcciones del viento [9,10].

1.4.3 Estimación de Recurso

Para realizar una estimación de recurso de un sitio, son necesarios datos de viento generados por una estación meteorológica preferentemente de un periodo largo. Estos datos deben incluir por lo menos, dirección y velocidad del viento. Existen muchas formas de resumir los datos para llevar a cabo una evaluación de recurso de un sitio en particular, estas técnicas incluyen métodos estadísticos y directos.

Para pronosticar la variación de la velocidad media del viento para un largo tiempo se utiliza la función de distribución acumulada o curva de duración del viento, esta función aporta información sobre la probabilidad de que la velocidad V exceda un valor límite, V_0 durante un periodo dado.

Cuando esta probabilidad se multiplica por 8760 (horas anuales) se obtienen las horas equivalentes que durante un año esperamos que exceda esta velocidad. Una función que es muy usada para análisis de viento, es la distribución de Weibull que esta descrita por la siguiente ecuación:

$$F(V_o) = P(V_o < V) = \exp\left[-(V_o / C)^k\right] \quad (8)$$

Donde aparecen los parámetros de escala C y de forma k cuyo valor cambia dependiendo del emplazamiento en estudio. El factor de forma varía en un rango de 1.5 y 3.0. Para el caso particular k=2, se le conoce como la distribución de Rayleigh.

La figura 1.18 se muestran distintas curvas de duración para distintos valores de k.

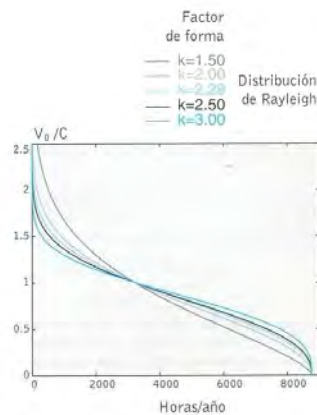


Fig. 1. 14 Curvas de Weibull de duración de Viento [2]

Para un intervalo de velocidad la fracción del viento la parte del tiempo en que la velocidad estaría en el intervalo. Si esta diferencia fuese muy pequeña, dicha parte sería \$f(V)dV\$, la cual es la función de densidad de probabilidad. La figura 1.15 muestra distintos valores del factor de forma k para la distribución de Weibull.

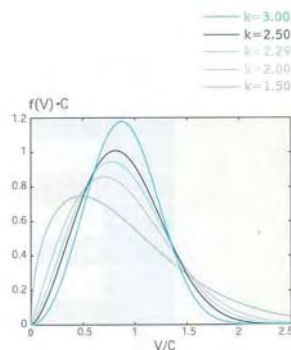


Fig. 1. 15 Curvas de Weibull de función de densidad de probabilidad

Los valores k y C se deben obtener a partir de las medidas tomadas en el emplazamiento. Para lograrlo se ajustan los datos obtenidos mediante mínimos cuadrados a la distribución de Weibull mediante las siguientes fórmulas.

$$Y = Y_o + kX \quad (9)$$

$$\text{Donde } Y = \ln(-\ln(F)) \quad (10)$$

$$X = \ln(V_o) \quad (11)$$

Con la pendiente de la recta calculamos k y con su intersección con Y obtenemos Y_o para obtener C.

$$Y_o = -(k) \ln(C) \quad (12)$$

Una vez determinado el valor de k y C se puede obtener otro parámetro interesante para la evaluación de recurso eólico: la dirección. Es común mostrar información simultánea, dirección e intensidad del viento en un solo gráfico. Este gráfico es llamado rosa de los vientos, este gráfico se representa en la figura 1.16 donde se han considerado 16 segmentos, que representan direcciones angulares según la procedencia del viento. La longitud radial dividida representan la duración en el tiempo y la proporción de energía contenida en el sector

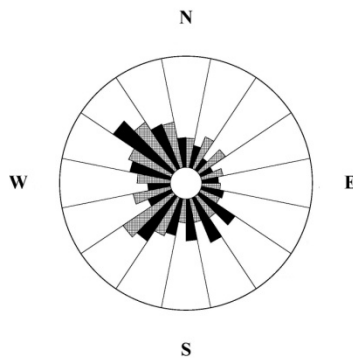


Fig. 1. 16 Rosa de los viento, de la estación DGSCA

1.4.4 Densidad de potencia disponible en el viento

El recurso eólico en un sitio puede ser descrito a grandes rasgos por la velocidad media del viento, pero la densidad de potencia disponible en el viento proporciona una indicación más correcta del potencial de energía eólica de un sitio. La densidad de potencia WPD, es proporcional a la suma del cubo de la velocidad promedio a corto plazo del viento y la densidad del aire. Debido a este término cúbico, dos sitios con la misma velocidad promedio del viento pero con diferentes distribuciones pueden tener valores muy diferentes de densidad de potencia.

La densidad de potencia disponible en el viento, se calcula con la siguiente ecuación:

$$WPD = \frac{1}{2n} \sum \rho(V)^3 [W / m^2] \quad (13)$$

Donde: n = número de registros; ρ = la densidad el aire; V = velocidad del viento

Esta ecuación sólo debe utilizarse para registros individuales de medición y no para los registros promedio a largo plazo tales como el valor mensual o anual. Utilizar esta ecuación con promedios a largo plazo subestimarán la densidad de potencia disponible en el viento debido a que los promedios a largo plazo no incluirán la mayoría de los registros de más alta velocidad.

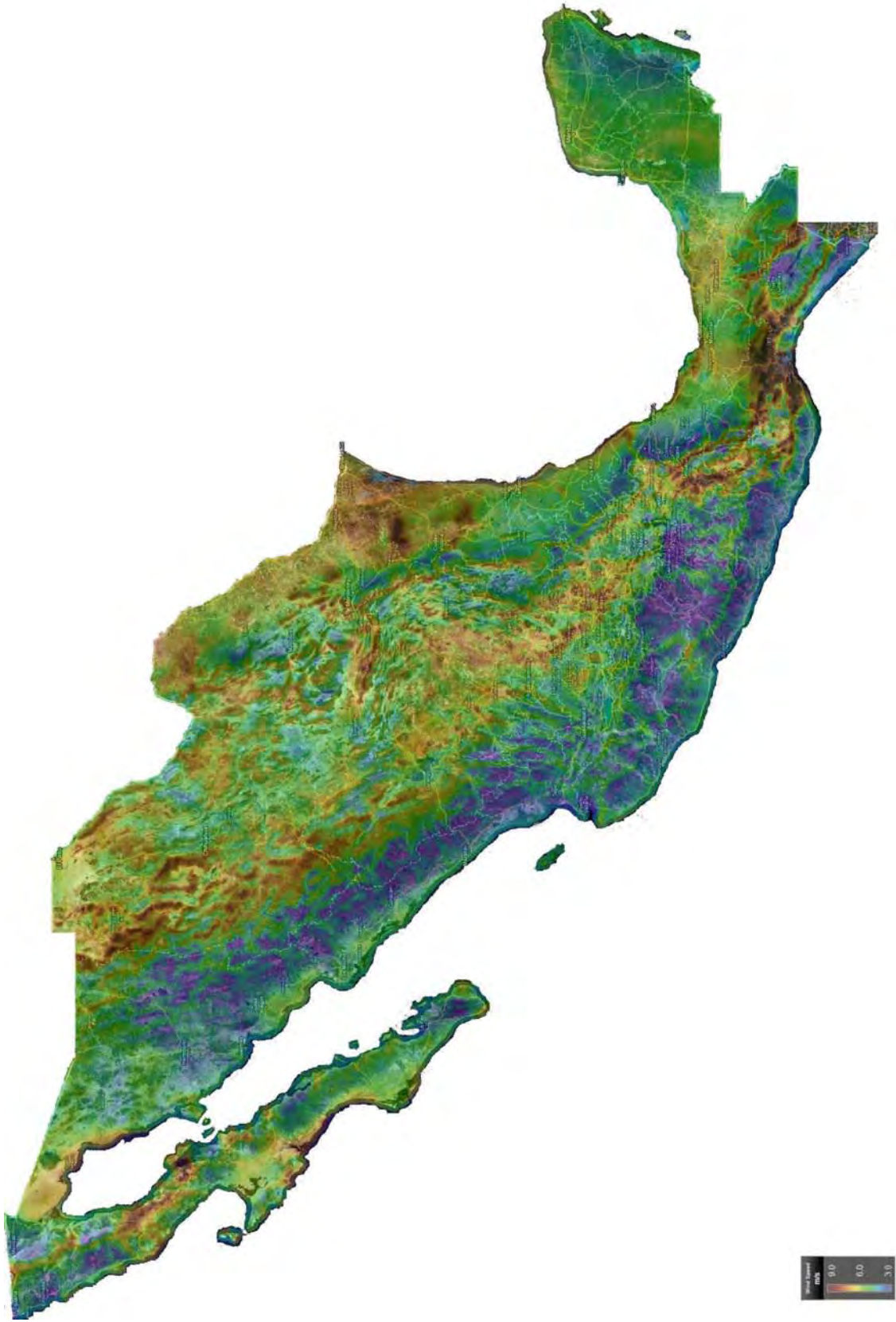
La densidad del viento depende de la temperatura y de la presión y puede variar de 10% a 15% por temporada. Si se conocen la presión y temperatura del sitio en registros diezminutales, la densidad del viento puede ser calculada utilizando la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{P}{RT} \quad (14)$$

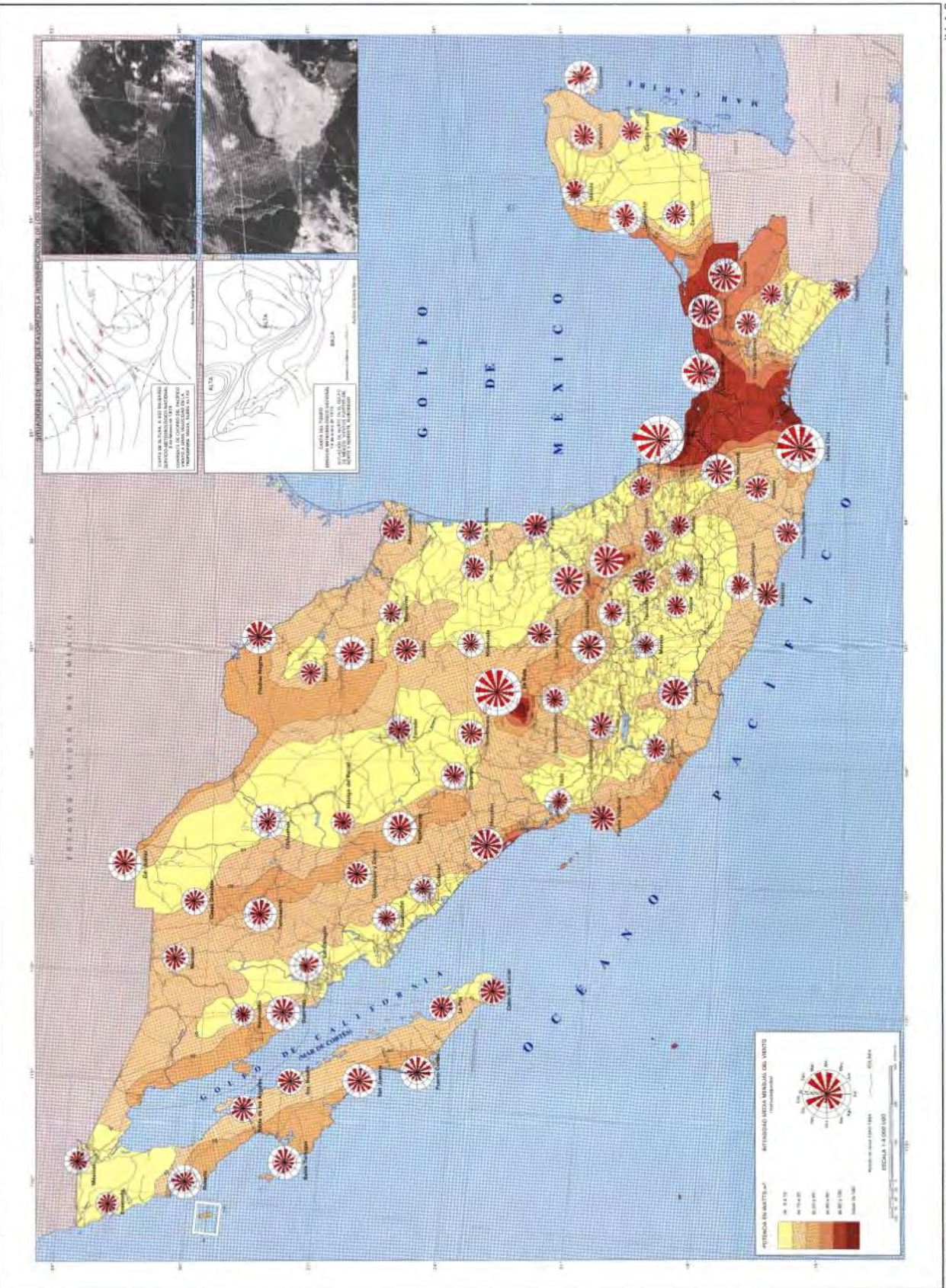
Donde: ρ = la densidad del aire; P = Presión del aire; T = temperatura del aire; R = Constante de los gases

1.5 Recurso Eólico en México

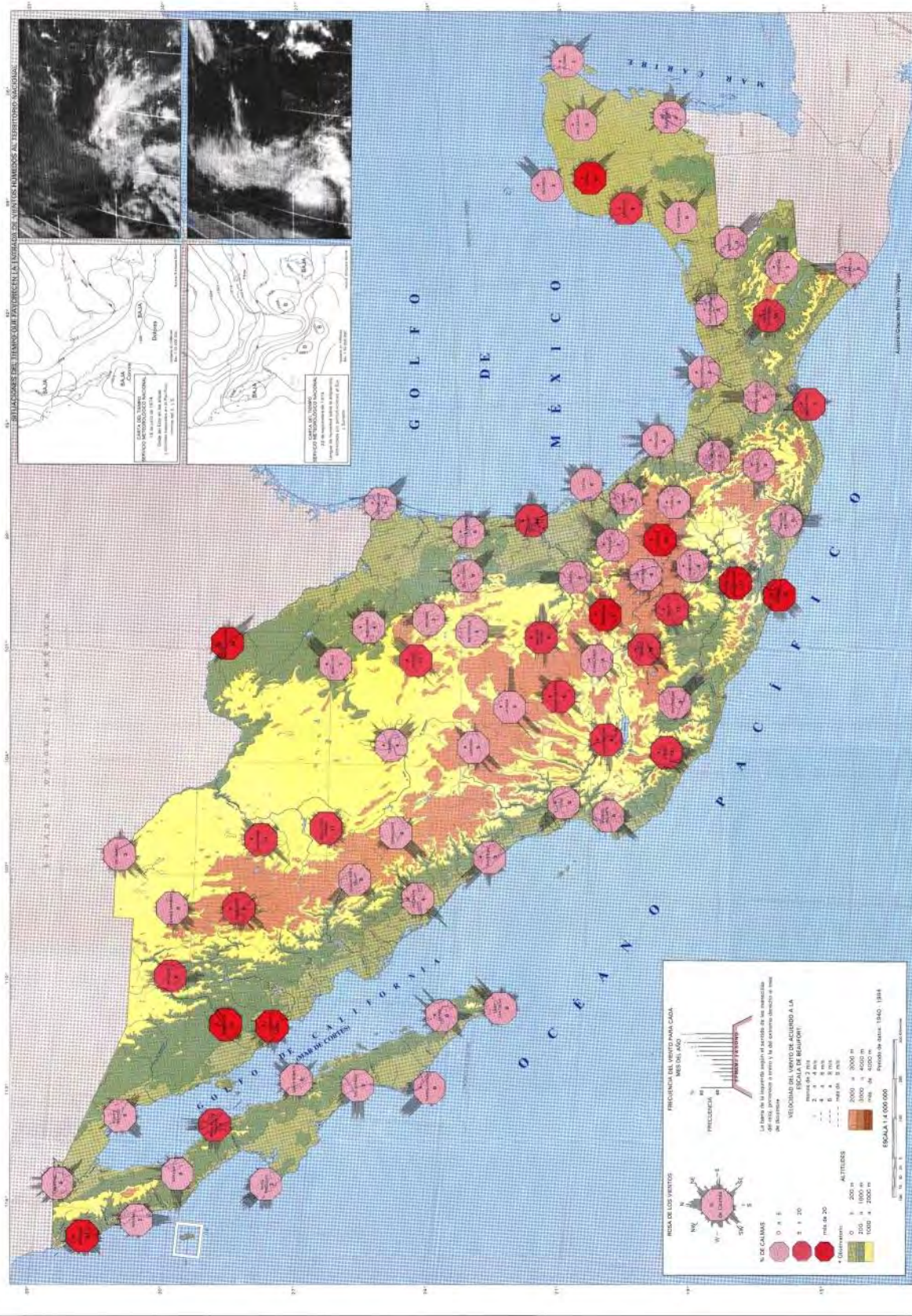
Las características del viento en México a macro-escala han sido estudiadas por diversas instituciones, se han hecho mapas especializados mostrando estas características, al final de este capítulo se anexan mapas de las características del viento en México. El mapa de velocidad anual promedio fue hecho por la compañía 3-TIER y publicado en su página de internet, fue generado a través de modelos de flujo. Los mapas de energía del viento dominante y viento dominante durante el año, fueron realizados por el Instituto de Geografía basados en datos públicos de estaciones existentes. Estos mapas son un primer acercamiento al estudio del viento, sirven para determinar las mejores zonas que merezcan la pena un estudio más profundo.



Fuente: 3TIER: <http://www.3tiergroup.com/>



Fuente: Instituto de Geografía UNAM: <http://www.igeograf.unam.mx/iggweb/pdf/publicaciones/atlas/atlas/enervientdom.jpg>



Fuente: Instituto de Geografía UNAM: <http://www.igeograf.unam.mx/iggweb/pdf/publicaciones/atlas/atlas/vientdomanual.jpg>

CAPITULO 2: CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

2.1 Campaña de medición

2.2 Parámetros

2.2.1 Velocidad del Viento

2.2.2 Dirección del Viento

2.2.3 Temperatura y Presión

2.3 Equipo

2.3.1 Sensores

2.3.1.1 Anemómetros

2.3.1.2 Veletas

2.3.1.3 Termómetros y Barómetros

2.3.2 Registradores de datos

2.3.3 Sistemas de comunicación

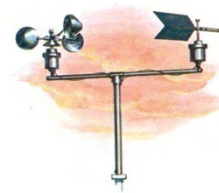
2.3.4 Otros Accesorios

2.3.5 Torres

2.4 Tratamiento de Datos

2.4.1 Validación de datos

CAPITULO 2: CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO



2.1 Campaña de medición

Los objetivos de la evaluación eólica determinan la campaña de medición eólica más adecuada. Esta varía dependiendo de los parámetros a medir, el tipo de sensores, la cantidad y ubicación de las estaciones anemométricas, altura de medida, frecuencia de colecta y tipos de reportes.

Los parámetros básicos a medir son: la velocidad y dirección de viento, por esto, los sensores básicos son el anemómetro y la veleta. En cada estación anemométrica se acostumbra colocar por lo menos 2 anemómetros para validar los datos y para obtener el perfil del viento que determinan los valores de rugosidad del terreno.

La ubicación y cantidad de estaciones está limitado principalmente por el factor económico, ya que para el evaluador es mejor la mayor cantidad de estaciones en los puntos más representativos del área. La altura óptima para que los sensores tomen datos en el emplazamiento es igual a la altura de buje de la aeroturbina que se pretende instalar, sin embargo, en un primer acercamiento es permisible alturas menores, que nos den información básica que nos permita decidir por un estudio más profundo.

Finalmente, se debe determinar la frecuencia de colecta, ya que una inspección oportuna de los datos, alerta de las fallas que pudieran ocurrir con los equipos de medición, almacenamiento o suministro de energía, reduciendo así pérdidas de datos.

2.2 Parámetros

La finalidad de la campaña de medición es la colecta de datos que nos brinden la información suficiente para conocer las características del viento de un sitio dado. Los parámetros básicos, como ya se dijo, son la velocidad y dirección del viento, aunque la temperatura y presión del aire son de gran utilidad para la determinación del potencial eólico. Cada uno de los parámetros anteriores es medido a una altura apropiada dependiendo de su naturaleza.

La velocidad del viento es medida como estándar meteorológico internacional a una altura de 10 [m], pero para los análisis eólicos no es suficiente, ya que las aeroturbinas modernas poseen una altura de buje de 60 a 100 [m]. Basta una altura de 30 a 40 [m] para las estaciones anemométricas de evaluación, distribuyendo de 3 a 4 anemómetros a diferentes alturas de la torre.

La colocación de las veletas, normalmente se hace a la misma altura que los sensores de velocidad para tener un par de valores, referidos a una misma altura, sin embargo, para la dirección es menos estricta la colocación de veletas a múltiples alturas, ya que la variación de la dirección a distintas alturas normalmente no excede los 15°.

La temperatura y la presión son parámetros asociados a escalas espaciales mayores a la de un emplazamiento, lo que indica que dentro del espacio estudiado, los cambios no afectan sustancialmente la evaluación, por lo que medirlas a pocos metros sobre el suelo es suficiente. Existen algunos casos donde la temperatura es medida en la base de la estación anemométrica y en lo más alto, con la finalidad de estudiar el gradiente de temperatura, el cual provee información sobre turbulencia y estabilidad atmosférica. La altura de los sensores se muestra en la figura 2.1.

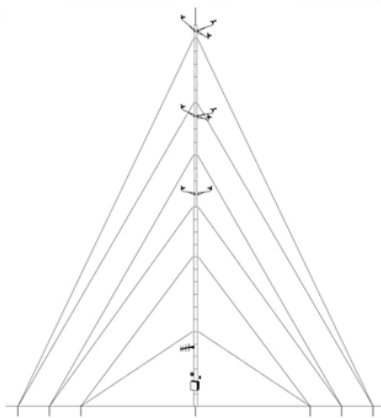


Fig. 2. 1 Sensores a diferentes alturas en una estación de medición anemométrica. Fuente: NRG Systems, <http://www.nrgsystems.com/>

Medir y almacenar estos parámetros implica una serie de funciones internas del registrador de datos que necesitan ser definidas. El muestreo de los datos puede ser de unidades por segundo mientras que los registros de valor medio, desviación estándar, máximos y mínimos son diezminutales de acuerdo con los estándares internacionales

Los registros de valor medio está definido como el promedio de todos los valores muestreados. La desviación estándar es obtenida mediante la relación, entre los valores instantáneos y el promedio, es indicador de la turbulencia y de la estabilidad atmosférica. Los valores máximos y mínimos están definidos como el máximo y mínimo valor presentado en un intervalo temporal.

2.2.1 Velocidad del Viento

Este parámetro es obtenido mediante el anemómetro. Los datos de velocidad de viento son el mayor indicador de la energía eólica presente en un lugar. Los múltiples datos a distintas alturas determinan las características del perfil del viento, lo que permite hacer extrapolaciones a alturas de buje de diferentes aeroturbinas.

2.2.2 Dirección del Viento

Para definir la dirección dominante del viento se instalan veletas a distintas alturas, la información de la dirección se utiliza principalmente para la optimización del diseño de parque de una central eólica.

2.3.3 Temperatura y Presión

La temperatura y presión son un importante indicador de la energía disponible en el viento, ya que son parámetros necesarios para el cálculo de la densidad del aire, una variable fundamental en la estimación de energía de salida de una aeroturbina.

2.3 Equipo

El equipo utilizado en las estaciones anemométricas debe cumplir con el objetivo de generar datos continuos en el tiempo y de buena calidad. Esto se logra utilizando instrumentos robustos y que a la vez mantengan su calibración el mayor tiempo posible. Las características de estos instrumentos se muestran en la tabla 2.1

La estación también está compuesta por un registrador de datos, encargado de generar y almacenar todos los registros provenientes de las señales de los sensores, este equipo se suele conectar a un módulo de comunicación como GSM, satelital, radio o Ethernet. La comunicación con la estación permite un mayor control de ella ya que se pueden hacer colectas de datos remotos o incluso acceso a datos en tiempo real.

La lejanía del suministro eléctrico de las estaciones obliga a incorporar un sistema de generación de autoconsumo. Este sistema generalmente se implementa con un sistema de generación fotovoltaico.

El soporte mecánico de todo este sistema es un mástil o torre que permite alcanzar las alturas necesarias para la instalación de los sensores, todo este conjunto forma la Estación Anemométrica. Es importante mencionar que este sistema está expuesto al vandalismo, por lo que se debe tomar en cuenta en todo momento. El conjunto de equipos es mostrado en la figura 2.2.

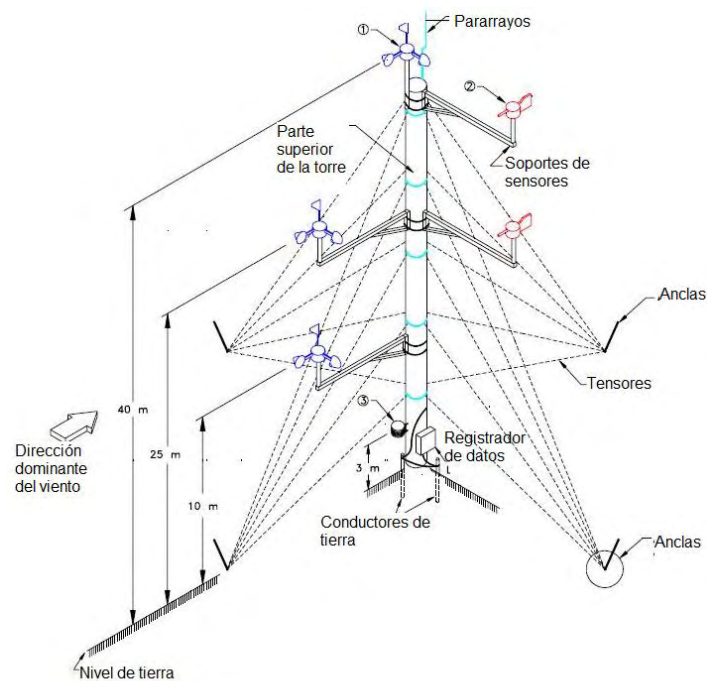


Fig. 2.2 Equipo de una estación anemométrica [1]

Las estaciones anemométricas pueden adquirirse como un solo paquete por diversos proveedores, o por separado. Cuando se compran por separado es importante verificar la compatibilidad de todos los equipos.

2.3.1 Sensores

Un sensor es un dispositivo capaz de transformar magnitudes físicas llamadas variables de instrumentación, en magnitudes eléctricas. Las variables de instrumentación dependen del tipo de sensor, en nuestro caso son: velocidad y dirección del viento, temperatura, presión y humedad.

Las principales características de los sensores son: rango, velocidad de inicio, constante de distancia, rango de temperatura de operación, rango de humedad de operación, error del sensor y resolución del registro.

El rango de medida indica la mínima y máxima medida que es capaz de detectar el sensor, la velocidad de inicio indica el valor mínimo en que el anemómetro inicia su giro, la constante de distancia describe la velocidad en que el anemómetro puede detectar los cambios en la velocidad del viento, los rangos de temperatura y humedad indican las condiciones ambientales de operación, el error del sensor indica proporción de los posibles errores en los registros. Finalmente la resolución indica la mínima variación que detecta el sensor, en la tabla 2.1 se resumen los parámetros para los diferentes sensores

Especificación	Anemómetro (Velocidad de viento)	Veleta (Dirección del viento)	Temperatura
Rango de medida	0 to 50 m/s	0° to 360° ($\leq 8^\circ$ punto muerto)	-40° to 60°C
Velocidad de inicio	≤ 1.0 m/s	≤ 1.0 m/s	N/A
Constante de distancia	≤ 4.0 m	N/A	N/A
Rango de temperatura de operación	-40° to 60°C	-40° to 60°C	-40° to 60°C
Rango de humedad de operación	0% to 100%	0% to 100%	0% to 100%
Error del sensor	$\leq 3\%$	$\leq 5^\circ$	$\leq 1^\circ\text{C}$
Resolución de registro	≤ 0.1 m/s	$\leq 1^\circ$	$\leq 0.1^\circ\text{C}$

Tabla 2. 1 Especificaciones para los sensores básicos

2.3.1.1 Anemómetros

Los sensores para cuantificar la velocidad del viento son llamados anemómetros, los hay de diversas formas, entre los que destacan el anemómetro de copas y de hélice. El uso redundante de anemómetros a diferentes alturas minimiza el riesgo de pérdida de datos debido a una falla en el sensor primario.

El anemómetro de copas consiste en 3 o 4 copas, gira en torno a un eje vertical, siempre queda una copa frente al viento, su forma aerodinámica convierte la fuerza de presión del viento en un torque. La rotación de las copas son cuasi-lineales proporcionales a la velocidad del viento en un rango específico. Un transductor convierte el movimiento de rotación en señales eléctricas que viajan a través de un cable hasta el registrador de datos. El registrador de datos ajusta esta señal con valores de slope y offset (valores de compensación electrónica) para calcular la velocidad de viento.



Fig. 2. 3 Anemómetro de copas

El otro tipo de anemómetro es el de hélice, este instrumento consiste en una hélice montada sobre un eje horizontal que se orienta en la dirección del viento utilizando una veleta integrada, este anemómetro también convierte la rotación de la hélice en señales eléctricas.



Fig. 2. 4 Anemómetro de hélice

El anemómetro más popular en la industria eólica ha sido el NRG Maximum #40 de 3 copas, ha demostrado tener una duración de 2 años en la mayoría de los ambientes y estabilidad en su calibración.

2.3.1.2 Veletas

Las veletas son utilizadas para medir la dirección del viento. La más común utiliza una aleta con eje de rotación vertical. La veleta busca constantemente la posición de equilibrio, alineándose con la dirección del viento. La mayoría de las veletas tienen un potenciómetro como transductor, que convierte la posición en señal eléctrica, la señal eléctrica es transmitida por un cable hasta el registrador de datos. Las señales están referenciadas a una posición (muy comúnmente con el norte verdadero).

El registrador de datos envía una señal de tensión conocida; a través del potenciómetro; la tensión de caída es registrada, la relación entre estas dos señales determina la posición de la veleta. Esta señal es interpretada por el registrador de datos ajustándola con un offset (en caso de un desalineación con la referencia). El potenciómetro lineal no cubre todo el rango de 360°, esta área abierta se le conoce como “punto muerto” de la veleta, cuando la veleta toma una posición en este rango, la salida es aleatoria, aunque algunos fabricantes compensan este hecho con el software del registrador de datos. Así el “punto muerto” de la veleta no debe estar alineado dentro o cerca de la dirección dominante del viento.

Cuando elegimos una veleta tendríamos que fijarnos en el rango del punto muerto, no debe exceder los 8°, la resolución de la veleta también es importante, ya que muchas veletas dividen el giro de 360° en 16 segmentos de 22.5°, esta resolución no es la adecuada para la evaluación eólica.

Un modelo popular, es la veleta NRG 200P porque tiene un diseño simple y requiere de poco mantenimiento, utiliza un potenciómetro pasivo y está constituido por componentes de termoplásticos y acero inoxidable



Fig. 2. 5 Veleta THIES Fuente: <http://www.ammonit.de/>

2.3.1.3 Termómetros y Barómetros

El típico sensor de temperatura ambiente está constituido de tres partes: el transductor, interfase y una carcasa como radiador. El transductor tiene materiales elementales como níquel o platino con una relación entre temperatura y resistencia, termistores y semiconductores son elementos utilizados en estos sensores. El valor de resistencia es medido por el registrador de datos, utiliza una ecuación para el cálculo de la temperatura del aire actual. Los transductores están dentro de una carcasa que los protege de la radiación directa del sol, que comúnmente es de platos metálicos apilados.



Fig. 2. 6 Sensor de temperatura Fuente: www.nrgsystems.com

Un barómetro mide la presión atmosférica. Existen muchos modelos en el mercado, los más comunes, utilizan un transductor piezoeléctrico que entrega una salida estándar de tensión, al registrador de datos, algunos modelos necesitan una fuente externa para su correcta operación



Fig. 2. 7 Sensor de Presión NRG: Fuente: www.nrgsystems.com

2.3.2 Registradores de datos

Comúnmente llamados Dataloggers, los hay de muchos tipos en el mercado, poseen desde un simple grabador de carácter hasta tarjetas de interfaz con computadoras personales. Muchos fabricantes ofrecen sistemas completos, registradores de datos con sistemas de almacenamiento periféricos y dispositivos de transferencia de datos.

Se pueden clasificar por el método empleado para transferir datos, en: manual y remota. La transferencia de datos remotamente permite reducir la frecuencia de visitas a campo. Este equipo debe de ser montado dentro de un gabinete anti-corrosivo, contra-agua, suficientemente robusto para resistir el ambiente y el vandalismo.

Es importante conocer las principales características del registrador, como son: la forma de almacenar los datos, la memoria interna de almacenamiento, su operación en distintos ambientes, la forma de descargar datos y fuente de alimentación.



Fig. 2. 8 Registrador de Datos NRG: Fuente: www.nrgsystems.com

Los dispositivos de almacenamiento de datos son utilizados por los registradores para almacenar los datos procesados; el registrador realiza una serie de operaciones, dichas operaciones y sus resultados son almacenados temporalmente en una memoria interna

Todos los registradores de datos tienen un sistema operativo que incluye una memoria temporal para realizar sus operaciones. Algoritmos internos utilizan esta memoria para calcular y almacenar los parámetros requeridos. Los datos son almacenados en varios

formatos de memoria. Algunos registradores tienen un programa fijo que no puede ser alterado, otros son interactivos y pueden ser programados para una tarea específica.

Estos programas almacenan los datos en memorias temporales, la desventaja es que necesitan alimentación continua para no perder los datos. Por esto algunos sistemas incorporan baterías de soporte o memorias fijas estos sistemas son los recomendables ya que no pierden series de datos históricos por baterías agotadas. Existen dos formatos comunes para almacenar datos, “ring memory “ y ”fill and stop” [17].

Los dispositivos de almacenamiento es donde físicamente se almacenan los datos, los más utilizados se muestran en la siguiente tabla

Dispositivos de Almacenamiento	Descripción	Memoria/Configuración de almacenaje	Método de descarga de datos
Módulo de estado sólido	Un circuito integrado que es una interfaz directa con el registrador	Ring o Fill and Stop Temporal	Lectura y Escritura en sitio o reemplazable. Requiere software para lectura
Tarjeta de datos	Programmable read write device that plugs into a special data logger socket.	Fill and Stop Temporal /No temporal	Lectura y Escritura en sitio o reemplazable. Requiere software para lectura.
EEPROM Chip de datos	Un circuito integrado incorporado permite re-escribir	Fill and Stop Temporal	EEPROM dispositivo de lectura y software requeridos.
Magnético	Familiar del disco de 3 1/2	Fill and Stop	Requiere software para lectura.
Media	Como ejemplo un cassette	Temporal/No temporal	Medio Magnéticos
Computadoras Personales Portátiles	Laptop	Discos duros	Cableo especial, dispositivo de lectura, y software requeridos

Tabla 2. 2 Dispositivos de almacenamiento

2.3.3 Sistemas de comunicación

La comunicación con la estación facilita en gran medida su administración, la idea central de incluir un sistema de comunicación en las estaciones, es la de acceder a los datos constantemente en forma remota (reducir costos de traslado), verificando la integridad de los sensores.

Existen diversos sistemas de comunicación, dependiendo de las necesidades específicas de cada proyecto. Se puede mantener comunicación utilizando principalmente enlaces de radiofrecuencia, GSM celular, satelital y Ethernet.

Hay dos tipos básicos de colecta remota de datos, uno necesita un usuario desde la computadora central para establecer comunicación con la estación y el otro tipo, la estación se comunica con la computadora central. Ambos necesitan operadores de comunicaciones para establecer los enlaces.



Fig. 2. 9 Modem celular iPack Fuente: <http://www.nrgsystems.com/>

2.3.4 Otros Accesorios

2.3.4.1 Fuentes de alimentación

Todos los equipos de la estación anemométrica necesitan una fuente de alimentación, esta fuente debe ser dimensionada de acuerdo a la carga total del sistema. Una fuente de respaldo podría ser incluida para minimizar la pérdida de datos por falta de energía. Estos sistemas de alimentación podrían incluir un control de encendido y apagado de sistemas periféricos tales como el modem. La mayoría de los equipos ofrecen baterías de larga duración con las de ion-litio o plomo-ácido, dependiendo de los sistemas de carga.

Si está disponible la red eléctrica es posible utilizarla para cargar una batería a través de un rectificador, y así esta batería suministrará la energía al sistema de medición. La mayoría de las estaciones están en zonas aisladas del suministro eléctrico, por lo que es necesario instalar un sistema de auto-abastecimiento, es muy usual utilizar paneles fotovoltaicos como fuente de energía. Este sistema está compuesto de un panel fotovoltaico, que es conectado a un control que regula la carga y descarga de la batería, garantizando las condiciones de operación de la batería.



Fig. 2. 10 Sistema fotovoltaico de alimentación

2.3.4.2 Gabinetes

Es necesario proteger el equipo del ambiente y del vandalismo. El registrador de datos, el modem, el sensor de presión, la batería, entre otro material pueden ir dentro del gabinete. El gabinete debe de mantener aislado al equipo de la temperatura y la humedad para su correcto funcionamiento, la rigidez mecánica de éste, es recomendable para evitar los robos de material.



Fig. 2. 11 Gabinete

2.3.4.3 Cableado

La señal enviada del sensor al registrador de datos se hace a través de un cable que baja paralelo a la torre. Este cable debe ser seleccionado de acuerdo al tipo de señal que envía el sensor. Es importante protegerlo del ambiente como los rayos UV y la temperatura. Se recomienda que sea flexible; adicionalmente para protegerlo del ruido eléctrico es necesario que sea apantallado y trenzado en pares.

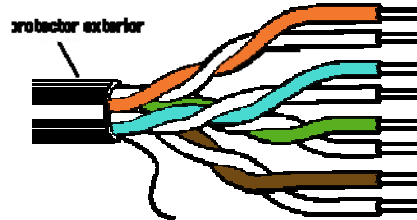


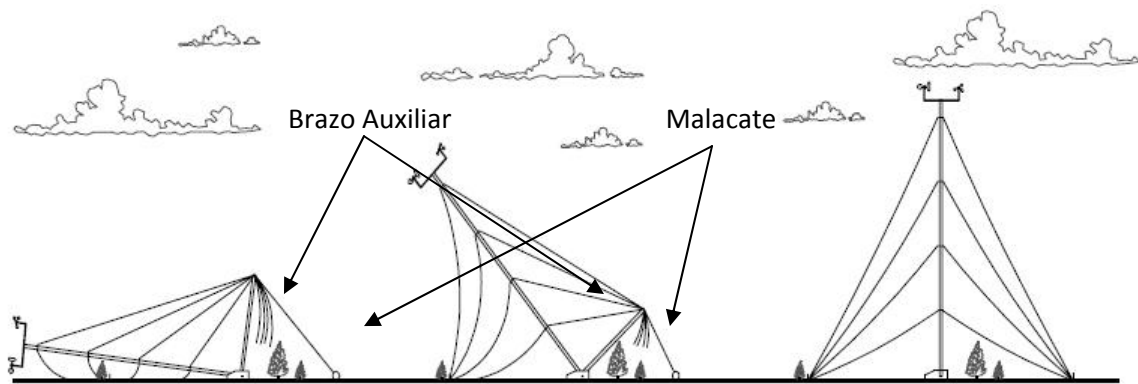
Fig. 2. 12 Cable de pares trenzado con protector externo

2.3.5 Torres y Soportes

Las torres comúnmente utilizadas para la evaluación eólica son de tipo tubular o celosía. La diferencia entre esos tipos de torres radica en la instalación y el mantenimiento. Las estructuras tubulares son instaladas con un sistema de brazo y polea que levanta la estructura previamente ensamblada en el piso. Para su mantenimiento es necesario bajar la estructura completa, lo cual lo hace complejo y caro. Las torres de celosía necesitan para su instalación una obra civil de mayor complejidad así como de mayor tiempo. La gran ventaja de estas torres radica en que es posible escalarla para realizar los trabajos de mantenimiento, reduciendo considerablemente sus costos.

2.3.5 .1 Torres tubulares.

Son mástiles segmentados con forma tubular soportadas con tensores, su instalación necesita un brazo auxiliar y un malacate. Primero se arma la estructura sobre el piso, colocando el sistema de protección contra descargas atmosféricas, los soportes, los sensores con el cableado. Adicionalmente, se coloca el brazo auxiliar en la base de la torre y un malacate en el eje de la torre. Es importante anclar los tensores laterales así como los del lado opuesto al brazo auxiliar para asegurar que el movimiento de la torre sea en un solo sentido, el sentido del brazo auxiliar y el malacate. Posteriormente, se acciona el malacate, que levanta el brazo auxiliar, una vez que este alcanza los 90°, los tensores anclados en el extremo del brazo auxiliar comienzan a levantar la estructura. Una vez que la torre ha llegado a los 90°, el movimiento es limitado por los tensores opuestos al brazo. Los tensores sujetos al brazo auxiliar se pasan uno a uno a sus respectivas anclas. La desventaja de este tipo de torre, es que para realizar cualquier trabajo de mantenimiento es necesario bajar la estructura completa, aumentando las posibilidades de daño al equipo completo.



2.3.5.2 Torres de celosía

Son estructuras segmentadas, normalmente con forma triangular que puede ser auto-soportada o soportada con tensores, su instalación se realiza escalando la torre y con ayuda de un brazo auxiliar colocado en el último segmento, se eleva el siguiente tramo para su sujeción. Cuando alcanza una altura determinada, se colocan tensores para soportar el nuevo tramo armado. Las anclas y la base deben estar previamente colocadas y orientadas. Cuando la estructura está erguida, se instalan los sistemas de protección contra descargas atmosféricas, los soportes, los sensores, el gabinete con el registrador de datos y demás material. La ventaja del uso de esta torre es el ahorro en el mantenimiento de los instrumentos.

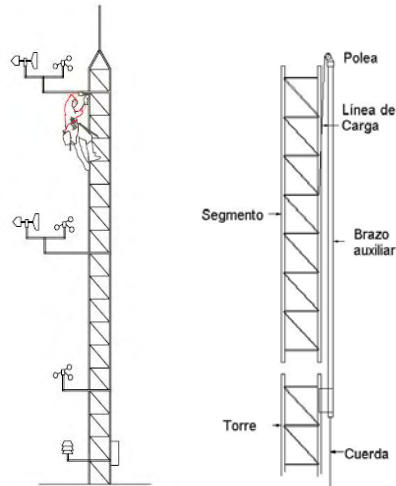


Fig. 2. 14 Torre de celosía (izquierda), detalle de montaje (derecha)

2.3.5.3 Protecciones en las torres

Las torres actúan como soporte del sistema de medición electrónico, y debido a que las estructuras metálicas de estas alturas son propensas a las descargas atmosféricas, las cuales pueden ingresar a los sistemas electrónicos, a través, de diversos medios, por impacto directo o por corrientes inducidas. Esta energía busca su propio camino para llegar a tierra utilizando los caminos que ofrecen menos resistencia, siendo posibles acciones destructivas en los equipos de medición. Para evitar estos efectos, se deben instalar dispositivos de protección, un pararrayos así como de un circuito alternativo que facilite la descarga de energía a tierra, disipando dicha energía.

Las puntas de pararrayos son colocados en la parte más alta de las torres, las mismas serán de un material adecuado que permita atraer al rayo sin que este cause algún daño físico a los sensores y equipos que se encuentren en la estructura. Se recomienda colocar las puntas de pararrayos a por lo menos 45.72 [cm] de separación vertical de los equipos a ser protegidos ubicados en la torre o estructura que las soporten.

Adicionalmente, se debe colocar un conductor conectado al pararrayos de cobre calibre N± 2 AWG o mayor que esté conectado directamente al anillo del sistema de tierras de la torre mediante una soldadura exotérmica (Cadweld). El trayecto de este conductor debe ser el más recto posible, y debe evitarse cualquier curvatura indeseada que provoque que el sistema no sea efectivo.

La recomendación para las canalizaciones metálicas, cubiertas, estructuras y otras partes metálicas, de equipos eléctricos que no transportan corriente, es la de mantener una distancia de 1.80 [m] de distancia, por lo menos, de las barras y conductores que bajan de la punta del pararrayo.

Todos los equipos ubicados en una torre o soporte deben estar correctamente conectados al sistema de tierra, esta conexión debe realizarse a la barra de tierra que se encuentre más cerca por debajo del equipo.

No están permitidas las conexiones al sistema de tierra que tengan recorridos verticales ascendentes. La conexión debe hacerse utilizando un conductor resistente a la intemperie, de calibre $N\pm 6$ AWG y chaqueta color verde usando conectores adecuados para la conexión en la barra. La punta del pararrayos y el registrador de datos deben estar aterrizados y conectados en todas las barras de tierra que existan como lo muestra la figura 2.16.

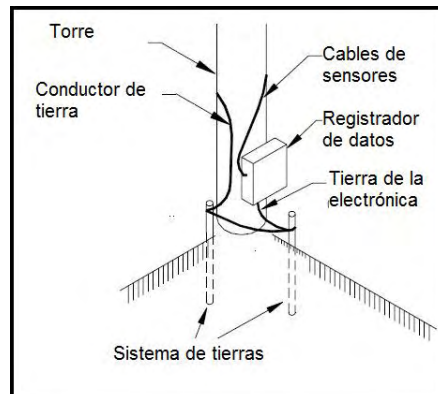


Fig. 2. 15 Sistema de Tierra de punto sencillo

2.3.5.4 Soportes para sensores

Las estructuras donde son montados los instrumentos de medición, son extensiones verticales (en la cima de la torre) y horizontales (a lo largo de la torre) cuya principal finalidad es la de separar al sensor de los efectos del el viento provocados por las torres. Estos efectos son distintos dependiendo de la forma y de la dirección dominante del viento.

De acuerdo con lo anterior, la orientación de los soportes está determinada por la forma de la torre y por la dirección dominante del viento. Para torres tubulares, la orientación de los soportes es con un ángulo de 45° respecto a la dirección dominante del viento, mientras que en las torres triangulares el ángulo es 90° respecto a la dirección dominante del viento.

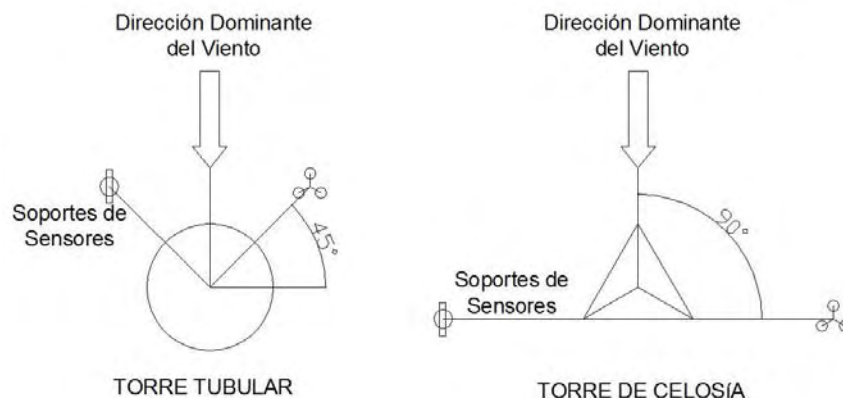


Fig. 2. 16 Orientación de soportes de acuerdo al tipo de torre

2.4 Tratamiento de Datos

La calidad en los datos colectados por las estaciones de medición, garantiza un menor error en la evaluación del recurso eólico, por lo que filtrar estos datos antes de comenzar cualquier evaluación es de vital importancia. En estos registros es común que también queden almacenados disturbios del sensor que afectan de forma negativa la evaluación, por lo es necesario eliminar estos registros. La eliminación y validación de datos es un procedimiento que se le ha llamado tratamiento de datos.

2.4.1 Validación de datos

El tratamiento de los datos se realiza utilizando un software de procesamiento de datos generalmente provisto por los vendedores de registradores de datos, estos datos se pueden validar automáticamente aunque al final siempre requerirán una inspección visual.

La validación generalmente se lleva a cabo en dos partes: filtrado de datos y verificación. El filtrado de datos se puede realizar usando un programa que muestre los datos presuntamente erróneos debido a que merecen ser escudriñados ya que no necesariamente son erróneos. Este procedimiento genera un reporte mostrando los rangos de datos sospechosos y las rutinas utilizadas para discriminar los datos erróneos.

Partiendo de este reporte se verifican los datos, así se valida caso por caso: conservar y validar, rechazar o reemplazar los datos por sensores redundantes, son los posibles casos. La validación debe ser realizada por una persona calificada que esté relacionado con equipos de medición meteorológica.

Existen muchas posibles causas de errores en los datos: daños o falta de sensores, desconexiones, cables rotos, errores en el registrador de datos, descargas estáticas, entre otras. El objetivo de la validación de datos es detectar errores de todas las causas posibles. La serie de datos validada contiene los datos adecuados para realizar los cálculos de energía, siempre es recomendable conservar los datos originales para cotejar alguna información.

CAPITULO 2: CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

2.1 Campaña de medición

2.2 Parámetros

2.2.1 Velocidad del Viento

2.2.2 Dirección del Viento

2.2.3 Temperatura y Presión

2.3 Equipo

2.3.1 Sensores

2.3.1.1 Anemómetros

2.3.1.2 Veletas

2.3.1.3 Termómetros y Barómetros

2.3.2 Registradores de datos

2.3.3 Sistemas de comunicación

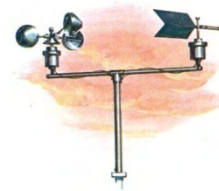
2.3.4 Otros Accesorios

2.3.5 Torres

2.4 Tratamiento de Datos

2.4.1 Validación de datos

CAPITULO 2: CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO



2.1 Campaña de medición

Los objetivos de la evaluación eólica determinan la campaña de medición eólica más adecuada. Esta varía dependiendo de los parámetros a medir, el tipo de sensores, la cantidad y ubicación de las estaciones anemométricas, altura de medida, frecuencia de colecta y tipos de reportes.

Los parámetros básicos a medir son: la velocidad y dirección de viento, por esto, los sensores básicos son el anemómetro y la veleta. En cada estación anemométrica se acostumbra colocar por lo menos 2 anemómetros para validar los datos y para obtener el perfil del viento que determinan los valores de rugosidad del terreno.

La ubicación y cantidad de estaciones está limitado principalmente por el factor económico, ya que para el evaluador es mejor la mayor cantidad de estaciones en los puntos más representativos del área. La altura óptima para que los sensores tomen datos en el emplazamiento es igual a la altura de buje de la aeroturbina que se pretende instalar, sin embargo, en un primer acercamiento es permisible alturas menores, que nos den información básica que nos permita decidir por un estudio más profundo.

Finalmente, se debe determinar la frecuencia de colecta, ya que una inspección oportuna de los datos, alerta de las fallas que pudieran ocurrir con los equipos de medición, almacenamiento o suministro de energía, reduciendo así pérdidas de datos.

2.2 Parámetros

La finalidad de la campaña de medición es la colecta de datos que nos brinden la información suficiente para conocer las características del viento de un sitio dado. Los parámetros básicos, como ya se dijo, son la velocidad y dirección del viento, aunque la temperatura y presión del aire son de gran utilidad para la determinación del potencial eólico. Cada uno de los parámetros anteriores es medido a una altura apropiada dependiendo de su naturaleza.

La velocidad del viento es medida como estándar meteorológico internacional a una altura de 10 [m], pero para los análisis eólicos no es suficiente, ya que las aeroturbinas modernas poseen una altura de buje de 60 a 100 [m]. Basta una altura de 30 a 40 [m] para las estaciones anemométricas de evaluación, distribuyendo de 3 a 4 anemómetros a diferentes alturas de la torre.

La colocación de las veletas, normalmente se hace a la misma altura que los sensores de velocidad para tener un par de valores, referidos a una misma altura, sin embargo, para la dirección es menos estricta la colocación de veletas a múltiples alturas, ya que la variación de la dirección a distintas alturas normalmente no excede los 15°.

La temperatura y la presión son parámetros asociados a escalas espaciales mayores a la de un emplazamiento, lo que indica que dentro del espacio estudiado, los cambios no afectan sustancialmente la evaluación, por lo que medirlas a pocos metros sobre el suelo es suficiente. Existen algunos casos donde la temperatura es medida en la base de la estación anemométrica y en lo más alto, con la finalidad de estudiar el gradiente de temperatura, el cual provee información sobre turbulencia y estabilidad atmosférica. La altura de los sensores se muestra en la figura 2.1.

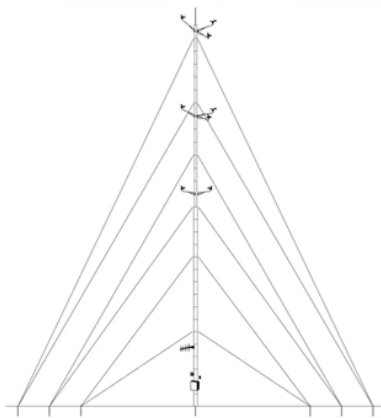


Fig. 2. 1 Sensores a diferentes alturas en una estación de medición anemométrica. Fuente: NRG Systems, <http://www.nrgsystems.com/>

Medir y almacenar estos parámetros implica una serie de funciones internas del registrador de datos que necesitan ser definidas. El muestreo de los datos puede ser de unidades por segundo mientras que los registros de valor medio, desviación estándar, máximos y mínimos son diezminutales de acuerdo con los estándares internacionales

Los registros de valor medio está definido como el promedio de todos los valores muestreados. La desviación estándar es obtenida mediante la relación, entre los valores instantáneos y el promedio, es indicador de la turbulencia y de la estabilidad atmosférica. Los valores máximos y mínimos están definidos como el máximo y mínimo valor presentado en un intervalo temporal.

2.2.1 Velocidad del Viento

Este parámetro es obtenido mediante el anemómetro. Los datos de velocidad de viento son el mayor indicador de la energía eólica presente en un lugar. Los múltiples datos a distintas alturas determinan las características del perfil del viento, lo que permite hacer extrapolaciones a alturas de buje de diferentes aeroturbinas.

2.2.2 Dirección del Viento

Para definir la dirección dominante del viento se instalan veletas a distintas alturas, la información de la dirección se utiliza principalmente para la optimización del diseño de parque de una central eólica.

2.3.3 Temperatura y Presión

La temperatura y presión son un importante indicador de la energía disponible en el viento, ya que son parámetros necesarios para el cálculo de la densidad del aire, una variable fundamental en la estimación de energía de salida de una aeroturbina.

2.3 Equipo

El equipo utilizado en las estaciones anemométricas debe cumplir con el objetivo de generar datos continuos en el tiempo y de buena calidad. Esto se logra utilizando instrumentos robustos y que a la vez mantengan su calibración el mayor tiempo posible. Las características de estos instrumentos se muestran en la tabla 2.1

La estación también está compuesta por un registrador de datos, encargado de generar y almacenar todos los registros provenientes de las señales de los sensores, este equipo se suele conectar a un módulo de comunicación como GSM, satelital, radio o Ethernet. La comunicación con la estación permite un mayor control de ella ya que se pueden hacer colectas de datos remotos o incluso acceso a datos en tiempo real.

La lejanía del suministro eléctrico de las estaciones obliga a incorporar un sistema de generación de autoconsumo. Este sistema generalmente se implementa con un sistema de generación fotovoltaico.

El soporte mecánico de todo este sistema es un mástil o torre que permite alcanzar las alturas necesarias para la instalación de los sensores, todo este conjunto forma la Estación Anemométrica. Es importante mencionar que este sistema está expuesto al vandalismo, por lo que se debe tomar en cuenta en todo momento. El conjunto de equipos es mostrado en la figura 2.2.

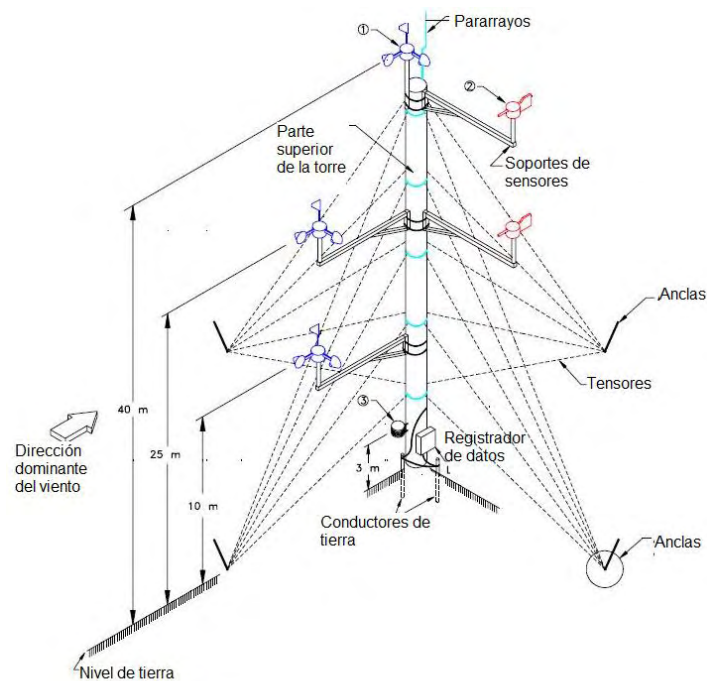


Fig. 2. 2 Equipo de una estación anemométrica [1]

Las estaciones anemométricas pueden adquirirse como un solo paquete por diversos proveedores, o por separado. Cuando se compran por separado es importante verificar la compatibilidad de todos los equipos.

2.3.1 Sensores

Un sensor es un dispositivo capaz de transformar magnitudes físicas llamadas variables de instrumentación, en magnitudes eléctricas. Las variables de instrumentación dependen del tipo de sensor, en nuestro caso son: velocidad y dirección del viento, temperatura, presión y humedad.

Las principales características de los sensores son: rango, velocidad de inicio, constante de distancia, rango de temperatura de operación, rango de humedad de operación, error del sensor y resolución del registro.

El rango de medida indica la mínima y máxima medida que es capaz de detectar el sensor, la velocidad de inicio indica el valor mínimo en que el anemómetro inicia su giro, la constante de distancia describe la velocidad en que el anemómetro puede detectar los cambios en la velocidad del viento, los rangos de temperatura y humedad indican las condiciones ambientales de operación, el error del sensor indica proporción de los posibles errores en los registros. Finalmente la resolución indica la mínima variación que detecta el sensor, en la tabla 2.1 se resumen los parámetros para los diferentes sensores

Especificación	Anemómetro (Velocidad de viento)	Veleta (Dirección del viento)	Temperatura
Rango de medida	0 to 50 m/s	0° to 360° ($\leq 8^\circ$ punto muerto)	-40° to 60°C
Velocidad de inicio	≤ 1.0 m/s	≤ 1.0 m/s	N/A
Constante de distancia	≤ 4.0 m	N/A	N/A
Rango de temperatura de operación	-40° to 60°C	-40° to 60°C	-40° to 60°C
Rango de humedad de operación	0% to 100%	0% to 100%	0% to 100%
Error del sensor	$\leq 3\%$	$\leq 5^\circ$	$\leq 1^\circ\text{C}$
Resolución de registro	≤ 0.1 m/s	$\leq 1^\circ$	$\leq 0.1^\circ\text{C}$

Tabla 2. 1 Especificaciones para los sensores básicos

2.3.1.1 Anemómetros

Los sensores para cuantificar la velocidad del viento son llamados anemómetros, los hay de diversas formas, entre los que destacan el anemómetro de copas y de hélice. El uso redundante de anemómetros a diferentes alturas minimiza el riesgo de pérdida de datos debido a una falla en el sensor primario.

El anemómetro de copas consiste en 3 o 4 copas, gira en torno a un eje vertical, siempre queda una copa frente al viento, su forma aerodinámica convierte la fuerza de presión del viento en un torque. La rotación de las copas son cuasi-lineales proporcionales a la velocidad del viento en un rango específico. Un transductor convierte el movimiento de rotación en señales eléctricas que viajan a través de un cable hasta el registrador de datos. El registrador de datos ajusta esta señal con valores de slope y offset (valores de compensación electrónica) para calcular la velocidad de viento.



Fig. 2. 3 Anemómetro de copas

El otro tipo de anemómetro es el de hélice, este instrumento consiste en una hélice montada sobre un eje horizontal que se orienta en la dirección del viento utilizando una veleta integrada, este anemómetro también convierte la rotación de la hélice en señales eléctricas.



Fig. 2. 4 Anemómetro de hélice

El anemómetro más popular en la industria eólica ha sido el NRG Maximum #40 de 3 copas, ha demostrado tener una duración de 2 años en la mayoría de los ambientes y estabilidad en su calibración.

2.3.1.2 Veletas

Las veletas son utilizadas para medir la dirección del viento. La más común utiliza una aleta con eje de rotación vertical. La veleta busca constantemente la posición de equilibrio, alineándose con la dirección del viento. La mayoría de las veletas tienen un potenciómetro como transductor, que convierte la posición en señal eléctrica, la señal eléctrica es transmitida por un cable hasta el registrador de datos. Las señales están referenciadas a una posición (muy comúnmente con el norte verdadero).

El registrador de datos envía una señal de tensión conocida; a través del potenciómetro; la tensión de caída es registrada, la relación entre estas dos señales determina la posición de la veleta. Esta señal es interpretada por el registrador de datos ajustándola con un offset (en caso de un desalineación con la referencia). El potenciómetro lineal no cubre todo el rango de 360°, esta área abierta se le conoce como “punto muerto” de la veleta, cuando la veleta toma una posición en este rango, la salida es aleatoria, aunque algunos fabricantes compensan este hecho con el software del registrador de datos. Así el “punto muerto” de la veleta no debe estar alineado dentro o cerca de la dirección dominante del viento.

Cuando elegimos una veleta tendríamos que fijarnos en el rango del punto muerto, no debe exceder los 8°, la resolución de la veleta también es importante, ya que muchas veletas dividen el giro de 360° en 16 segmentos de 22.5°, esta resolución no es la adecuada para la evaluación eólica.

Un modelo popular, es la veleta NRG 200P porque tiene un diseño simple y requiere de poco mantenimiento, utiliza un potenciómetro pasivo y está constituido por componentes de termoplásticos y acero inoxidable



Fig. 2. 5 Veleta THIES Fuente: <http://www.ammonit.de/>

2.3.1.3 Termómetros y Barómetros

El típico sensor de temperatura ambiente está constituido de tres partes: el transductor, interfase y una carcasa como radiador. El transductor tiene materiales elementales como níquel o platino con una relación entre temperatura y resistencia, termistores y semiconductores son elementos utilizados en estos sensores. El valor de resistencia es medido por el registrador de datos, utiliza una ecuación para el cálculo de la temperatura del aire actual. Los transductores están dentro de una carcasa que los protege de la radiación directa del sol, que comúnmente es de platos metálicos apilados.



Fig. 2. 6 Sensor de temperatura Fuente: www.nrgsystems.com

Un barómetro mide la presión atmosférica. Existen muchos modelos en el mercado, los más comunes, utilizan un transductor piezoeléctrico que entrega una salida estándar de tensión, al registrador de datos, algunos modelos necesitan una fuente externa para su correcta operación



Fig. 2. 7 Sensor de Presión NRG: Fuente: www.nrgsystems.com

2.3.2 Registradores de datos

Comúnmente llamados Dataloggers, los hay de muchos tipos en el mercado, poseen desde un simple grabador de carácter hasta tarjetas de interfaz con computadoras personales. Muchos fabricantes ofrecen sistemas completos, registradores de datos con sistemas de almacenamiento periféricos y dispositivos de transferencia de datos.

Se pueden clasificar por el método empleado para transferir datos, en: manual y remota. La transferencia de datos remotamente permite reducir la frecuencia de visitas a campo. Este equipo debe de ser montado dentro de un gabinete anti-corrosivo, contra-agua, suficientemente robusto para resistir el ambiente y el vandalismo.

Es importante conocer las principales características del registrador, como son: la forma de almacenar los datos, la memoria interna de almacenamiento, su operación en distintos ambientes, la forma de descargar datos y fuente de alimentación.



Fig. 2. 8 Registrador de Datos NRG: Fuente: www.nrgsystems.com

Los dispositivos de almacenamiento de datos son utilizados por los registradores para almacenar los datos procesados; el registrador realiza una serie de operaciones, dichas operaciones y sus resultados son almacenados temporalmente en una memoria interna

Todos los registradores de datos tienen un sistema operativo que incluye una memoria temporal para realizar sus operaciones. Algoritmos internos utilizan esta memoria para calcular y almacenar los parámetros requeridos. Los datos son almacenados en varios

formatos de memoria. Algunos registradores tienen un programa fijo que no puede ser alterado, otros son interactivos y pueden ser programados para una tarea específica.

Estos programas almacenan los datos en memorias temporales, la desventaja es que necesitan alimentación continua para no perder los datos. Por esto algunos sistemas incorporan baterías de soporte o memorias fijas estos sistemas son los recomendables ya que no pierden series de datos históricos por baterías agotadas. Existen dos formatos comunes para almacenar datos, “ring memory “ y ”fill and stop” [17].

Los dispositivos de almacenamiento es donde físicamente se almacenan los datos, los más utilizados se muestran en la siguiente tabla

Dispositivos de Almacenamiento	Descripción	Memoria/Configuración de almacenaje	Método de descarga de datos
Módulo de estado sólido	Un circuito integrado que es una interfaz directa con el registrador	Ring o Fill and Stop Temporal	Lectura y Escritura en sitio o reemplazable. Requiere software para lectura
Tarjeta de datos	Programmable read write device that plugs into a special data logger socket.	Fill and Stop Temporal /No temporal	Lectura y Escritura en sitio o reemplazable. Requiere software para lectura.
EEPROM Chip de datos	Un circuito integrado incorporado permite re-escribir	Fill and Stop Temporal	EEPROM dispositivo de lectura y software requeridos.
Magnético	Familiar del disco de 3 1/2	Fill and Stop	Requiere software para lectura.
Media	Como ejemplo un cassette	Temporal/No temporal	Medio Magnéticos
Computadoras Personales Portátiles	Laptop	Discos duros	Cableo especial, dispositivo de lectura, y software requeridos

Tabla 2. 2 Dispositivos de almacenamiento

2.3.3 Sistemas de comunicación

La comunicación con la estación facilita en gran medida su administración, la idea central de incluir un sistema de comunicación en las estaciones, es la de acceder a los datos constantemente en forma remota (reducir costos de traslado), verificando la integridad de los sensores.

Existen diversos sistemas de comunicación, dependiendo de las necesidades específicas de cada proyecto. Se puede mantener comunicación utilizando principalmente enlaces de radiofrecuencia, GSM celular, satelital y Ethernet.

Hay dos tipos básicos de colecta remota de datos, uno necesita un usuario desde la computadora central para establecer comunicación con la estación y el otro tipo, la estación se comunica con la computadora central. Ambos necesitan operadores de comunicaciones para establecer los enlaces.



Fig. 2. 9 Modem celular iPack Fuente: <http://www.nrgsystems.com/>

2.3.4 Otros Accesorios

2.3.4.1 Fuentes de alimentación

Todos los equipos de la estación anemométrica necesitan una fuente de alimentación, esta fuente debe ser dimensionada de acuerdo a la carga total del sistema. Una fuente de respaldo podría ser incluida para minimizar la pérdida de datos por falta de energía. Estos sistemas de alimentación podrían incluir un control de encendido y apagado de sistemas periféricos tales como el modem. La mayoría de los equipos ofrecen baterías de larga duración con las de ion-litio o plomo-ácido, dependiendo de los sistemas de carga.

Si está disponible la red eléctrica es posible utilizarla para cargar una batería a través de un rectificador, y así esta batería suministrará la energía al sistema de medición. La mayoría de las estaciones están en zonas aisladas del suministro eléctrico, por lo que es necesario instalar un sistema de auto-abastecimiento, es muy usual utilizar paneles fotovoltaicos como fuente de energía. Este sistema está compuesto de un panel fotovoltaico, que es conectado a un control que regula la carga y descarga de la batería, garantizando las condiciones de operación de la batería.

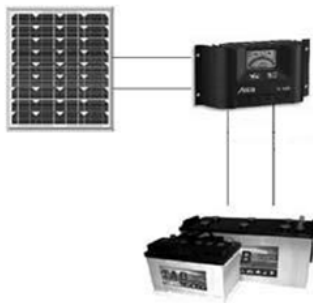


Fig. 2. 10 Sistema fotovoltaico de alimentación

2.3.4.2 Gabinetes

Es necesario proteger el equipo del ambiente y del vandalismo. El registrador de datos, el modem, el sensor de presión, la batería, entre otro material pueden ir dentro del gabinete. El gabinete debe de mantener aislado al equipo de la temperatura y la humedad para su correcto funcionamiento, la rigidez mecánica de éste, es recomendable para evitar los robos de material.



Fig. 2. 11 Gabinete

2.3.4.3 Cableado

La señal enviada del sensor al registrador de datos se hace a través de un cable que baja paralelo a la torre. Este cable debe ser seleccionado de acuerdo al tipo de señal que envía el sensor. Es importante protegerlo del ambiente como los rayos UV y la temperatura. Se recomienda que sea flexible; adicionalmente para protegerlo del ruido eléctrico es necesario que sea apantallado y trenzado en pares.

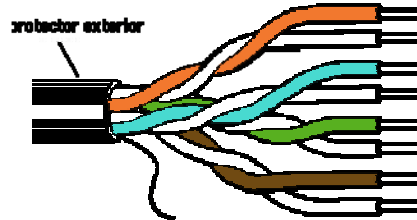


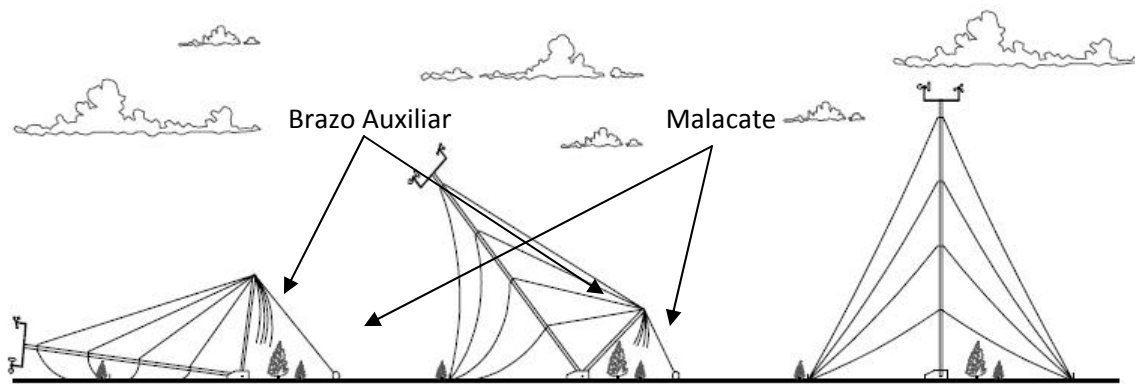
Fig. 2. 12 Cable de pares trenzado con protector externo

2.3.5 Torres y Soportes

Las torres comúnmente utilizadas para la evaluación eólica son de tipo tubular o celosía. La diferencia entre esos tipos de torres radica en la instalación y el mantenimiento. Las estructuras tubulares son instaladas con un sistema de brazo y polea que levanta la estructura previamente ensamblada en el piso. Para su mantenimiento es necesario bajar la estructura completa, lo cual lo hace complejo y caro. Las torres de celosía necesitan para su instalación una obra civil de mayor complejidad así como de mayor tiempo. La gran ventaja de estas torres radica en que es posible escalarla para realizar los trabajos de mantenimiento, reduciendo considerablemente sus costos.

2.3.5 .1 Torres tubulares.

Son mástiles segmentados con forma tubular soportadas con tensores, su instalación necesita un brazo auxiliar y un malacate. Primero se arma la estructura sobre el piso, colocando el sistema de protección contra descargas atmosféricas, los soportes, los sensores con el cableado. Adicionalmente, se coloca el brazo auxiliar en la base de la torre y un malacate en el eje de la torre. Es importante anclar los tensores laterales así como los del lado opuesto al brazo auxiliar para asegurar que el movimiento de la torre sea en un solo sentido, el sentido del brazo auxiliar y el malacate. Posteriormente, se acciona el malacate, que levanta el brazo auxiliar, una vez que este alcanza los 90°, los tensores anclados en el extremo del brazo auxiliar comienzan a levantar la estructura. Una vez que la torre ha llegado a los 90°, el movimiento es limitado por los tensores opuestos al brazo. Los tensores sujetos al brazo auxiliar se pasan uno a uno a sus respectivas anclas. La desventaja de este tipo de torre, es que para realizar cualquier trabajo de mantenimiento es necesario bajar la estructura completa, aumentando las posibilidades de daño al equipo completo.



2.3.5.2 Torres de celosía

Son estructuras segmentadas, normalmente con forma triangular que puede ser auto-soportada o soportada con tensores, su instalación se realiza escalando la torre y con ayuda de un brazo auxiliar colocado en el último segmento, se eleva el siguiente tramo para su sujeción. Cuando alcanza una altura determinada, se colocan tensores para soportar el nuevo tramo armado. Las anclas y la base deben estar previamente colocadas y orientadas. Cuando la estructura está erguida, se instalan los sistemas de protección contra descargas atmosféricas, los soportes, los sensores, el gabinete con el registrador de datos y demás material. La ventaja del uso de esta torre es el ahorro en el mantenimiento de los instrumentos.

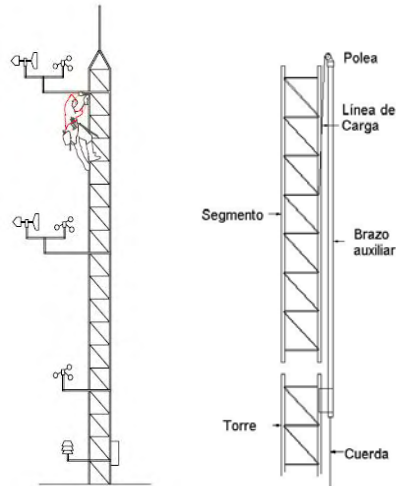


Fig. 2. 14 Torre de celosía (izquierda), detalle de montaje (derecha)

2.3.5.3 Protecciones en las torres

Las torres actúan como soporte del sistema de medición electrónico, y debido a que las estructuras metálicas de estas alturas son propensas a las descargas atmosféricas, las cuales pueden ingresar a los sistemas electrónicos, a través, de diversos medios, por impacto directo o por corrientes inducidas. Esta energía busca su propio camino para llegar a tierra utilizando los caminos que ofrecen menos resistencia, siendo posibles acciones destructivas en los equipos de medición. Para evitar estos efectos, se deben instalar dispositivos de protección, un pararrayos así como de un circuito alternativo que facilite la descarga de energía a tierra, disipando dicha energía.

Las puntas de pararrayos son colocados en la parte más alta de las torres, las mismas serán de un material adecuado que permita atraer al rayo sin que este cause algún daño físico a los sensores y equipos que se encuentren en la estructura. Se recomienda colocar las puntas de pararrayos a por lo menos 45.72 [cm] de separación vertical de los equipos a ser protegidos ubicados en la torre o estructura que las soporten.

Adicionalmente, se debe colocar un conductor conectado al pararrayos de cobre calibre $N\pm 2$ AWG o mayor que esté conectado directamente al anillo del sistema de tierras de la torre mediante una soldadura exotérmica (Cadweld). El trayecto de este conductor debe ser el más recto posible, y debe evitarse cualquier curvatura indeseada que provoque que el sistema no sea efectivo.

La recomendación para las canalizaciones metálicas, cubiertas, estructuras y otras partes metálicas, de equipos eléctricos que no transportan corriente, es la de mantener una distancia de 1.80 [m] de distancia, por lo menos, de las barras y conductores que bajan de la punta del pararrayo.

Todos los equipos ubicados en una torre o soporte deben estar correctamente conectados al sistema de tierra, esta conexión debe realizarse a la barra de tierra que se encuentre más cerca por debajo del equipo.

No están permitidas las conexiones al sistema de tierra que tengan recorridos verticales ascendentes. La conexión debe hacerse utilizando un conductor resistente a la intemperie, de calibre $N \pm 6$ AWG y chaqueta color verde usando conectores adecuados para la conexión en la barra. La punta del pararrayos y el registrador de datos deben estar aterrizados y conectados en todas las barras de tierra que existan como lo muestra la figura 2.16.

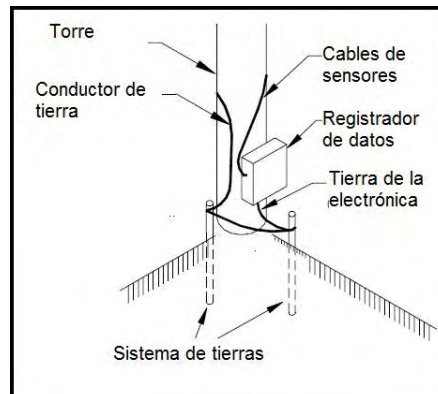


Fig. 2. 15 Sistema de Tierra de punto sencillo

2.3.5.4 Soportes para sensores

Las estructuras donde son montados los instrumentos de medición, son extensiones verticales (en la cima de la torre) y horizontales (a lo largo de la torre) cuya principal finalidad es la de separar al sensor de los efectos del el viento provocados por las torres. Estos efectos son distintos dependiendo de la forma y de la dirección dominante del viento.

De acuerdo con lo anterior, la orientación de los soportes está determinada por la forma de la torre y por la dirección dominante del viento. Para torres tubulares, la orientación de los soportes es con un ángulo de 45° respecto a la dirección dominante del viento, mientras que en las torres triangulares el ángulo es 90° respecto a la dirección dominante del viento.

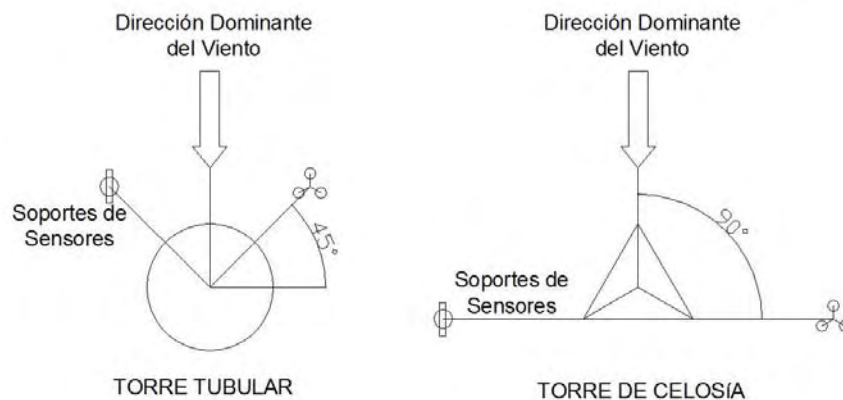


Fig. 2. 16 Orientación de soportes de acuerdo al tipo de torre

2.4 Tratamiento de Datos

La calidad en los datos colectados por las estaciones de medición, garantiza un menor error en la evaluación del recurso eólico, por lo que filtrar estos datos antes de comenzar cualquier evaluación es de vital importancia. En estos registros es común que también queden almacenados disturbios del sensor que afectan de forma negativa la evaluación, por lo es necesario eliminar estos registros. La eliminación y validación de datos es un procedimiento que se le ha llamado tratamiento de datos.

2.4.1 Validación de datos

El tratamiento de los datos se realiza utilizando un software de procesamiento de datos generalmente provisto por los vendedores de registradores de datos, estos datos se pueden validar automáticamente aunque al final siempre requerirán una inspección visual.

La validación generalmente se lleva a cabo en dos partes: filtrado de datos y verificación. El filtrado de datos se puede realizar usando un programa que muestre los datos presuntamente erróneos debido a que merecen ser escudriñados ya que no necesariamente son erróneos. Este procedimiento genera un reporte mostrando los rangos de datos sospechosos y las rutinas utilizadas para discriminar los datos erróneos.

Partiendo de este reporte se verifican los datos, así se valida caso por caso: conservar y validar, rechazar o reemplazar los datos por sensores redundantes, son los posibles casos. La validación debe ser realizada por una persona calificada que esté relacionado con equipos de medición meteorológica.

Existen muchas posibles causas de errores en los datos: daños o falta de sensores, desconexiones, cables rotos, errores en el registrador de datos, descargas estáticas, entre otras. El objetivo de la validación de datos es detectar errores de todas las causas posibles. La serie de datos validada contiene los datos adecuados para realizar los cálculos de energía, siempre es recomendable conservar los datos originales para cotejar alguna información.

CAPITULO 3: CAMPAÑA DE MEDICIÓN EN CIUDAD UNIVERSITARIA

3.1 Objetivo de la Campaña

3.2 Delimitación del Área

3.3 Selección del equipo

3.3.1 Sensores

3.3.2 Registrador de datos

3.3.3 Comunicación

3.3.4 Torre

3.4 Estaciones de medición

3.4.1 DGSCA

3.4.2 JARBO

3.5 Instalación de las estaciones de medición

3.5.1 Orientación de los sensores.

3.5.2 Calibración

3.5.3 Estación DGSCA

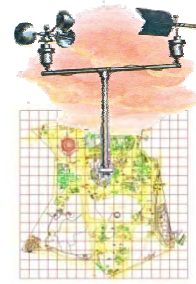
3.5.4 Estación JARBO

3.6 Monitoreo

3.6.1 DGSCA

3.6.2 JARBO

CAPITULO 3: CAMPAÑA DE MEDICIÓN EN CIUDAD UNIVERSITARIA



3.1 Objetivo de la Campaña

El conocimiento del comportamiento del viento de un sitio particular, es la parte fundamental de la evaluación del recurso eólico. La campaña de medición eólica realizada en Ciudad Universitaria fue realizada por el proyecto CU-Energía 1/17 del Macroproyecto “Ciudad Universitaria y la Energía”, a continuación se describen los trabajos realizados durante la campaña.

La finalidad de dicha campaña es evaluar el recurso eólico de Ciudad Universitaria para estimar una producción de generación eléctrica dimensionada de acuerdo con el viento que recorre día a día nuestro campus central.

3.2 Delimitación del Área

Ciudad Universitaria de la Universidad Nacional Autónoma de México, ubicada en el Distrito Federal, México, es el área en estudio de esta campaña de medición. Dentro de este espacio se seleccionaron 2 posiciones para colocar estaciones de medición anemométrica. La selección de estos sitios se hizo de acuerdo a los espacios más representativos y disponibles del viento del campus.

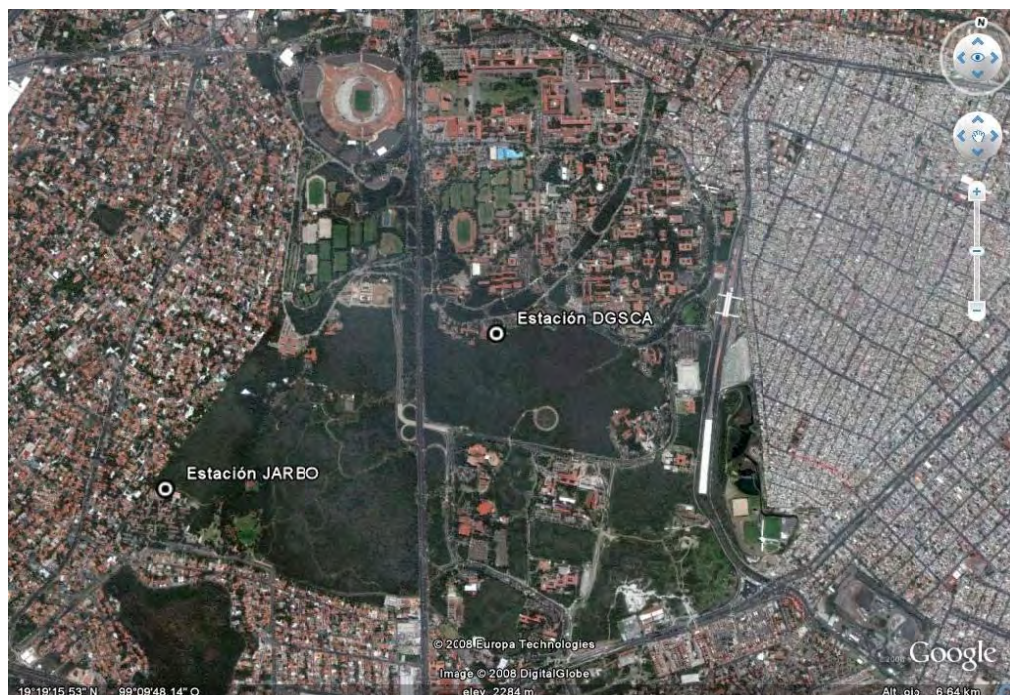


Fig. 3. 1Ubicaciones de las estaciones anemométricas dentro de Ciudad Universitaria

La estación DGSCA está ubicada en el centro del área en estudio, es parte de una torre de comunicaciones de esta dependencia. La estación JARBO está ubicada en límite norte del CCH-Sur, en las inmediaciones del Jardín Botánico.

3.3 Selección del equipo

Los equipos utilizados en esta campaña son de la marca NRG, este fabricante ofrece sistemas completos de medición anemométrica, adecuándose a las necesidades de precisión requeridas en la evaluación del viento. Al elegir un solo fabricante del equipo de medición se garantiza la compatibilidad de los equipos.

3.3.1 Sensores

Los anemómetros son NRG #40C su calibración está certificada por el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (Estados Unidos Americanos). Las velocidades máximas registradas por este instrumento son de 96 [m/s]. Su bajo momento de inercia y sus rodamientos permiten una rápida respuesta a las ráfagas. La señal de salida es lineal lo que permite usarse en varios registradores de datos.

Cuatro polos magnéticos inducen una señal sinusoidal de tensión eléctrica dentro de una bobina que produce una señal de salida cuya frecuencia es proporcional a la velocidad del viento.



Fig.3. 2 Anemómetro NRG #40C

La veleta NRG #200P tiene un potenciómetro de precisión de plástico conductivo que varía respecto a la posición del cuerpo principal. Una señal analógica de tensión eléctrica es directamente proporcional a la dirección del viento cuando una señal de excitación de corriente directa es aplicada al potenciómetro.



Fig. 3. 3 veleta NRG #200P

El sensor de temperatura NRG #110S con protector a la radiación; es un sensor que utiliza un circuito integrado que entrega una señal de tensión eléctrica lineal y proporcional a la temperatura en las terminales de salida. El protector de radiación tiene 6 platos UV estabilizadores de radiación.



Fig. 3. 4Sensor de Temperatura

3.3.2 Registrador de datos

El registrador de datos Symphonie NRG Logger cuenta con las características técnicas necesarias para coleccionar datos de los sensores a intervalos adecuados, tiene doce canales de adquisición de datos, seis canales soportan señales de salida de los sensores en frecuencia y otros seis con salida analógica. Cada canal registra 4 campos, media, desviación estándar, máxima y mínima, estos a su vez tienen asociado un campo más, de fecha y hora. Todos los campos anteriores forman un registro diezminutal.

Las medidas en tiempo real son visualizadas en la pantalla integrada en el registrador para facilitar las visitas al sitio. El suministro de energía de este registrador se realiza mediante pilas alcalinas.



Fig. 3. 5 Registrador de datos Symphonie NRG Logger

3.3.3 Comunicación

El registrador de datos cuenta con una conexión de comunicación remota mediante el módulo NRG Symphonie iPack, este módulo GSM realiza su conexión mediante una red celular para acceder a internet, los datos son enviados a través de un archivo adjunto a una cuenta de correo electrónico. Este módulo cuenta con una batería recargable que es cargada mediante una fotocelda.

Para realizar este tipo de conexiones es necesario contar con una cuenta de servicio celular de datos, además de una cuenta de correo, la cual recibirá los datos. Este registrador de datos soporta módems de conexión vía radio, satelital y datos CSD, para transmitir datos mediante estos métodos es necesario contar con el equipo específico.



Fig. 3. 6 Sistema de comunicación GPRS con alimentación

3.3.4 Torre

La torre de 40 [m] NRG TallTower está compuesta por doce segmentos de 3 [m] y cuatro de 1.5 [m], estos dos tipos de segmentos se intercalan como lo muestra la figura 3.7. Los tensores están distribuidos cada 7.5 [m] a lo alto de la torre en cuatro direcciones, formando ángulos de 90° entre ellos. Son 5 tensores por cada dirección a diferentes alturas.

El mecanismo de instalación consiste en armar la torre horizontalmente, incluyendo sensores con cableado, sistema de tierra y la colocación de los tensores laterales al eje de levantamiento; ya estando en esta posición, los tensores de lado del malacate se anclan temporalmente a un brazo auxiliar el cual es jalado a través de un malacate como lo muestra la figura 3.8 y 3.9, este brazo auxiliar levanta toda la estructura. Cuando la torre es detenida por los tensores opuestos al del brazo, la torre ha conseguido los 90° respecto al piso, se procede a cambiar uno a uno los tensores anclados en el brazo a las anclas fijas.

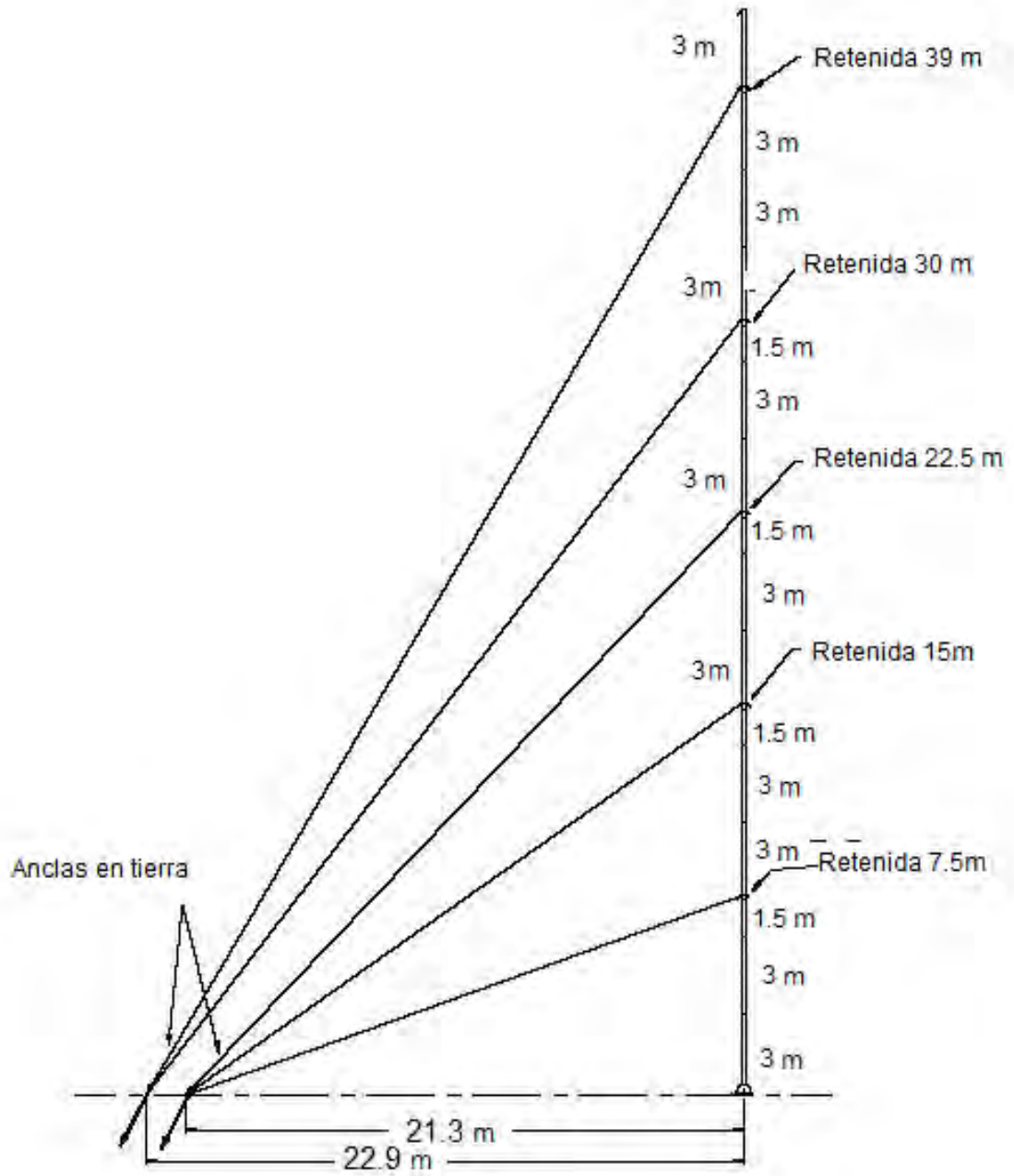


Fig. 3. 7 Torre de 40 [m] NRG Tall Tower

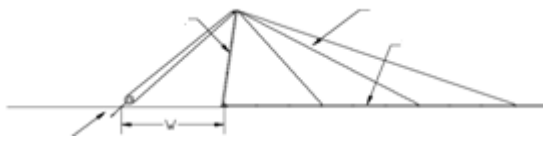


Fig. 3. 8 Esquema de levantamiento

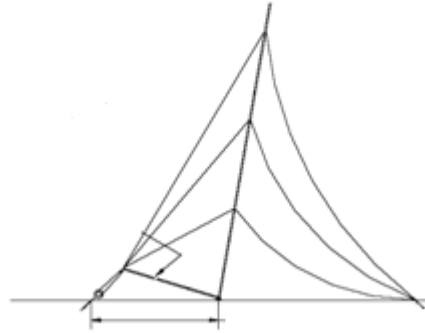


Fig. 3. 9 Esquema de maniobra

3.4 Estaciones de Medición

3.4.1 DGSCA

Esta estación se proyectó sobre una torre de comunicaciones de la Dirección General de Servicios de Computo Académico, ubicada en la azotea de la “DGSCA” de Ciudad Universitaria. Se seleccionaron dos anemómetros, una veleta y un sensor de temperatura. Un anemómetro y la veleta están a la altura máxima de la torre a 30[m] de altura, otro anemómetro está 10 [m] más abajo, el sensor de temperatura se encuentra a 3[m]. Estos sensores están conectados mediante cables apantallados a un registrador de datos NRG Symphonie. La figura 3.10 muestra la configuración de la estación. El detalle de la estación se describe en el Anexo B.

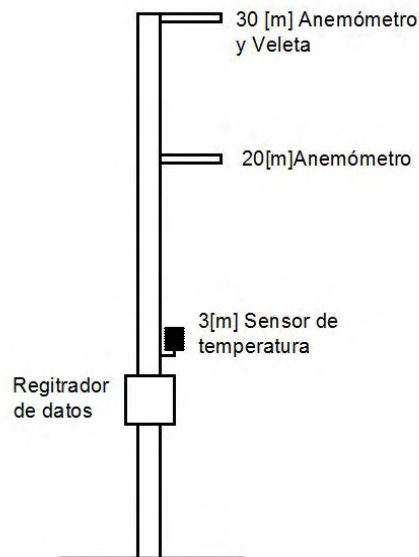


Fig. 3. 10 Esquema de la estación DGSCA

3.4.2 JARBO

La estación de medición ubicada en los perímetros del Jardín Botánico, consta de una torre tubular de 40 [m] de altura y de tres anemómetros colocados a 40,30, y 20 [m] de altura, dos veletas a 40 y 30 [m], y un sensor de temperatura a 6[m]. Todos estos instrumentos están conectados a un registrador de datos mediante cables apantallados que bajan paralelos a la torre. El registrador de datos cuenta con un sistema de transferencia de datos GSM, lo cual permite la transferencia de datos remotamente a una cuenta de correo electrónico. La figura 3.11 muestra la configuración general de esta estación.

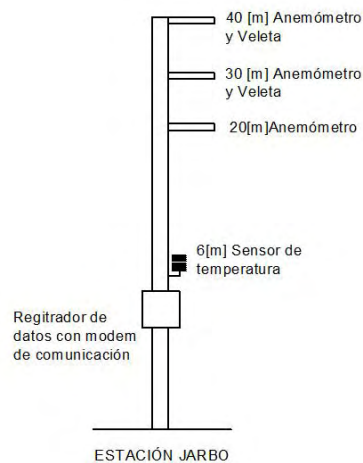


Fig. 3. 11 Esquema de la estación JARBO

3.5 Instalaciones de las estaciones de medición

3.5.1 Orientación de los sensores.

Para determinar la orientación de los sensores es necesario conocer la dirección dominante del viento, se utilizaron los datos de la estación meteorológica de la red PEMBU ubicada en el CCH-Sur, al suroeste del campus universitario (19.31°N -99.20°E). Estos datos aportaron información sobre dos direcciones con mayor incidencia, la dirección suroeste con el 14.6% del tiempo anual y la dirección norte con el 14.9% del tiempo anual, siendo así la dirección dominante, el norte. La figura 3.10 muestra la rosa de los vientos de esta estación.

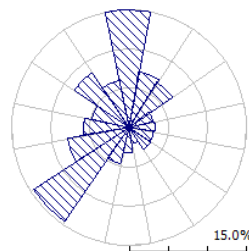


Fig. 3. 12 Rosa del Viento de la estación PEMBU CCH -Sur

Conociendo esta dirección, la orientación de los brazos queda determinada por el tipo de torre. La torre de la estación DGSCA es de celosía triangular, por lo que los brazos tienen que instalarse a 90° del norte, es decir, al este o al oeste. La estación JARBO tiene de soporte una torre tubular, en este caso los sensores se orientan a 45° respecto al norte, por lo que las posibles direcciones son al noreste y noroeste, la figura 3.13 muestra estas configuraciones.

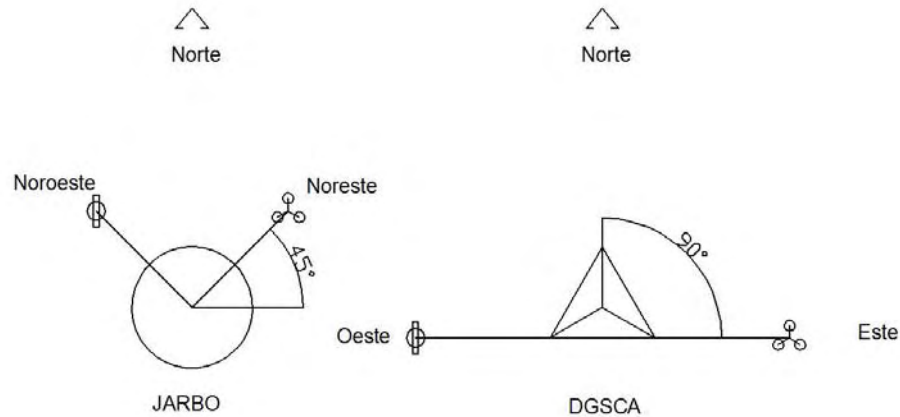


Fig. 3. 13 Orientación de los sensores para las estaciones de Ciudad Universitaria

3.5.2 Calibración

Los equipos NRG utilizados se adquirieron calibrados en la fábrica, este procedimiento confirma las especificaciones de los anemómetros, especificados por el vendedor. Esta prueba consiste en proporcionar un par de fuerzas al eje del anemómetro equivalente a una velocidad conocida, y compararla con las medidas reales de anemómetro. Esta prueba fue supervisada por el equipo técnico del Dr. German Javer, de la Facultad de Ciencias de la UNAM quien además proporcionó el material necesario.



Fig. 3. 14 Verificando la calibración de los anemómetros

3.5.3 Estación DGSCA

La instrumentación de la estación anemométrica DGSCA sobre una torre existente de 30 [m] de altura ubicada en la azotea de la Dirección General de Servicios de Cómputo Académico de la UNAM ($19^{\circ}19'19.57''\text{N}$, $99^{\circ}11'4.80''\text{O}$).



Fig. 3. 15 Vista Panorámica de la torre de comunicaciones DGSCA

Se realizaron pruebas con los equipos *in situ* con la finalidad de comprobar compatibilidades con la torre y direcciones de la torre. Los equipos se montaron a una altura de 3 [m], se conectaron al registrador de datos durante una hora, se colectaron los datos y se desinstalaron los instrumentos.



Fig. 3. 16 Pruebas con los equipos in situ

Al verificar la validez de los registros colectados durante la prueba, se inició la instalación definitiva de los equipos a las respectivas alturas



Fig. 3. 17 Maniobra de instalación

La instalación se realizó subiendo los instrumentos en los soportes ya cableados, la maniobra requirió mucho cuidado ya que hay que evitar cualquier golpe a los instrumentos, la figura 3.17 muestra las fases de la maniobra.



Fig. 3. 18 Vista con los sensores instalados

Una vez instalados los equipos, se observaban puntas de cables en la base de la torre, estos extremos fueron conectados al registrador de datos en los canales correspondientes, cuyo detalle se muestra en la tabla 3.1.

DGSCA							
Canal	Tipo	Descripción	Número de serie	Altura	Factor de escala	Offset	Unidades
4	1	NRG #40 Anem. m/s	SN:30701	20 m	0.765	0.35	m/s
5	1	NRG #40 Anem. m/s	SN:30702	30 m	0.765	0.35	m/s
10	4	NRG #110S Temp C	SN:33649	3 m	0.136	-86.383	C
11	3	#200P Wind Vane	SN:23379	30 m	0.351	0	deg

Tabla 3. 1 Detalle de Instrumentos en DGSCA

Después de conectar las terminales de los sensores, se comprobó el buen funcionamiento observando la medida de cada uno de los sensores, así el 30 de noviembre de 2006 a las 17:00 hora local (GTM-6) comienza la medición de la estación anemométrica DGSCA.

3.5.4 Estación JARBO

Para la estación anemométrica JARBO se eligió una torre tubular de 40 [m] como soporte mecánico de los instrumentos de medición. La ubicación del punto de medición se encuentra en la zona del vivero alto, donde se encuentran cuatro cisternas que proveen de agua potable a la Ciudad Universitaria, en el centro de las cuatro cisternas se proyectó la base de la torre ($19^{\circ}18'50.24''N$, $99^{\circ}11'57.01''O$), la altura de las paredes de las cisternas dificultan el método de instalación, esta situación obligaba a un minucioso plan de instalación.

El problema principal para la instalación en el sitio radica en la longitud de los tensores laterales, ya que la torre fue diseñada considerando una longitud fija desde el comienzo hasta el final del levantamiento de la estructura. Para nuestro caso, esta longitud varía conforme la estructura es levantada, esto lleva a un punto de inestabilidad que puede provocar el colapso de la torre. En la figura 3.19 se puede ver el esquema de situación.

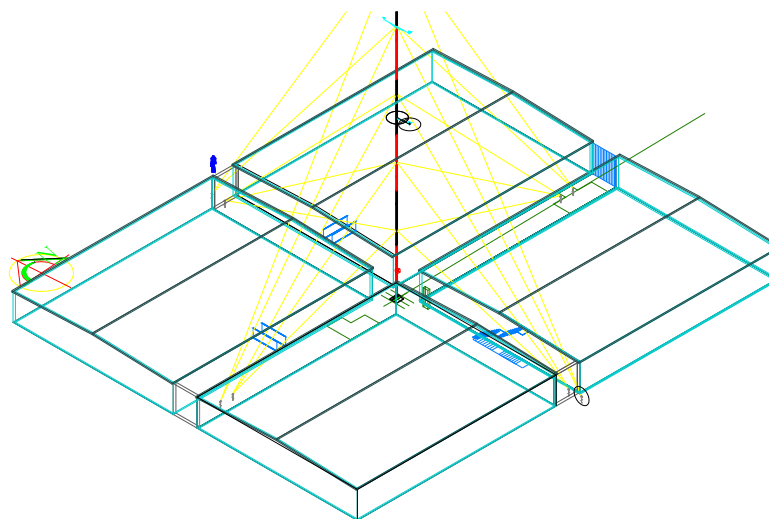


Fig. 3. 19 Esquema digital tridimensional de situación de la estación anemométrica JARBO

La planeación de la maniobra de instalación estuvo basada en un modelo a escala (Fig 3.22) que reproducía el comportamiento de la torre. Este modelo confirmaba la problemática de los tensores laterales, en la posición de inicio la longitud de los tensores es la mínima posible y conforme es izada se presenta un excedente de cable. Debido a este fenómeno se optó por levantar la torre con pausas de ajuste, es decir, izar la torre hasta un excedente de cable prudente, y ajustar la medida del cable a la nueva posición, hasta que la torre forme un ángulo de 75° respecto al piso, posición en la que los tensores laterales libran el obstáculo que representan las cisternas. Como medida precautoria se instalaron andamios para elevar el extremo de la torre para simular un avance en la maniobra, este andamio colocó a la torre con un ángulo aproximado de 30° Respecto al piso. Una vez planteada la maniobra se procedió a la ejecución.



Fig. 3. 20 Modelo a escala de la torre anemométrica. Izquierda



Fig. 3. 21 Planeación de la maniobra. Derecha



Fig. 3. 22 Andamios levantaron el extremo de la torre al inicio de maniobra

El desarrollo de esta maniobra, fue muy lento y complicado ya que al levantar un poco la torre el diferencial del sobrante del tensor crecía considerablemente, y requería recuperación de cable de los 10 tensores.

3.6 Monitoreo

Una vez que las estaciones anemométricas se han instalado es necesario llevar a cabo el programa de mantenimiento y colecta de datos, este programa contempla la revisión periódica de datos con la finalidad de garantizar datos fiables. Para el caso de DGSCA, la colecta de datos se realizó manualmente en intervalos aproximados de 15 días, mientras que para JARBO la colecta de datos se realizaba mediante una conexión GPRS al correo electrónico *cueolico@cancon.fi-a.unam.mx*¹, con frecuencia diaria.

3.6.1 DGSCA

En cada colecta de datos en la estación DGSCA se revisaron los datos del periodo para detectar alguna incidencia en la estación, se detectó solo una incidencia donde ocurrió un fallo en el registrador de datos, además de esto se retiró el registrador de datos por un periodo para realizar pruebas con el módulo de comunicaciones, estas incidencias se registraron en la tabla 3.3.

DGSCA						
Apertura		Cierre				
Fecha	Hora	Fecha	Hora	Sensor	Descripción	Causa
31/05/2007	02:30:00 p.m.	06/06/2007	05:50:00 p.m.	TODOS	No hay datos	Pruebas con el módulo de comunicación
01/08/2007	12:00:00 a.m.	21/08/2007	09:00:00 a.m.	TODOS	No hay datos	Falla en Registrador de Datos

Tabla 3. 3 Incidencias en la estación DGSCA

La cobertura anual de los datos de esta estación es de 91.33%, la pérdida de datos es debida a las incidencias y a errores internos del registrador que en ocasiones sobrescribe valores, debido a esto, una cobertura cercana al 90% es considerada aceptable por la industria eólica.

		Sensor 30 m				Sensor 20 m	
		Vel. Media		Dirección		Vel. Media	
Año	Mes	Media (m/s)	Cober. (%)	Media (°)	Cober. (%)	Media (m/s)	Cober. (%)
2006	12	2.28	93.55	14.96	93.55	2.14	93.55
2007	01	2.27	100.00	17.17	100.00	2.17	100.00
2007	02	2.32	96.43	18.28	96.43	2.20	96.43
2007	03	2.40	96.77	18.90	96.77	2.26	96.77
2007	04	2.55	96.67	20.68	96.67	2.41	96.67
2007	05	2.59	98.79	20.39	98.79	2.39	98.79
2007	06	2.25	80.83	19.87	80.83	2.09	80.83
2007	07	2.15	100.00	19.22	100.00	1.98	100.00
2007	08	2.49	34.27	18.38	34.27	2.30	34.27
2007	09	2.23	100.00	18.26	100.00	1.97	100.00
2007	10	2.56	98.66	16.89	98.66	2.35	98.66
2007	11	2.22	100.00	16.13	100.00	2.19	100.00

Tabla 3. 4 Cobertura DGSCA

¹ Cuenta de correo electrónico provista por la Facultad de Ingeniería UNAM.

3.6.2 JARBO

La colecta de datos en esta estación fue más cómoda y continua debido al sistema de comunicación. Este sistema envía 2 veces al día un correo electrónico con los datos de las últimas 12 horas. Esta continuidad de información evitó la pérdida de datos, mejorando sustancialmente la cobertura de los mismos, la única pérdida de datos registrada fue por una revisión al sistema de comunicación, la tabla 3.4 muestra esta única incidencia.

JARBO						
Apertura		Cierre				
Fecha	Hora	Fecha	Hora	Sensor	Descripción	Causa
01-05-2007	17:00	24-05-2007	15:00	TODOS	No hay datos	Revisión de la transferencia inalámbrica de datos

Tabla 3. 5 Incidencias en la estación JARBO

La tabla 3.5 muestra la cobertura de datos de la estación JARBO, en el mes de mayo de 2007 se puede observar un baja cobertura, esto debido a que se inicio la operación a finales del mes. La cobertura anual para esta estación es del 95%.

Año	Mes	Sensor 40 m				Sensor 30 m				Sensor 20 m	
		Vel. Media		Dirección		Vel. Media		Dirección		Vel. Media	
		Media (m/s)	Cober. (%)	Media (°)	Cober. (%)	Media (m/s)	Cober. (%)	Media (°)	Cober. (%)	Media (m/s)	Cober. (%)
2007	05	2.95	23.79%	185.7	23.79%	2.71	23.79%	214.4	23.79%	2.17	23.79%
2007	06	2.53	100.00%	172.2	100.00%	2.32	100.00%	204.8	100.00%	1.89	100.00%
2007	07	2.28	96.51%	181.8	96.51%	2.11	96.51%	192.1	96.51%	1.71	96.51%
2007	08	2.66	99.73%	193.1	99.73%	2.44	99.73%	199.3	99.73%	1.89	99.73%
2007	09	2.31	96.11%	204.8	96.11%	2.19	96.11%	210.5	96.11%	1.66	96.11%
2007	10	2.77	99.73%	216.3	99.73%	2.48	99.73%	223.5	99.73%	2.01	99.73%
2007	11	2.55	85.00%	210.2	85.00%	2.26	85.00%	216.7	85.00%	1.87	85.00%
2008	12	2.32	93.41%	189.2	93.41%	2.08	93.41%	191.5	93.41%	1.80	93.41%
2008	01	2.55	96.37%	186.1	96.37%	2.34	96.37%	187.8	96.51%	2.02	96.51%
2008	02	2.85	91.52%	189.2	91.52%	2.62	91.52%	193.5	91.52%	2.23	91.52%
2008	03	2.86	89.38%	187.4	89.38%	2.63	89.38%	192.5	89.38%	2.23	89.38%
2008	04	2.75	93.82%	180.7	93.82%	2.53	93.82%	184.9	93.82%	2.13	93.82%

Tabla 3. 6 Cobertura JARBO

JARBO							
Canal	Tipo	Descripción	Número de serie	Altura	Factor de escala	Offset	Unidades
1	1	NRG #40 Anem. m/s	SN:31380	40 m	0.765	0.35	m/s
2	1	NRG #40 Anem. m/s	SN:31381	30 m	0.765	0.35	m/s
3	1	NRG #40 Anem. m/s	SN:31382	20 m	0.765	0.35	m/s
7	3	#200P Wind Vane	SN:23381	40 m	0.351	0	deg
8	3	#200P Wind Vane	SN:23380	30 m	0.351	0	deg
9	4	NRG #110S Temp C	SN:33650	6 m	0.136	-86.383	C

Tabla 3. 2 Detalle de instrumentos en JARBO

La estación JARBO fue izada en su totalidad, el viernes 30 de Marzo de 2007. Fue necesario colocar una malla ciclónica, como medida precautoria contra el vandalismo. Fue hasta que se instaló el registrador de datos el 24 de mayo de 2007 que se comenzaron a registrar mediciones. La configuración de los canales del registrador de datos se muestra en la tabla 3.2.



Fig. 3. 23 Vista General de la Estación JARBO

CAPITULO 4: EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN CIUDAD UNIVERSITARIA

- 4.1 Tratamiento de datos**
 - 4.1.1 Rugosidad del emplazamiento
 - 4.1.2 Distribución de Weibull y Rosa de los vientos
- 4.2 Modelo de Simulación WASP**
 - 4.2.1 Cartografía
 - 4.2.2 Datos de Viento
 - 4.2.3 Mapa de recurso Eólico
- 4.3 Conclusiones**

CAPITULO 4: EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN CIUDAD UNIVERSITARIA



4.1 Tratamiento de datos

Para comenzar a tratar los datos primero se definió el periodo de los datos a evaluar, para la estación DGSCA en la cual se tomo el rango [01-12-2006 00:00- 30-11-2007 23:50] y para JARBO [01-06-2007 00:00- 30-04-2008 23:50]. Para garantizar la calidad de los datos colectados en la campaña de medición, se utilizo el método visual de filtrado de datos.

Se realizó un archivo de base de datos para graficar los datos, observar su comportamiento y así detectar los posibles fallos basados en las reglas mencionadas en la sección 2.5, la figura 4.1 muestra la forma en que se visualizaron los datos.

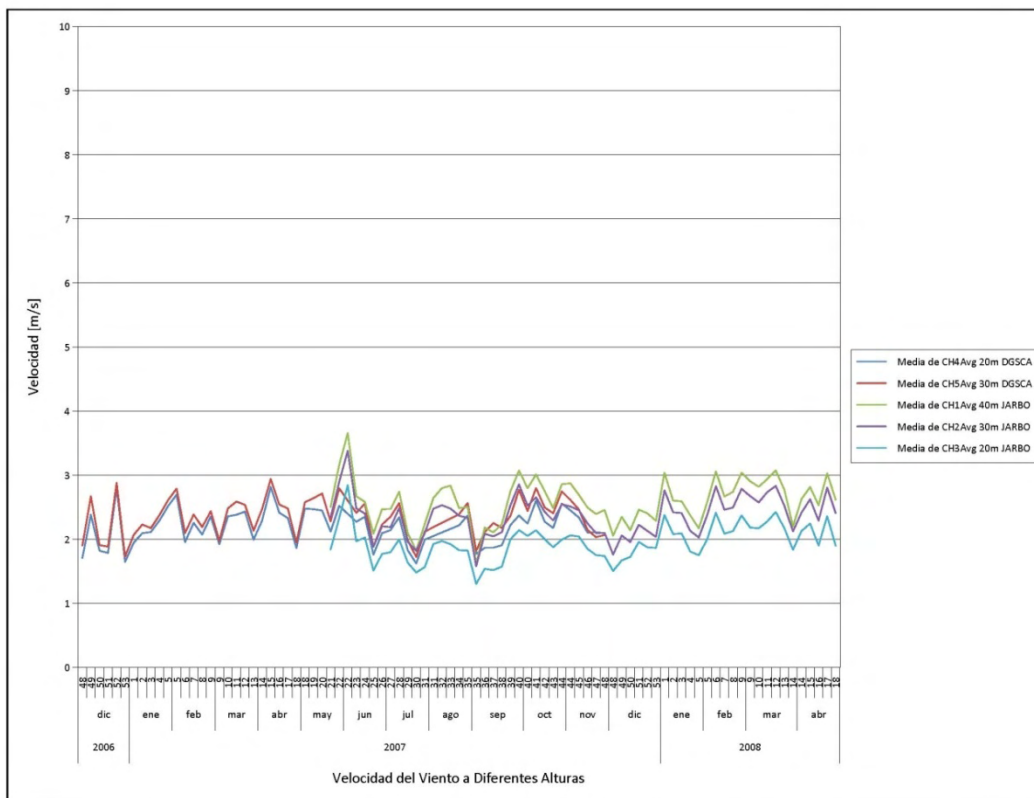


Fig. 4. 1 Visualización de datos

De este análisis visual se observaron huecos temporales de datos, es decir, rangos sin datos, no se detectaron datos erróneos para la velocidad del viento ni para la dirección. Por lo cual con estos datos se comenzó el análisis de recurso eólico disponible en Ciudad Universitaria.

4.1.1 Rugosidad del emplazamiento

La rugosidad describe la superficie circundante a la estación de medición. Se utilizó la Ley Exponencial para caracterizar la rugosidad de las estaciones DGSCA y JARBO. Esta Ley establece una relación entre velocidades a distintas alturas que describen las irregularidades del entorno.

$$\alpha = \frac{\ln(v) - \ln(v_0)}{\ln(H) - \ln(H_0)}$$

Ec. 4. 1 Modelo exponencial

Así, α es el coeficiente de rugosidad. La estación DGSCA cuenta con 2 alturas de registro de velocidad de viento, se calculó α “alfa” utilizando la fórmula anterior (Ec 4.1) para cada uno de los registros diezminutales. La alfa característica de la estación es el promedio anual de las alfas, discriminado los valores nulos.

α : Característica [30-20 m]
0.235

Tabla 4. 1 Rugosidad DGSCA

El valor anterior de acuerdo a la tabla 1.3 sitúa la rugosidad del sitio como un campo boscoso, esta situación puede apreciarse en la fotografía de los alrededores de la estación.

Para la estación JARBO pueden obtenerse tres diferentes coeficientes de rugosidad debido a los tres anemómetros (α_1 :40-20m; α_2 :40-30m; α_3 :30-20m), el coeficiente de rugosidad característico, se obtuvo del promedio anual de las combinaciones de los distintos anemómetros. En la tabla 4.2 se muestran los distintos valores para el coeficiente de rugosidad a distintas alturas, así como la característica (promedio).

α_1 [40-30 m]	α_2 [40-20 m]	α_3 [30-20 m]	α :Característica
0.329	0.459	0.583	0.457

Tabla 4. 2 Rugosidad JARBO

Este valor característico del emplazamiento equivale a una alta rugosidad como la presente en las ciudades con muchos obstáculos (Tabla 1.3), este valor se atribuye a la abundante vegetación y al gran desnivel presente en los alrededores de la estación.

En el Anexo B se incluye un reporte fotográfico para ambas estaciones, donde son apreciables los alrededores, cuyos efectos sobre el viento determinan el valor del coeficiente de rugosidad.

4.1.2 Distribución de Weibull y Rosa de los Vientos

El análisis de Weibull para cada uno de los sensores a distintas alturas de cada una de las torres ofrece información sobre el comportamiento del viento en el punto de la torre anemométrica. A continuación se muestran los valores de cada sensor.

Estación DGSCA, Sensor 20 m

Parámetro	Weibull fit
Velocidad promedio [m/s]	2.28
Promedio de la densidad de potencia [W/m ²]	19

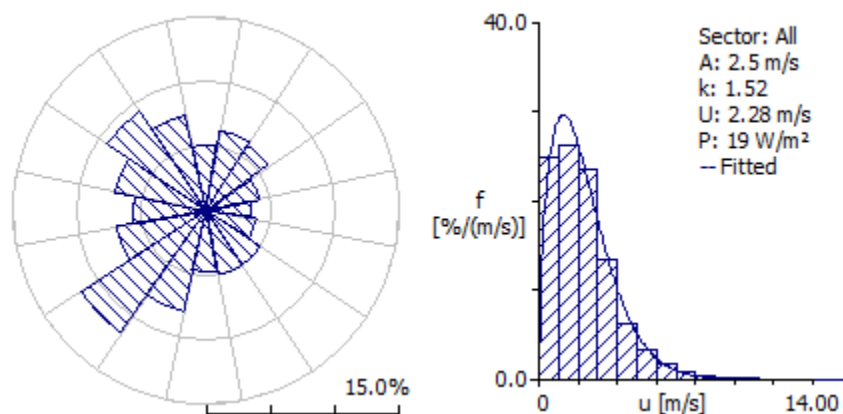


Fig. 4. 2 Rosa de los vientos y distribución de Weibull para DGSCA 20m

Sectores	0	23	45	68	90	113	135	158	180	203	225	248	270	293	315	338	Promedio
A[m/s]	2.6	2.2	2.0	2.1	2.2	2.3	2.6	3.1	2.4	2.7	2.8	2.0	2.2	2.7	3.0	2.7	2.5
K	1.59	1.58	1.76	1.54	1.38	1.24	1.18	1.36	1.19	1.63	2.03	1.40	1.47	1.94	2.02	1.76	1.52
U[m/s]	2.29	1.96	1.79	1.88	2.03	2.12	2.46	2.85	2.29	2.39	2.45	1.86	1.95	2.43	2.69	2.37	2.28
E[W/m ²]	18	12	8	11	16	22	38	45	30	20	17	12	13	17	23	18	19
F [%]	5.0	6.3	6.0	4.2	3.5	3.9	5.0	5.0	4.8	8.0	11.5	7.1	5.7	7.3	9.3	7.5	100

Tabla 4. 3 Análisis de Weibull para DGSCA 20m por sector

El parámetro A es el factor de escala, k es el factor de forma de la función de Weibull. U es la velocidad promedio, E es la densidad de potencia y F es la frecuencia de cada sector de dirección.

Estación DGSCA, Sensor 30 m

Parámetro	Weibull fit
Velocidad promedio [m/s]	2.42
Promedio de la densidad de potencia [W/m ²]	22

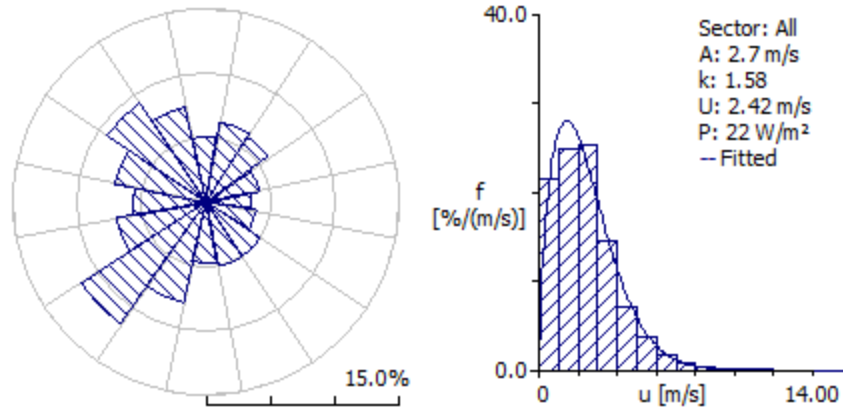


Fig. 4. 3 Rosa de los vientos y distribución de Weibull para DGSCA 30m

Sectores	0	23	45	68	90	113	135	158	180	203	225	248	270	293	315	338	Promedio
A[m/s]	2.8	2.4	2.2	2.2	2.2	2.3	2.7	3.1	2.4	2.7	2.9	2.3	2.5	3.1	3.4	2.9	2.7
K	1.61	1.64	1.79	1.65	1.50	1.30	1.22	1.35	1.16	1.54	2.00	1.51	1.62	2.12	2.14	1.84	1.58
U[m/s]	2.50	2.17	1.94	2.00	2.00	2.10	2.56	2.88	2.28	2.39	2.54	2.04	2.21	2.73	2.98	2.60	2.42
E[W/m ²]	24	15	10	12	13	19	39	47	31	22	19	14	16	23	29	23	22
F [%]	5.0	6.3	6.0	4.2	3.5	3.9	5.0	5.0	4.8	8.0	11.5	7.1	5.7	7.3	9.3	7.5	100

Tabla 4. 4 Análisis de Weibull para DGSCA 30m por sector

El parámetro A es el factor de escala, k es el factor de forma de la función de Weibull. U es la velocidad promedio, E es la densidad de potencia y F es la frecuencia de cada sector de dirección.

De los resultados obtenidos para la estación DGSCA se observa una dirección predominante suroeste, segunda en dirección dominante de acuerdo a los datos de la Estación CCH-Sur de la red PEMBU. La distribución de Weibull indica un factor de forma de 1.5 menor a la distribución Rayleigh lo que significa vientos bajos. La densidad de potencia ronda los 20 W/m².

Estación JARBO, Sensor 40 m

Parámetro	Weibull fit
Velocidad promedio [m/s]	2.66
Promedio de la densidad de potencia [W/m ²]	24

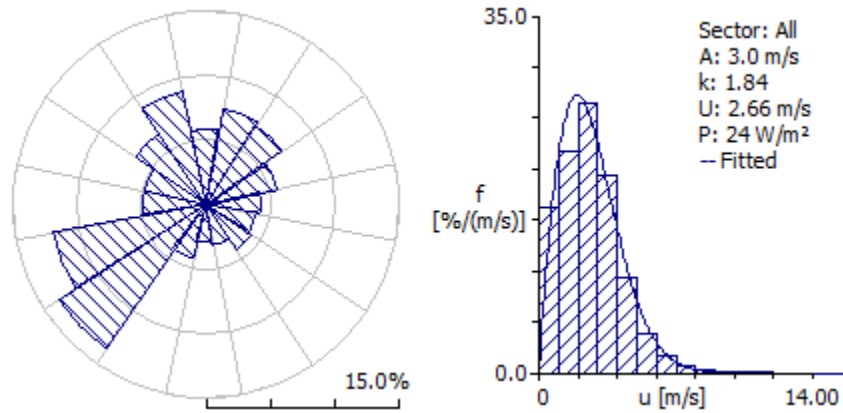


Fig. 4. 4 Rosa de los vientos y distribución de Weibull para JARBO 40m

Sectores	0	23	45	68	90	113	135	158	180	203	225	248	270	293	315	338	Promedio
A[m/s]	3.0	3.0	2.8	2.3	2.1	2.1	2.5	2.7	2.4	2.7	3.5	3.5	2.9	3.1	3.0	3.2	3.0
K	1.71	1.70	1.62	1.79	1.56	1.39	1.32	1.54	1.26	1.34	2.28	2.65	1.96	2.09	2.05	2.05	1.84
U[m/s]	2.71	2.66	2.50	2.07	1.91	1.89	2.32	2.40	2.20	2.50	3.07	3.07	2.57	2.72	2.66	2.86	2.66
E[W/m ²]	28	26	23	12	11	13	26	22	24	31	30	27	20	22	21	27	24
F [%]	5.9	7.6	7.2	5.6	4.2	3.9	4.3	3.2	2.9	4.2	13.5	12.1	4.9	4.9	6.6	8.9	100

Tabla 4. 5 Análisis de Weibull para JARBO 40m por sector

El parámetro A es el factor de escala, k es el factor de forma de la función de Weibull. U es la velocidad promedio, E es la densidad de potencia y F es la frecuencia de cada sector de dirección.

Estación JARBO, Sensor 30 m

Parámetro	Weibull fit
Velocidad promedio [m/s]	2.45
Promedio de la densidad de potencia [W/m ²]	18

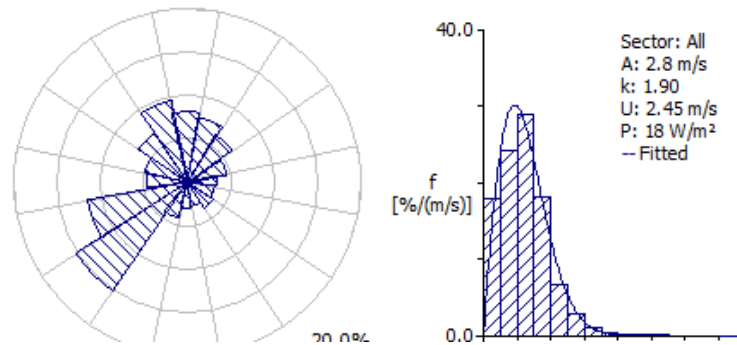


Fig. 4.5 Rosa de los vientos y distribución de Weibull para JARBO 30m

Sectores	0	23	45	68	90	113	135	158	180	203	225	248	270	293	315	338	Promedio
A[m/s]	2.8	2.9	2.5	2.2	2.1	2.3	2.7	2.3	2.2	2.3	3.1	3.0	2.6	2.6	2.6	2.9	2.8
K	1.79	1.73	1.80	1.72	1.51	1.46	1.44	1.49	1.25	1.31	2.38	2.65	1.97	2.04	1.98	2.01	1.90
U[m/s]	2.48	2.56	2.20	1.95	1.86	2.09	2.43	2.05	2.09	2.14	2.76	2.68	2.32	2.34	2.31	2.57	2.45
E[W/m ²]	20	23	14	10	11	16	25	14	21	20	21	18	15	15	15	20	18
F [%]	8.2	7.6	6.2	4.5	3.3	3.1	3.6	2.7	3.0	4.2	15.2	11.6	4.7	5.1	7.0	9.7	100

Tabla 4.6 Análisis de Weibull para JARBO 30m por sector

El parámetro A es el factor de escala, k es el factor de forma de la función de Weibull. U es la velocidad promedio, E es la densidad de potencia y F es la frecuencia de cada sector de dirección.

Estación JARBO, Sensor 20 m

Parámetro	Weibull fit
Velocidad promedio [m/s]	2.03
Promedio de la densidad de potencia [W/m ²]	11

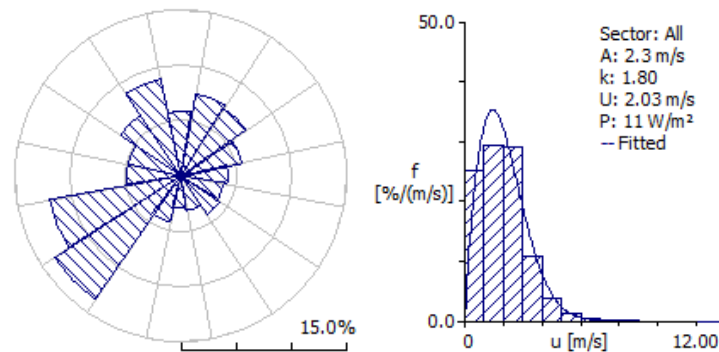


Fig. 4.6 Rosa de los vientos y distribución de Weibull para JARBO 20m

Sectores	0	23	45	68	90	113	135	158	180	203	225	248	270	293	315	338	Promedio
A[m/s]	2.4	2.5	2.4	2.0	1.8	1.6	1.9	2.0	1.8	2.1	2.6	2.5	2.1	2.0	2.0	2.4	2.3
K	1.79	1.81	1.63	1.68	1.47	1.36	1.24	1.43	1.26	1.42	2.33	2.76	1.87	1.75	1.77	2.00	1.80
U[m/s]	2.16	2.26	2.15	1.78	1.60	1.47	1.76	1.86	1.72	1.95	2.33	2.20	1.82	1.75	1.81	2.10	2.03
E[W/m ²]	13	15	15	8	7	6	13	12	11	13	13	10	8	7	8	11	11
F [%]	5.9	7.6	7.2	5.6	4.2	3.9	4.3	3.2	2.9	4.2	13.5	12.1	4.9	4.9	6.6	8.9	100

Tabla 4. 7 Análisis de Weibull para JARBO 20m por sector

El parámetro A es el factor de escala, k es el factor de forma de la función de Weibull. U es la velocidad promedio, E es la densidad de potencia y F es la frecuencia de cada sector de dirección.

De los resultados obtenidos para la estación JARBO se observa una marcada dirección predominante suroeste, confirmando la dirección obtenida por la estación DGSCA. La distribución de Weibull indica un factor de forma cercano a 2, lo que indica una mayor energía en este punto, la distribución es cercana a la distribución Rayleigh. La densidad de potencia varía sustancialmente para las diferentes alturas de medición debido a la alta rugosidad, así observamos que para 20 [m] se tiene una densidad de 11 [W/m²] mientras que para 40 [m] tiene una densidad de potencia de 24 [W/m²].

4.2 Modelo de Simulación WASP

El software utilizado para la elaboración del mapa se llama WasP “Wind Atlas Analysis and Application Program” desarrollado por el Departamento de Física en el Laboratorio Nacional Risø “Dinamarca”, es una herramienta para el análisis de los datos del viento, el atlas del viento para generación, el clima del viento para la estimación de producción de energía de parques eólicos, así como de cálculos para la ubicación de los aerogeneradores. Con los años, el programa se ha convertido en el estándar de la industria eólica para la evaluación de los recursos.

Este simulador estima el recurso eólico de un sitio con terreno simple y homogéneo o terreno complejo.

Para realizar un mapa de recurso eólico es necesario tener la cartografía del sitio y datos anemométricos.

4.2.1 Cartografía

Para obtener el plano cartográfico digital se solicitó a la Dirección General de Obras y Conservación, los planos físicos, y se digitalizaron utilizando el software de dibujo de ingeniería AutoCAD. El área de Ciudad Universitaria está trazada en 4 planos (Fig 4.7) a escala 1:2000, se escanearon los planos uno a uno para posteriormente unirlos en un solo archivo de curvas de nivel.

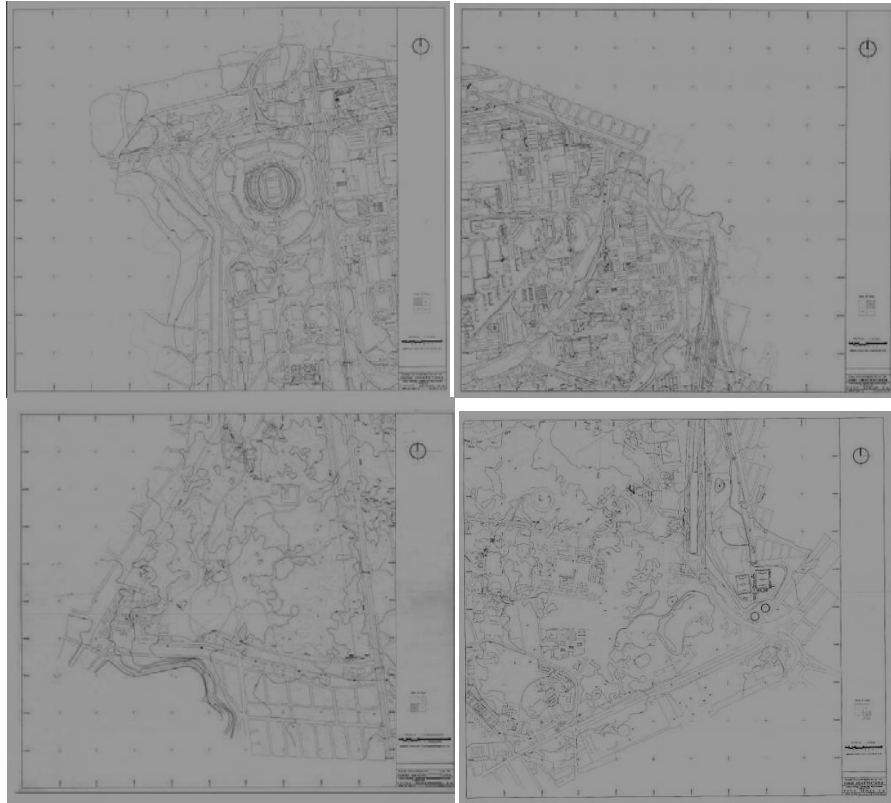


Fig. 4. 7 Planos originales escaneados de Ciudad Universitaria

Las imágenes escaneadas se importaron al AutoCAD y se calcaron digitalmente, es decir, se localizan las curvas visualmente y se trazan vectores encima de ellas, este proceso se continúa hasta terminar con las curvas de nivel. Este procedimiento da como resultado una serie de vectores coplanares, por lo que es necesario asignarles una altura, para que el simulador WASP, interprete el relieve del sitio.

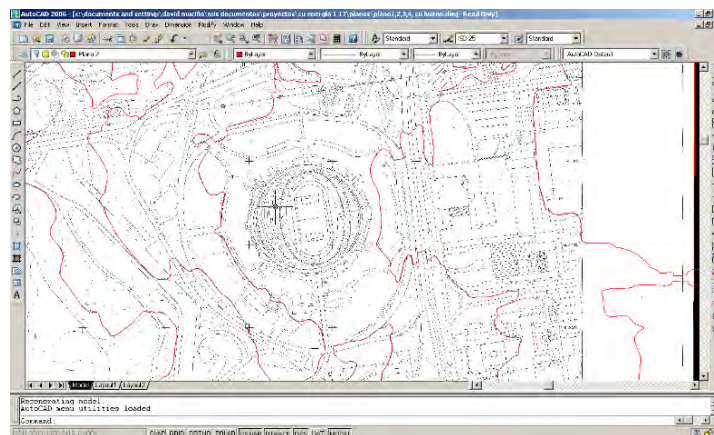


Fig. 4. 8 Vectorización de los planos escaneados

Partiendo de las curvas de nivel vectorizadas en AutoCAD es necesario guardar el archivo en formato DXF para que WAsP reconozca el mapa. Se utiliza la herramienta Map Editor de Wasp para convertir el formato DXF en MAP VECTOR WAsP.

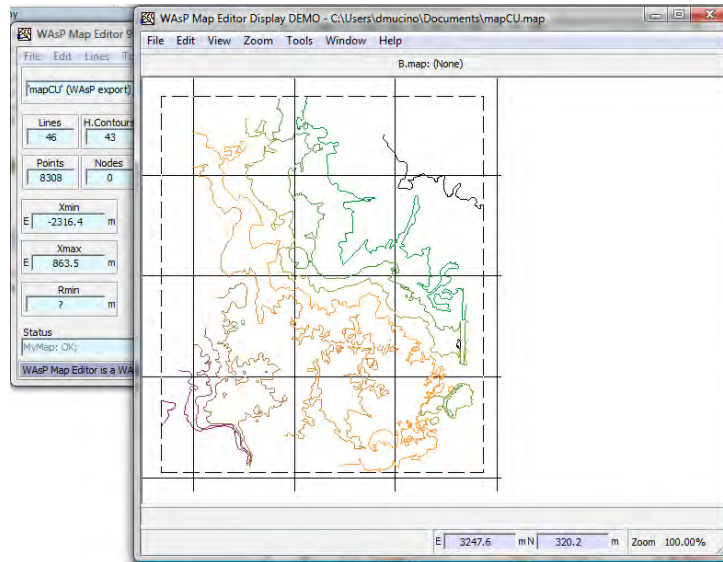


Fig. 4. 9 Map Editor de WAsP

4.2.2 Datos de Viento

La serie de datos se introducen a WAsP mediante la herramienta OWC Wizard, es importante que los datos estén tratados para evitar cualquier error en el cálculo. Estos datos se introducen partiendo de un archivo TXT con las columnas de velocidad y dirección. Estos datos se importan al WAsP con la herramienta mencionada. La Fig. 4.10 muestra la pantalla para comenzar a importar los datos al WAsP.

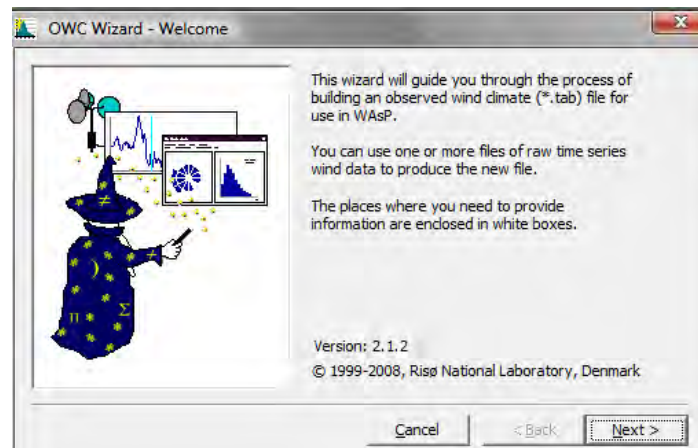


Fig. 4. 10 OWC Wizard herramienta para introducir los datos anemométricos al WAsP

Al finalizar la herramienta genera un archivo formato WAsP con los datos relevantes de la serie de datos.

4.2.3 Mapa de recurso Eólico

Partiendo de los archivos de cartografía y datos anemométricos en los formatos adecuados para su interpretación por WASP se unen en un solo archivo de simulación.

Se abre un archivo nuevo dentro de la ventana de WASP que se muestra en la Fig. 4.11 al lado izquierdo están los elementos que intervendrán en la simulación, es ahí donde se coloca el archivo de cartografía y datos anemométricos.

Para generar el mapa de recurso eólico se introduce un elemento nuevo dentro de la ventana, este elemento se llama Resource Grid. El cual posee características de una matriz (malla) así sus parámetros de configuración son: resolución, columnas y filas. Estos parámetros determinaran el número de cálculos hechos por el simulador, mientras más nodos, el mapa será más nítido aunque más tardado para su simulación. Otro parámetro es la altura de simulación, ya que WASP extrapola verticalmente los nodos. Estos parámetros se pueden observar en la Fig.4.11

Para el mapa de recurso eólico de Ciudad Universitaria se calcularon 111188 nodos, se necesitaron 40 minutos para calcular todos los nodos.

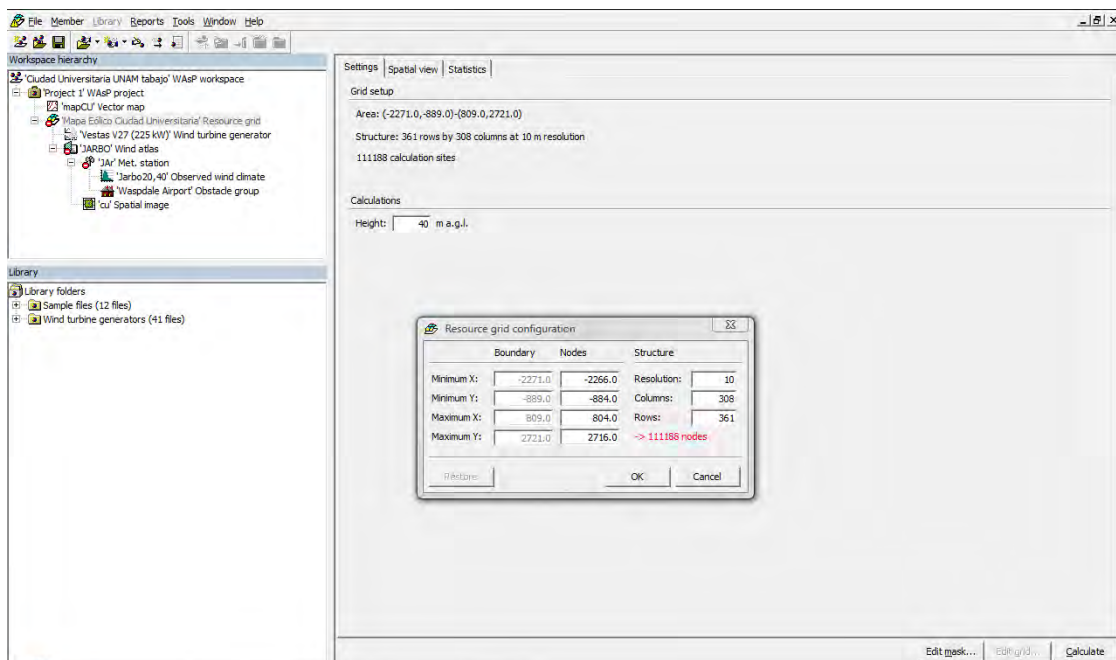


Fig. 4. 11 Ventana de simulación del WASP

Esta simulación es geométrica, es decir, para calcular un punto en el plano los valores son extrapolados tanto vertical como horizontalmente basándose en los datos fuente anemométricos. Al final del cálculo obtenemos un mapa con distintas tonalidades que indican la densidad de potencia del viento promedio anual. La simulación muestra el mapa de velocidades promedio anuales para el mapa cartográfico introducido que se muestra en la Fig. 4.12. En la Fig. 4.13 se observa el mapa de recurso eólico a 40 [m] de la Ciudad Universitaria.

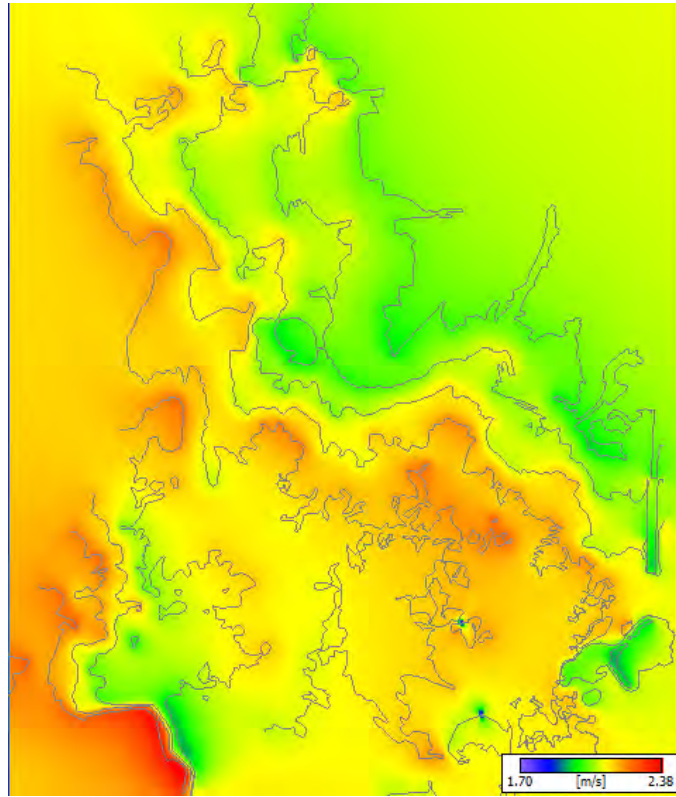


Fig. 4. 12 Mapa de velocidad de viento promedio anual

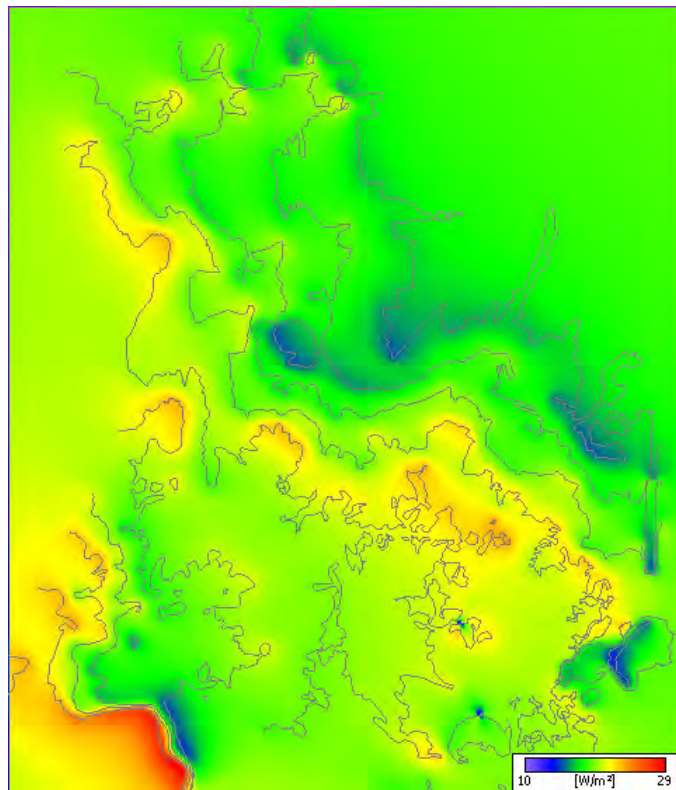


Fig. 4. 13 Mapa de Recurso Eólico de Ciudad universitaria a 40 [m]

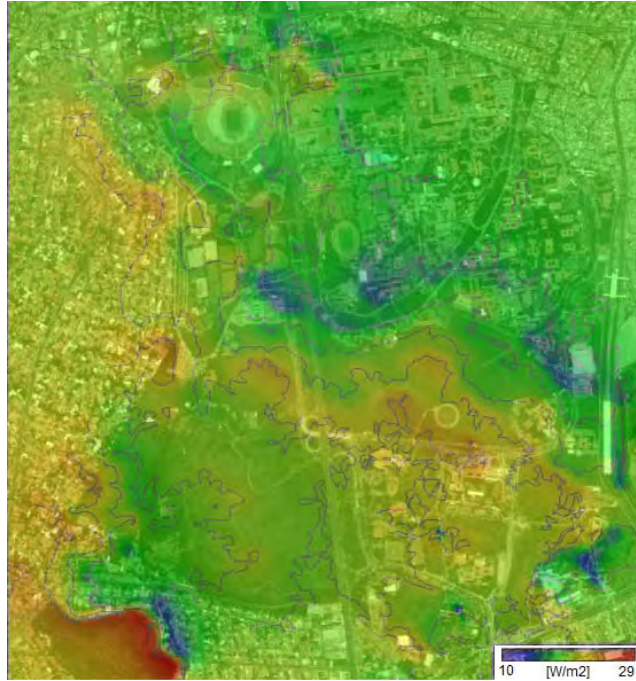


Fig. 4. 14 Mapa de Recurso Eólico de Ciudad Universitaria sobrepuesto en imagen satelital

4.3 Conclusiones

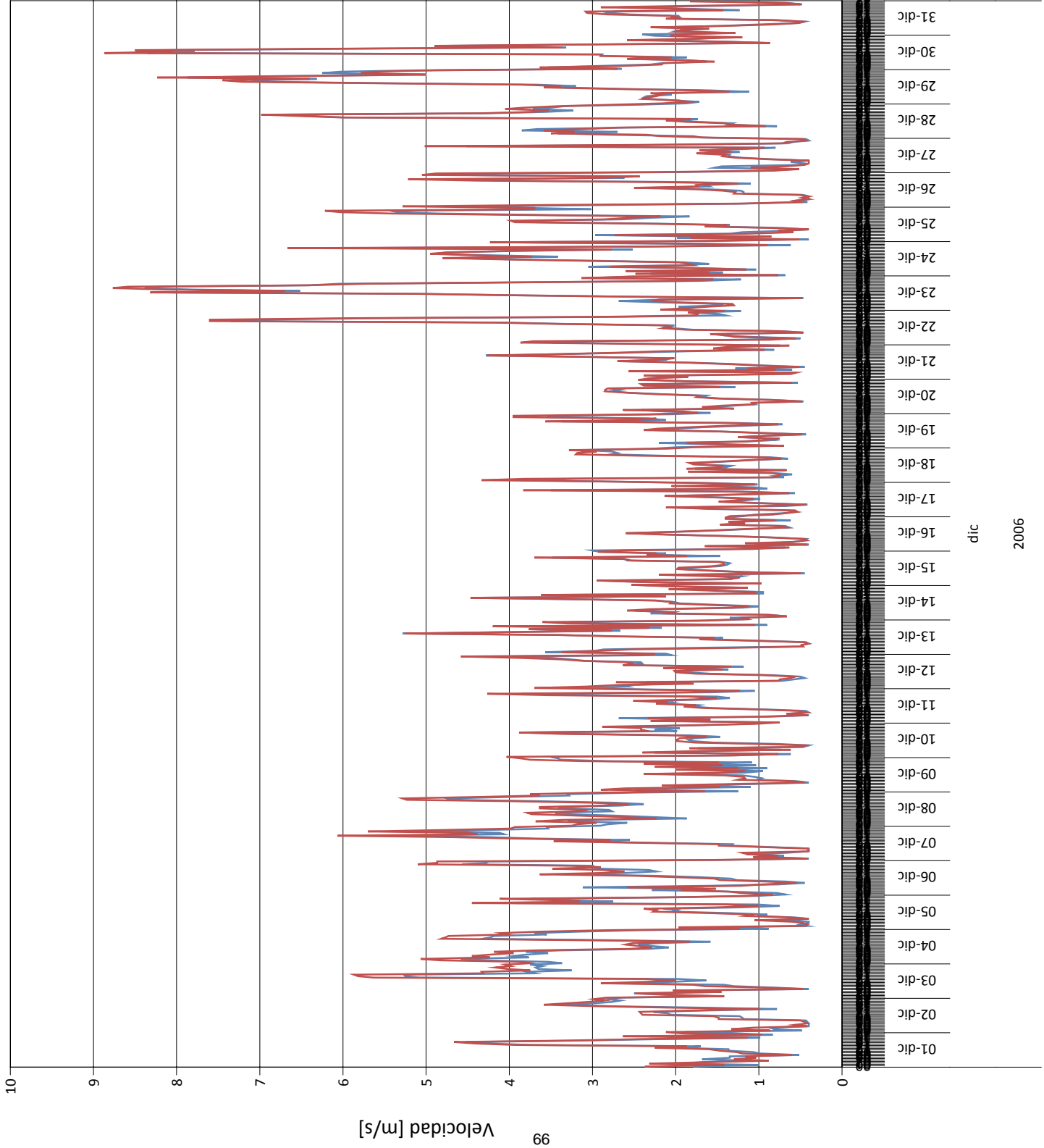
La sostenibilidad implica la explotación racional de los recursos locales de una región, así que, para lograr la sostenibilidad energética, no es suficiente la explotación de una sola fuente de energía, es necesario aprovechar las distintas fuentes renovables, además de programas de eficiencia energética.

Para la Ciudad Universitaria la densidad de potencia eólica para 40 [m] en los mejores sitios es de 29 [W/m²]. Para su aprovechamiento es recomendable un sistema que contemple otras fuentes renovables, para garantizar la continuidad del suministro eléctrico. Así, la energía eólica asume el rol de complementar a una fuente primaria. Queda como tarea futura caracterizar el recurso solar para su explotación.

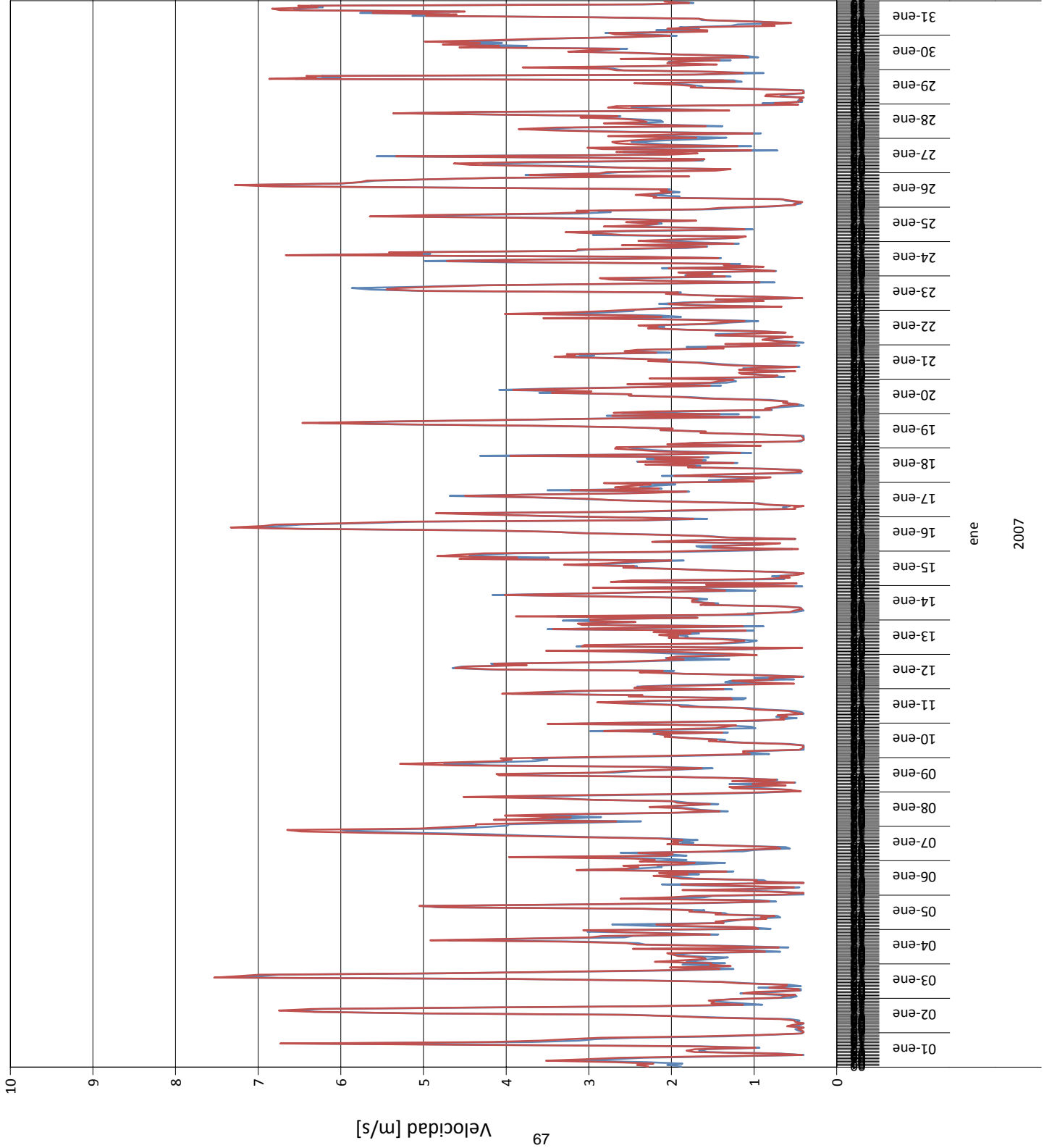
Los resultados de este estudio describen un viento tipo, que en la actualidad no es posible aprovechar con alta eficiencia con las aeroturbinas comerciales, este estudio podría ser utilizado como base para el desarrollo de nuevas tecnologías que permitan aprovechar este tipo de viento.

El cuidado en la realización de la campaña de medición eólica tiene consecuencias exponenciales en el estudio de recurso eólico, por ello es muy importante realizar la campaña de medición con los mejores procedimientos.

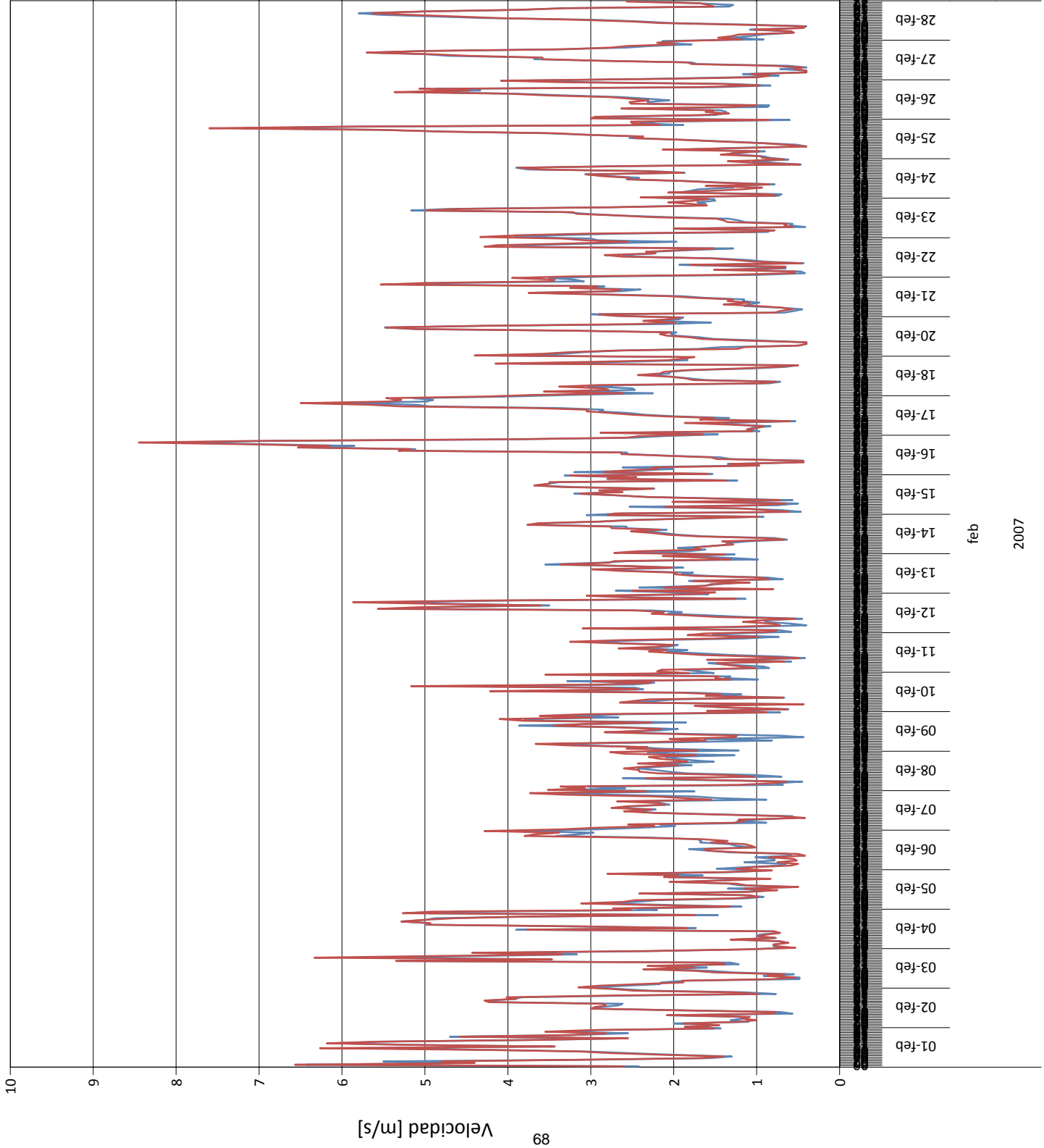
***ANEXO A Datos crudos de las estaciones DGSCA y
JARBO (velocidad y dirección)***



Velocidad del Viento a Diferentes Alturas

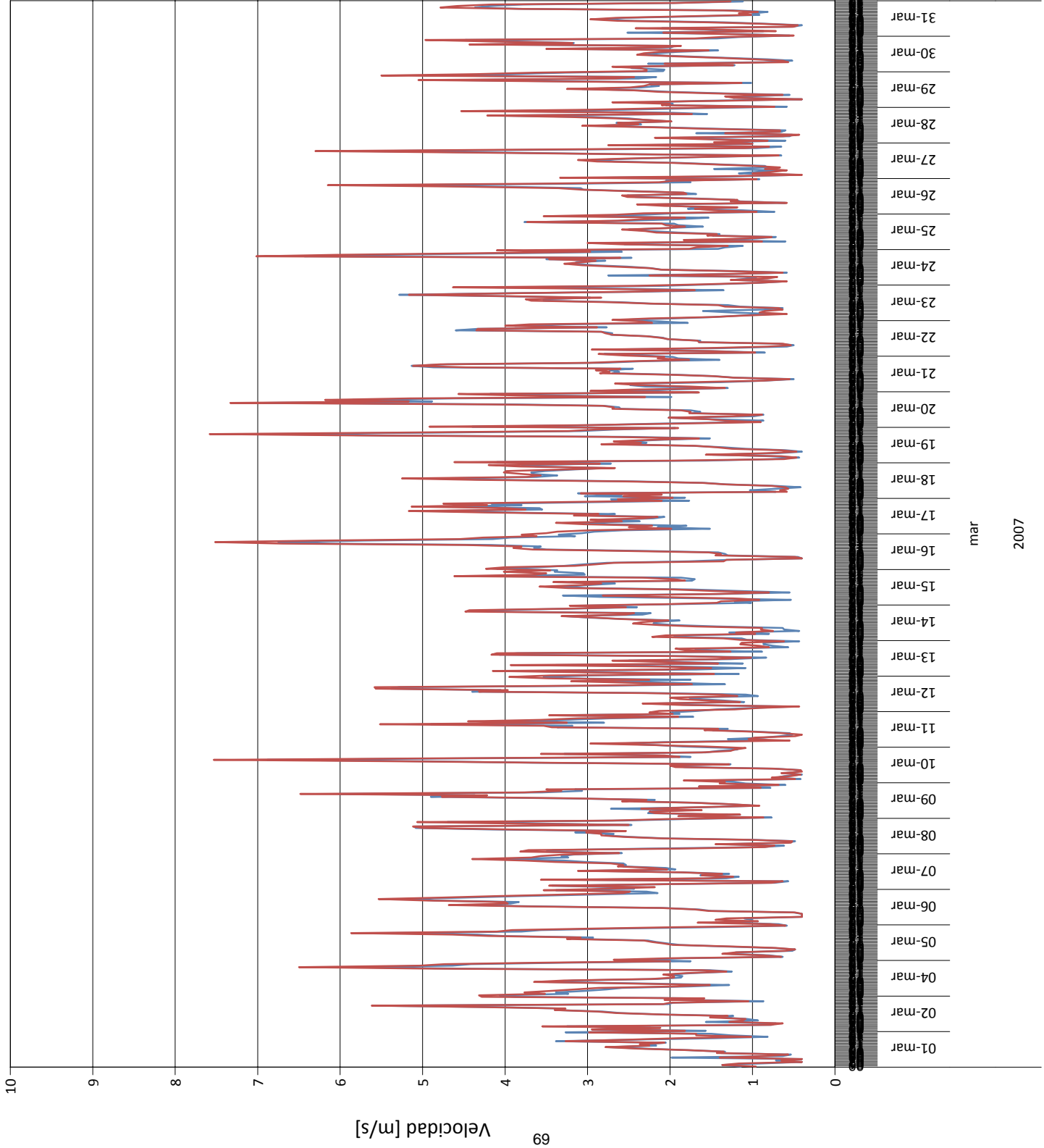


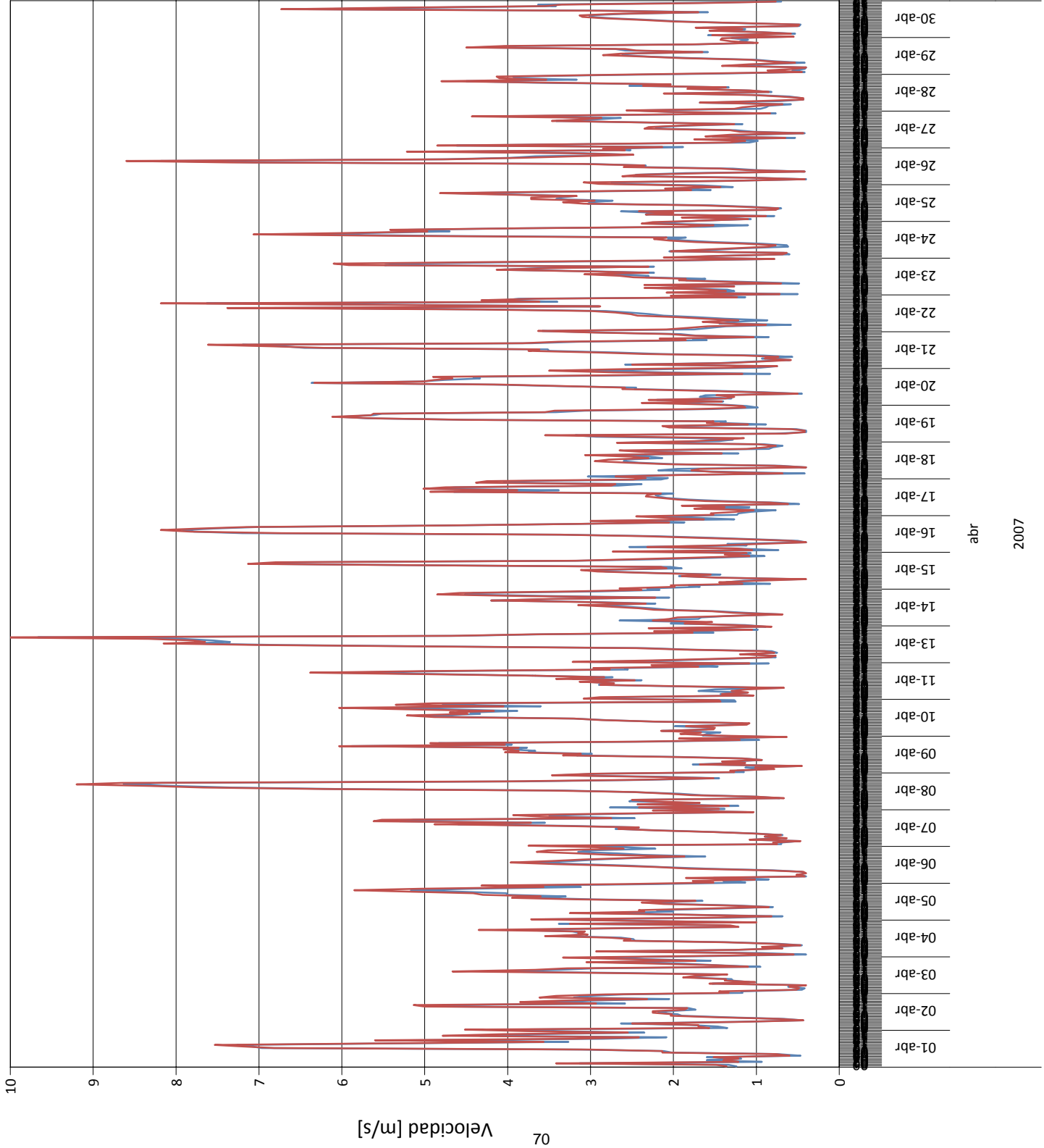
- Media de CH4Avg 20m DGSCA
- Media de CH5Avg 30m DGSCA
- Media de CH1Avg 40m JARBO
- Media de CH2Avg 30m JARBO
- Media de CH3Avg 20m JARBO



- Media de CH4Avg 20m DGSCA
- Media de CH5Avg 30m DGSCA
- Media de CH1Avg 40m JARBO
- Media de CH2Avg 30m JARBO
- Media de CH3Avg 20m JARBO

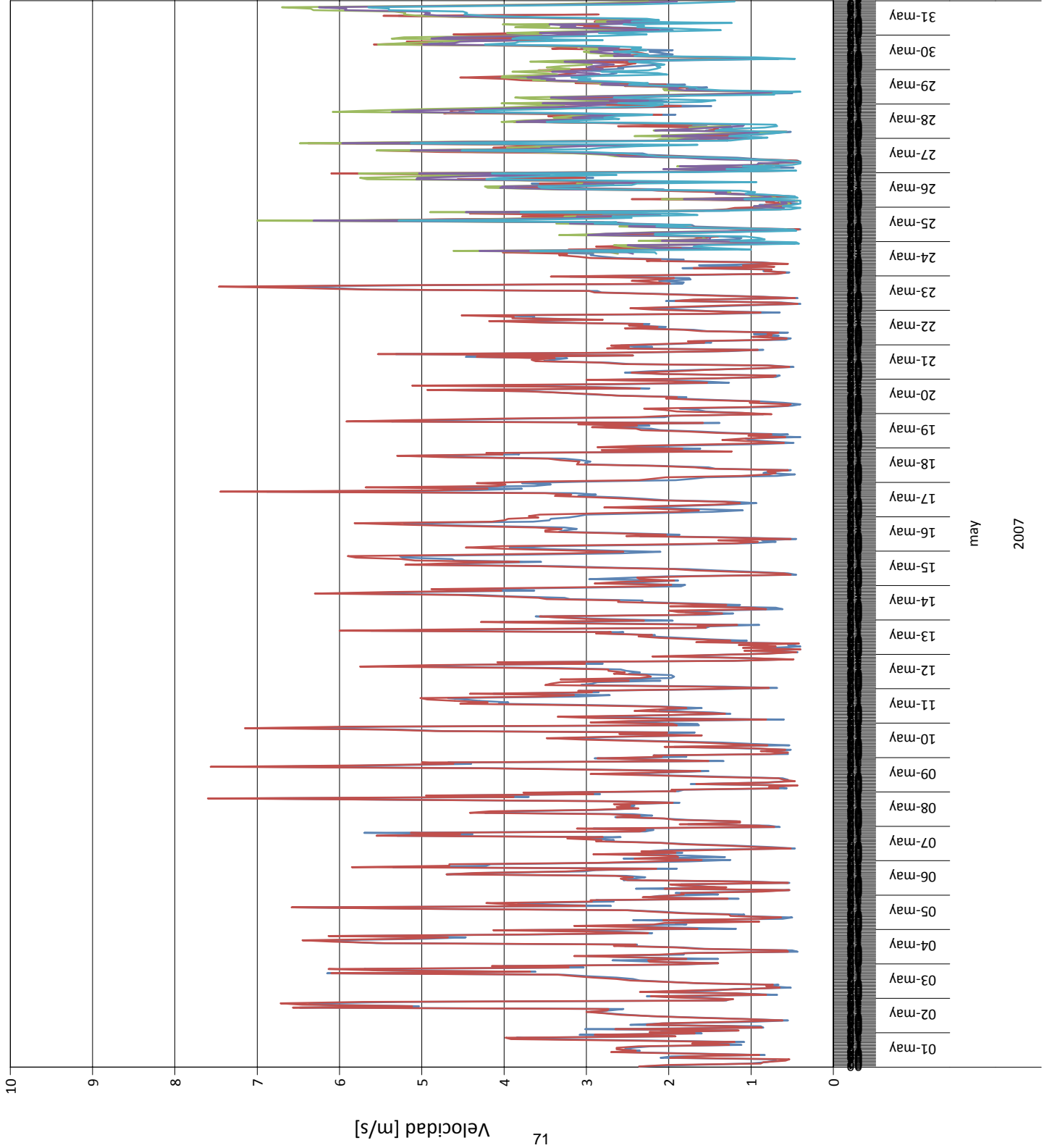
Velocidad del Viento a Diferentes Alturas





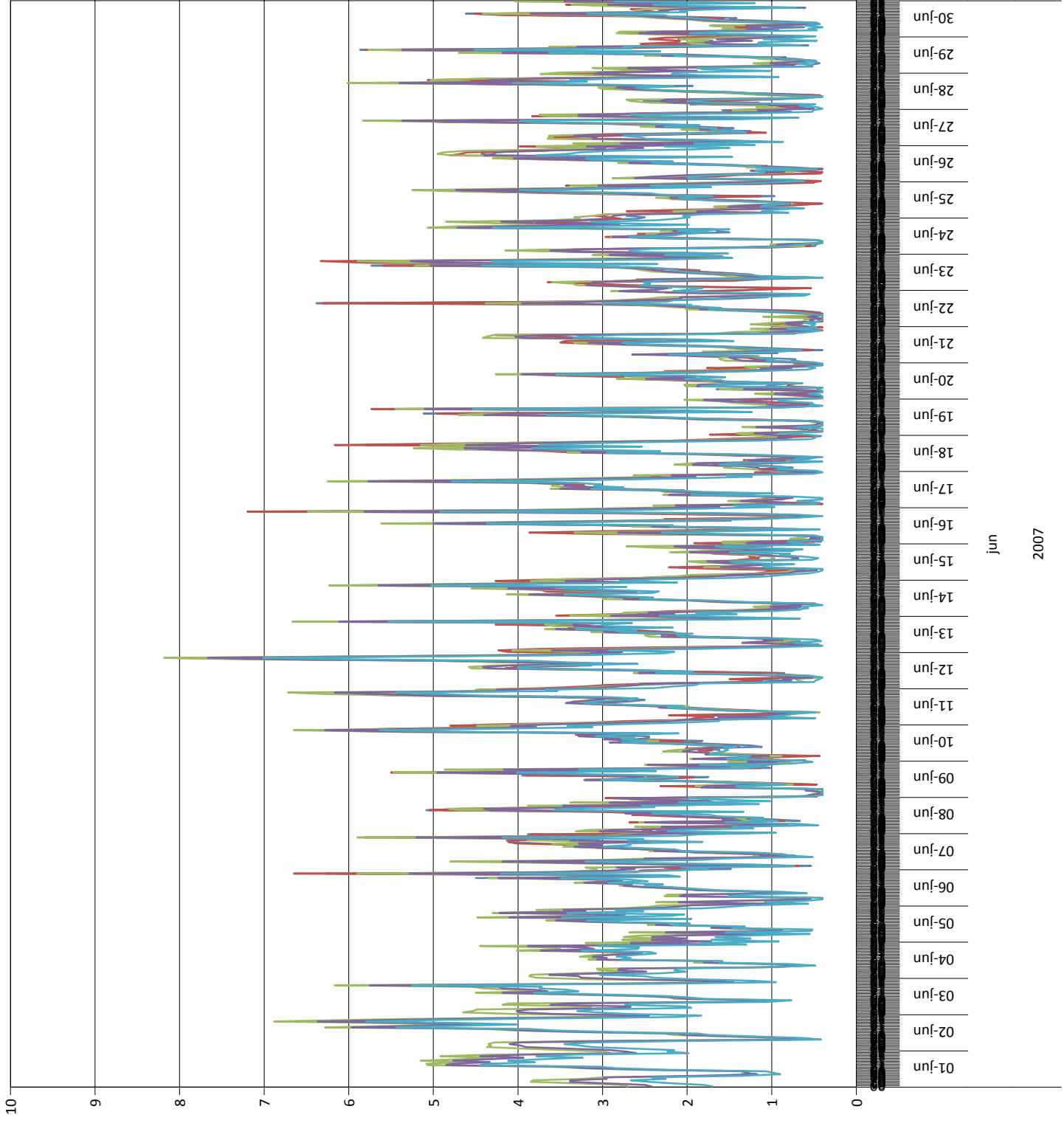
abr
2007

Velocidad del Viento a Diferentes Alturas

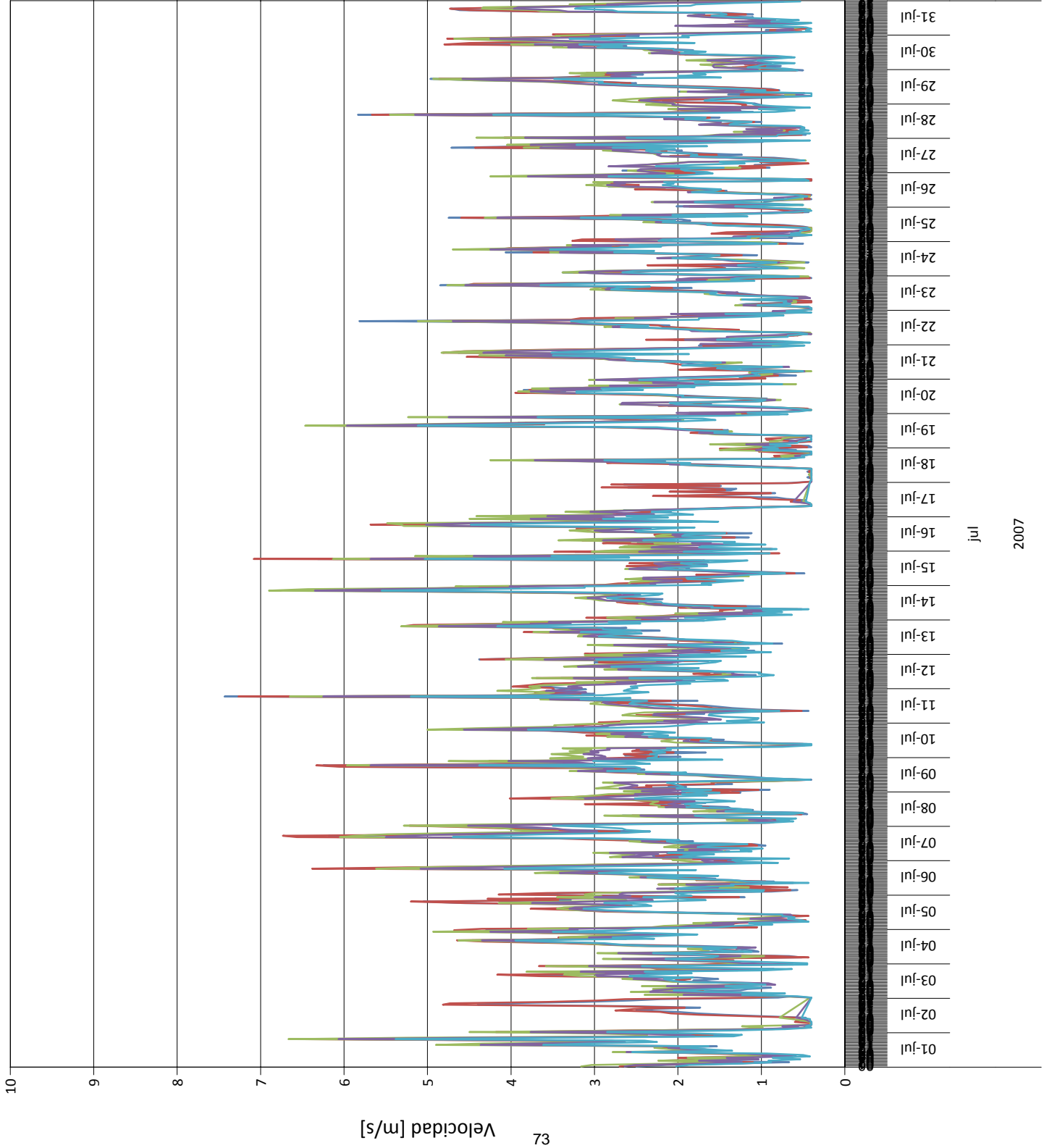


- Media de CH4Avg 20m DGSCA
- Media de CH5Avg 30m DGSCA
- Media de CH1Avg 40m JARBO
- Media de CH2Avg 30m JARBO
- Media de CH3Avg 20m JARBO

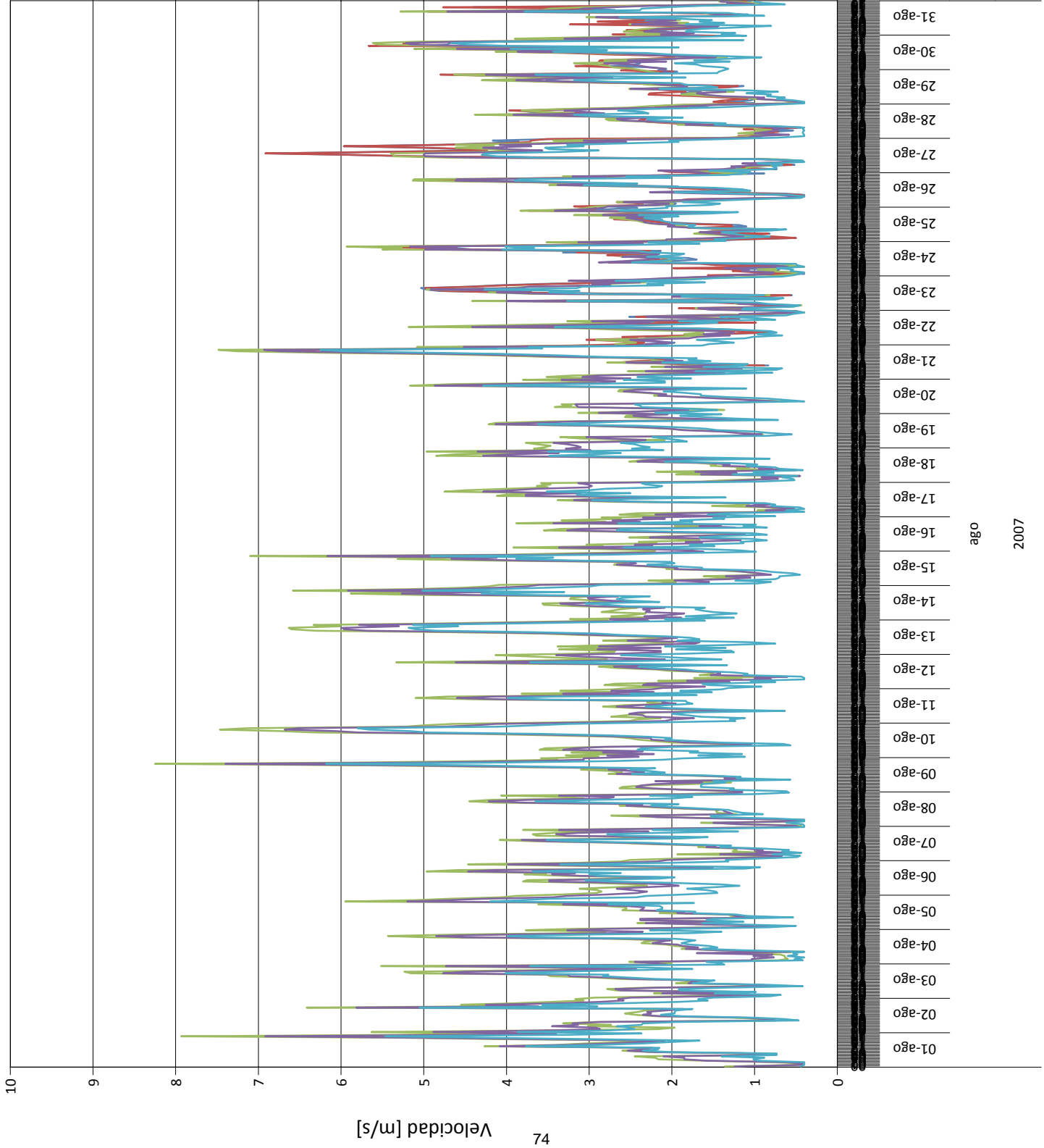
Velocidad del Viento a Diferentes Alturas



- Media de CH4Avg 20m DGSCA
- Media de CH5Avg 30m DGSCA
- Media de CH1Avg 40m JARBO
- Media de CH2Avg 30m JARBO
- Media de CH3Avg 20m JARBO

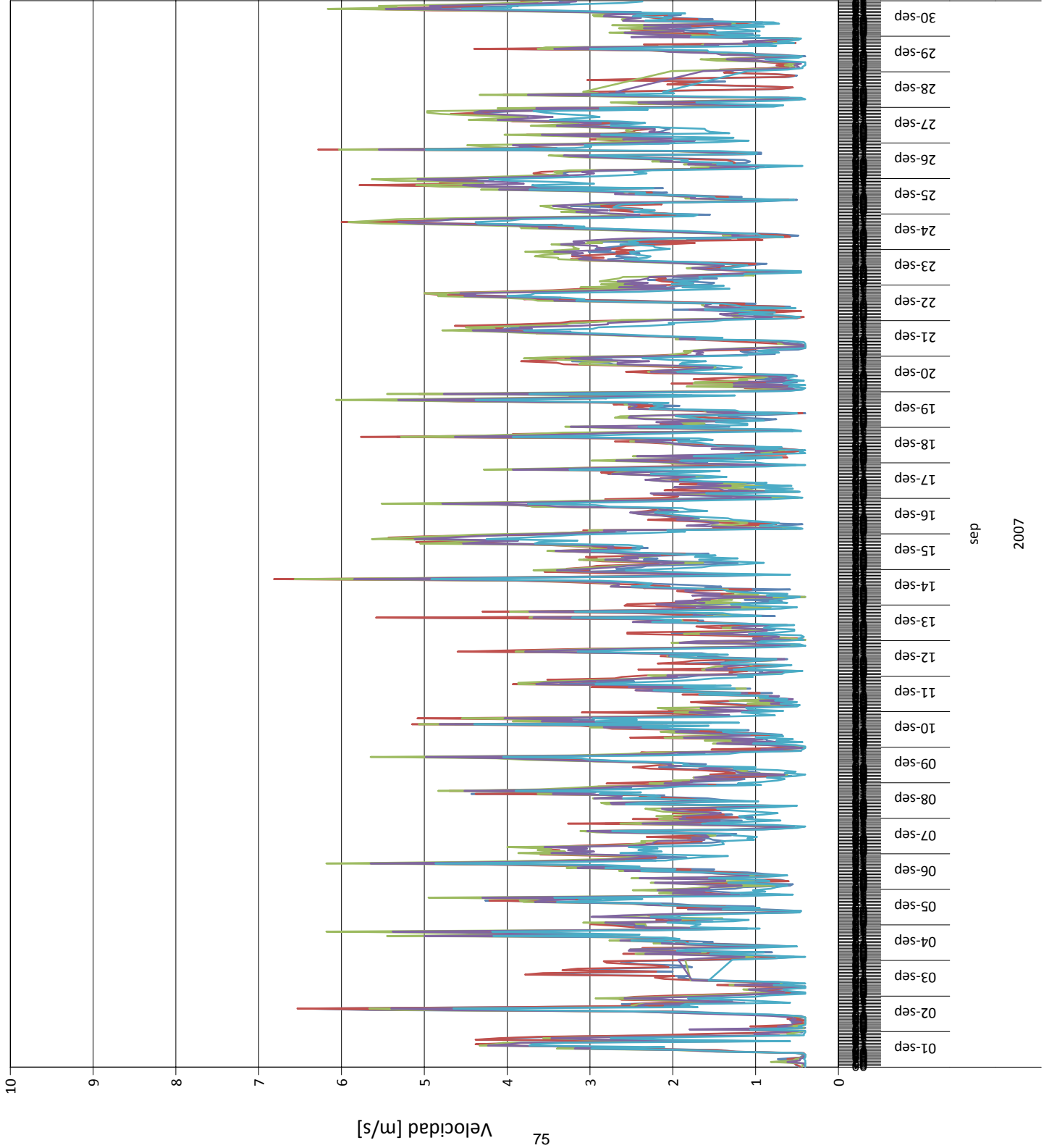


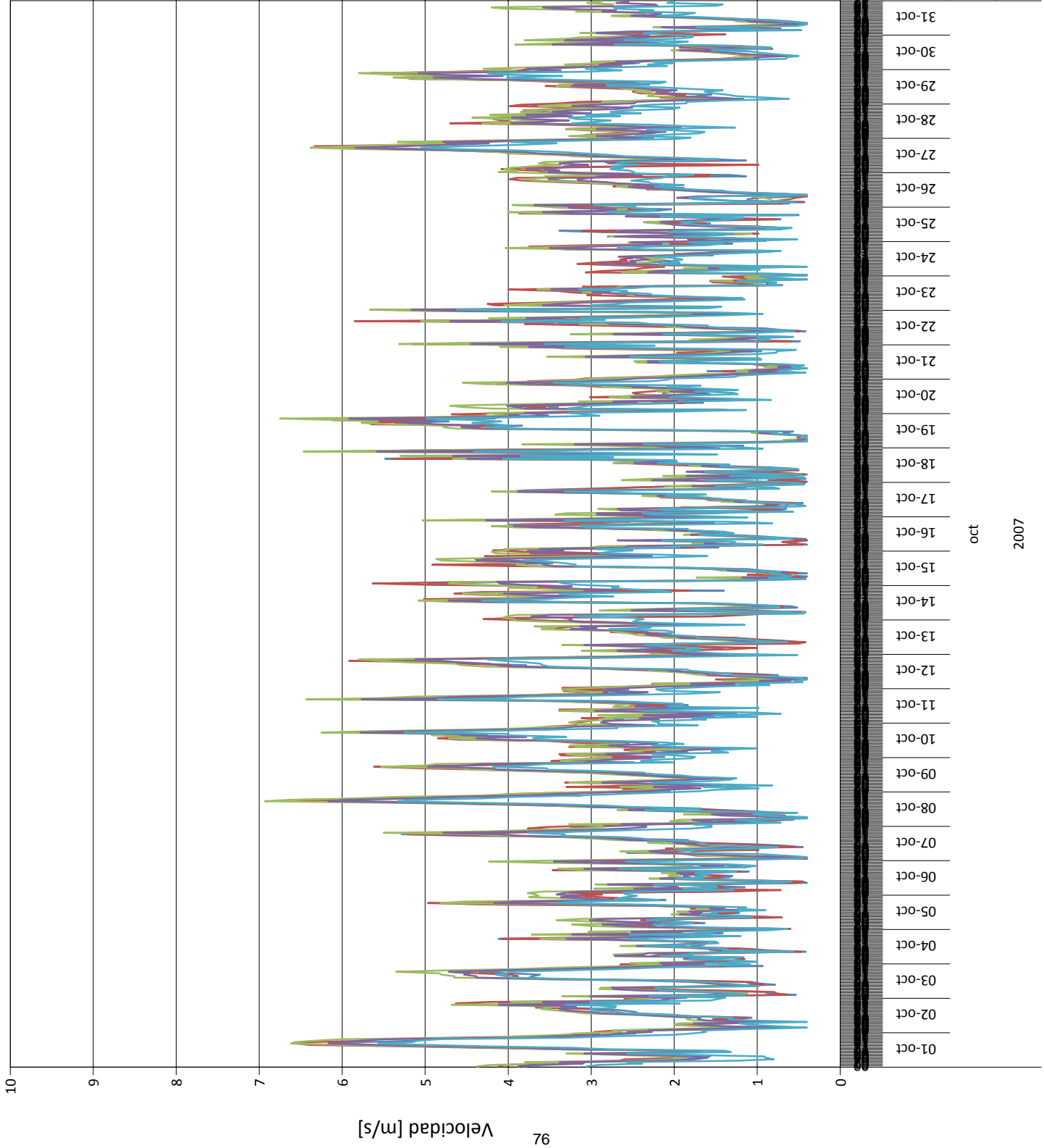
Velocidad del Viento a Diferentes Alturas



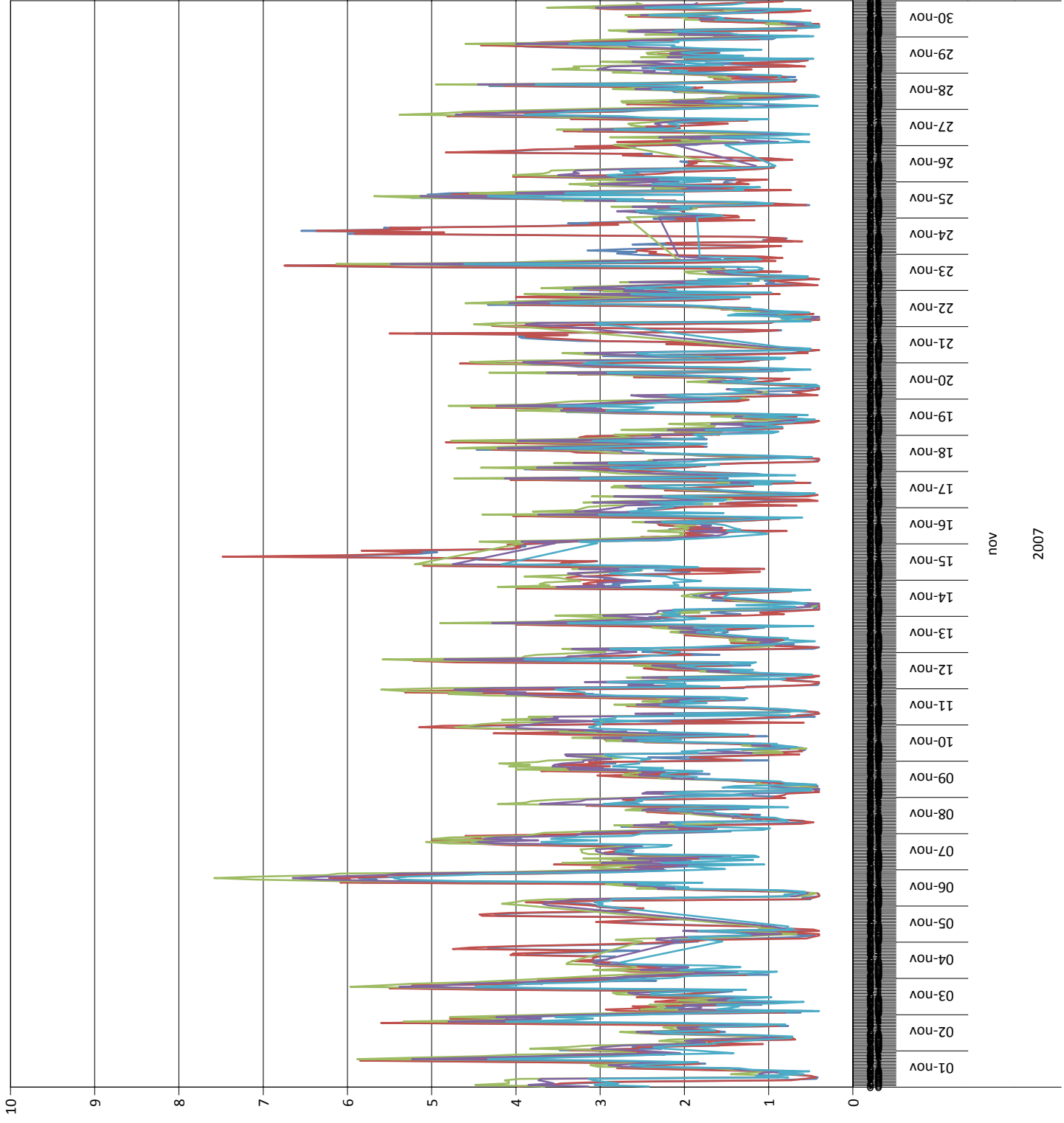
ago
2007

Velocidad del Viento a Diferentes Alturas



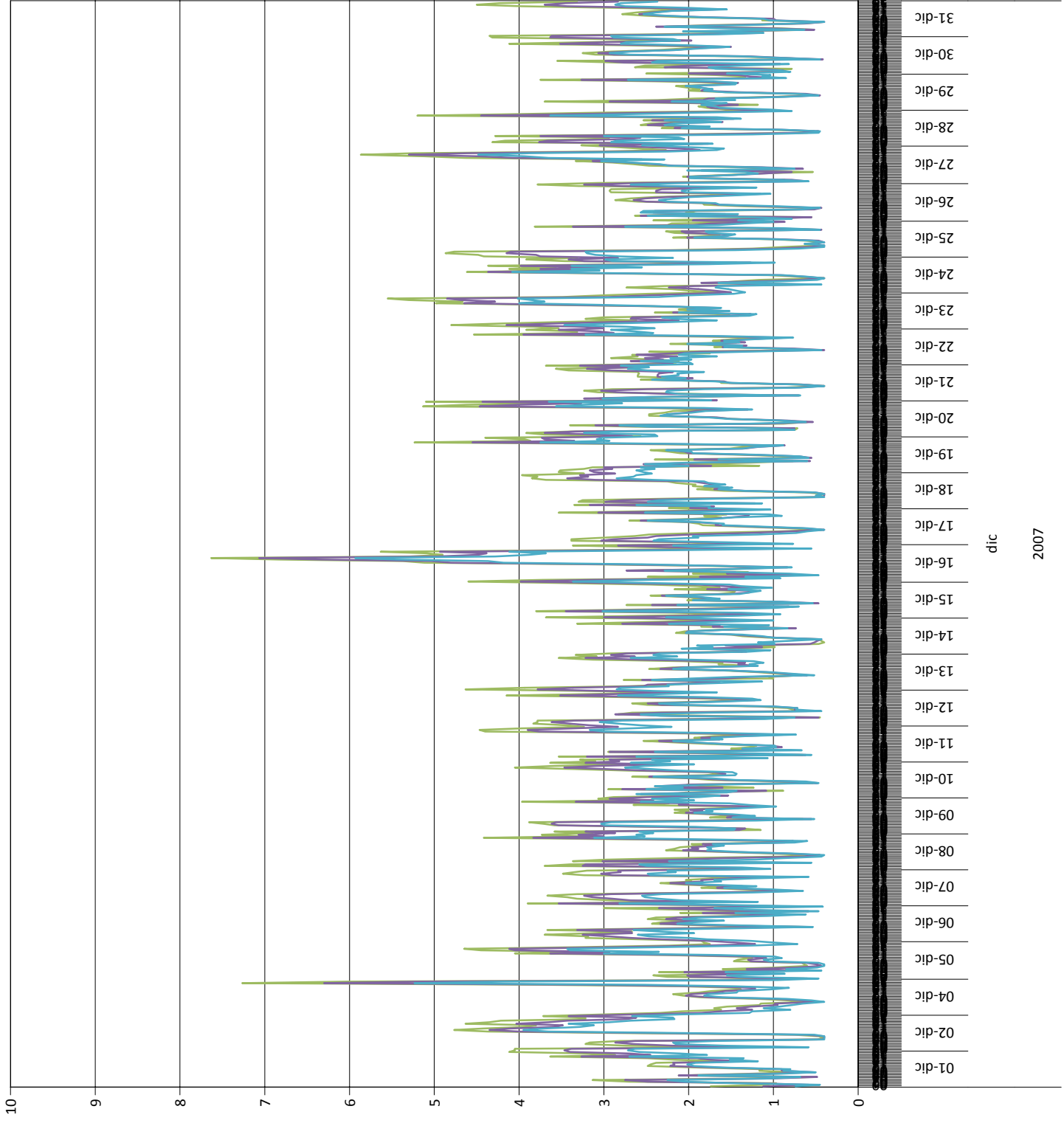


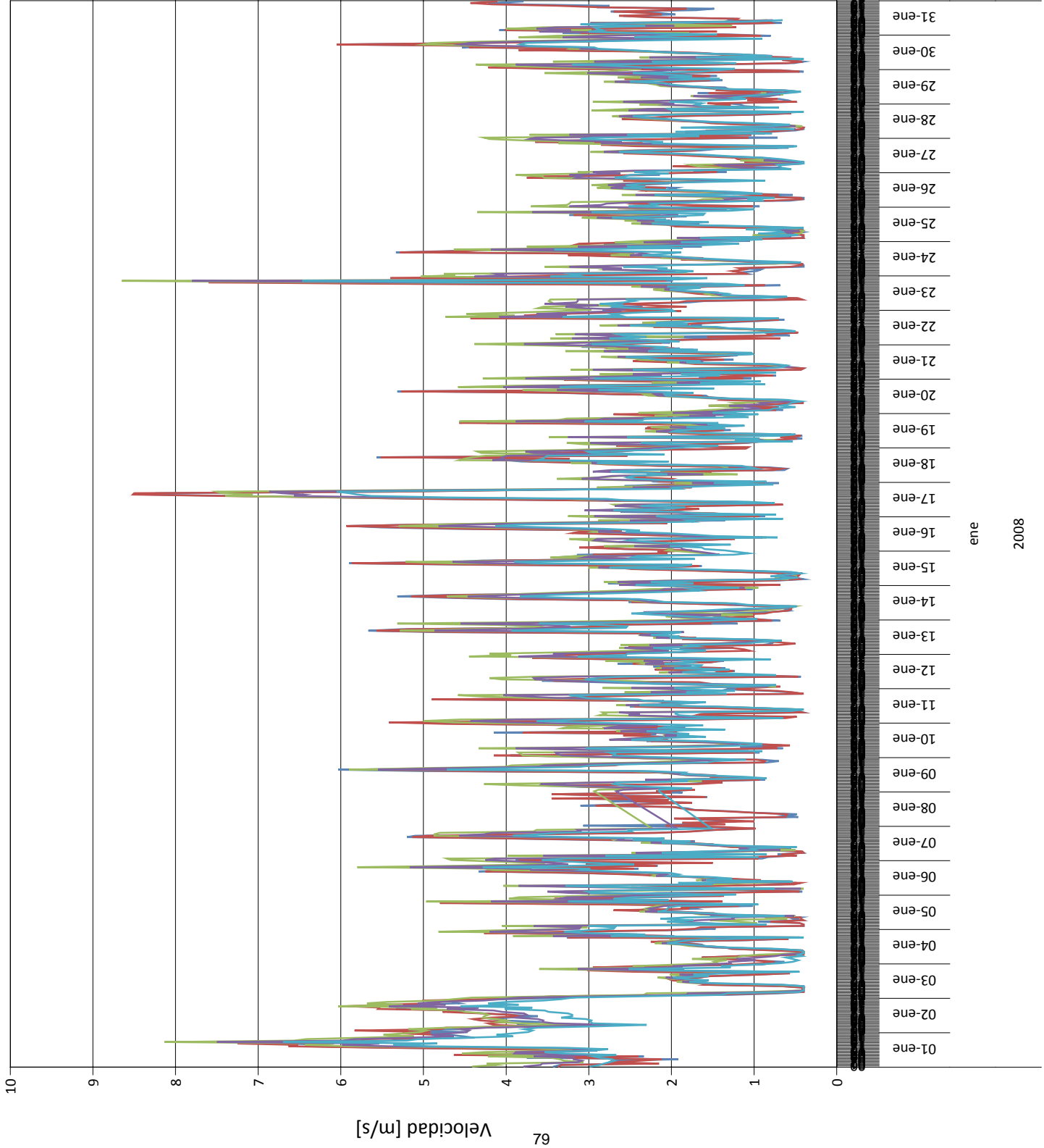
Velocidad del Viento a Diferentes Alturas



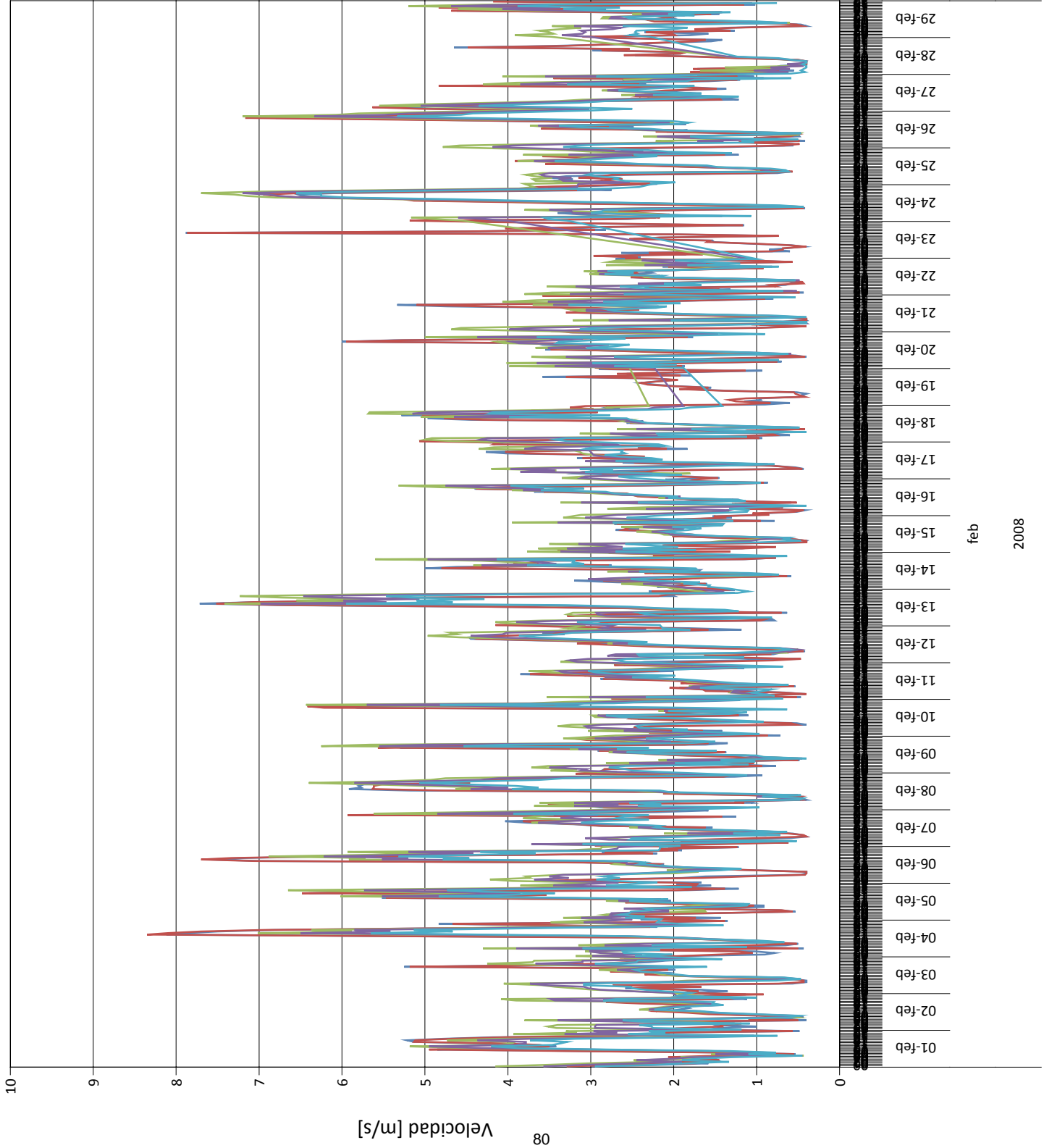
nov
2007

Velocidad del Viento a Diferentes Alturas





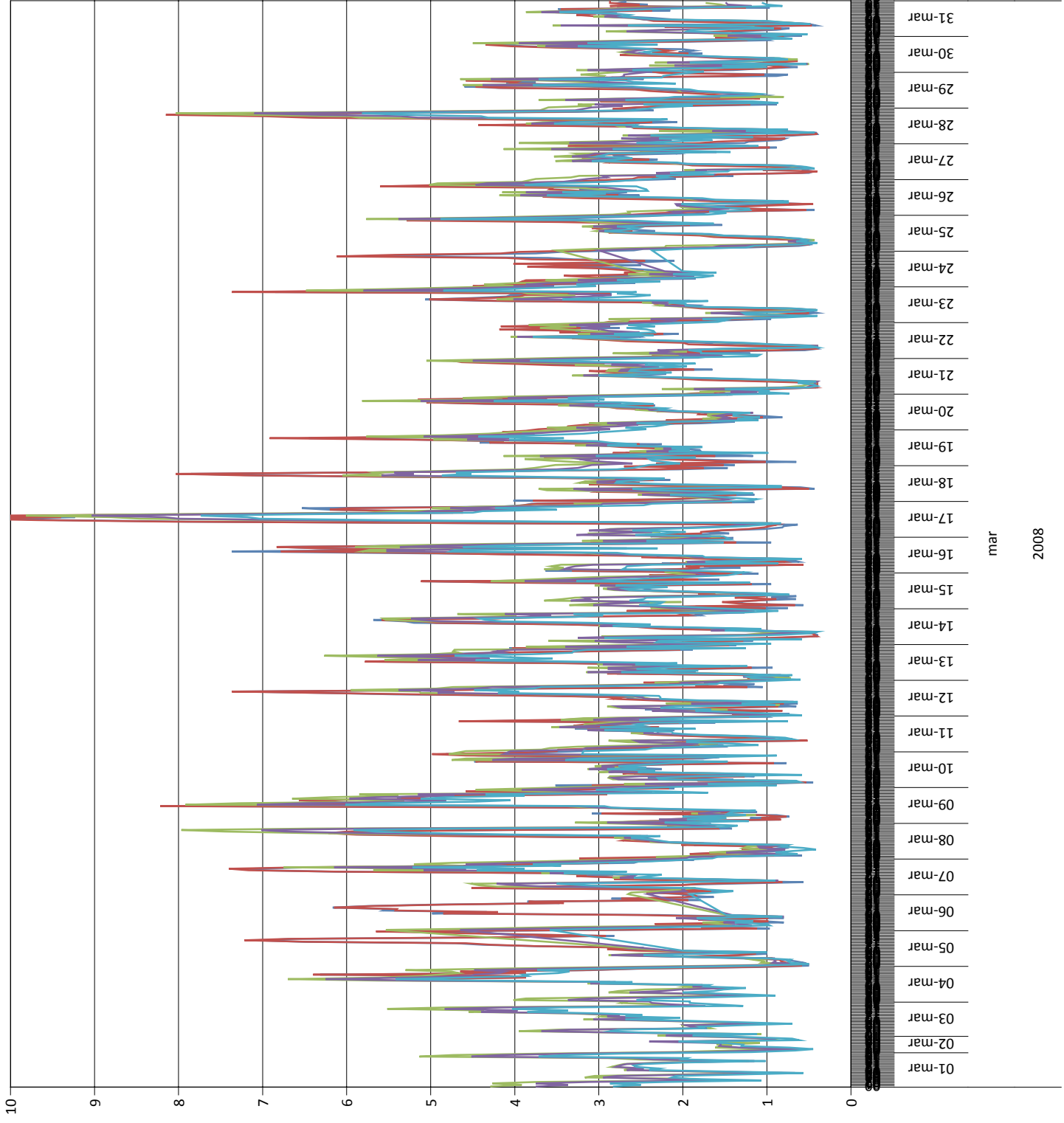
Velocidad del Viento a Diferentes Alturas



- Media de CH4Avg 20m DGSCA
- Media de CH5Avg 30m DGSCA
- Media de CH1Avg 40m JARBO
- Media de CH2Avg 30m JARBO
- Media de CH3Avg 20m JARBO

feb
2008

Velocidad del Viento a Diferentes Alturas



10

9

8

7

6

5

4

3

2

1

0

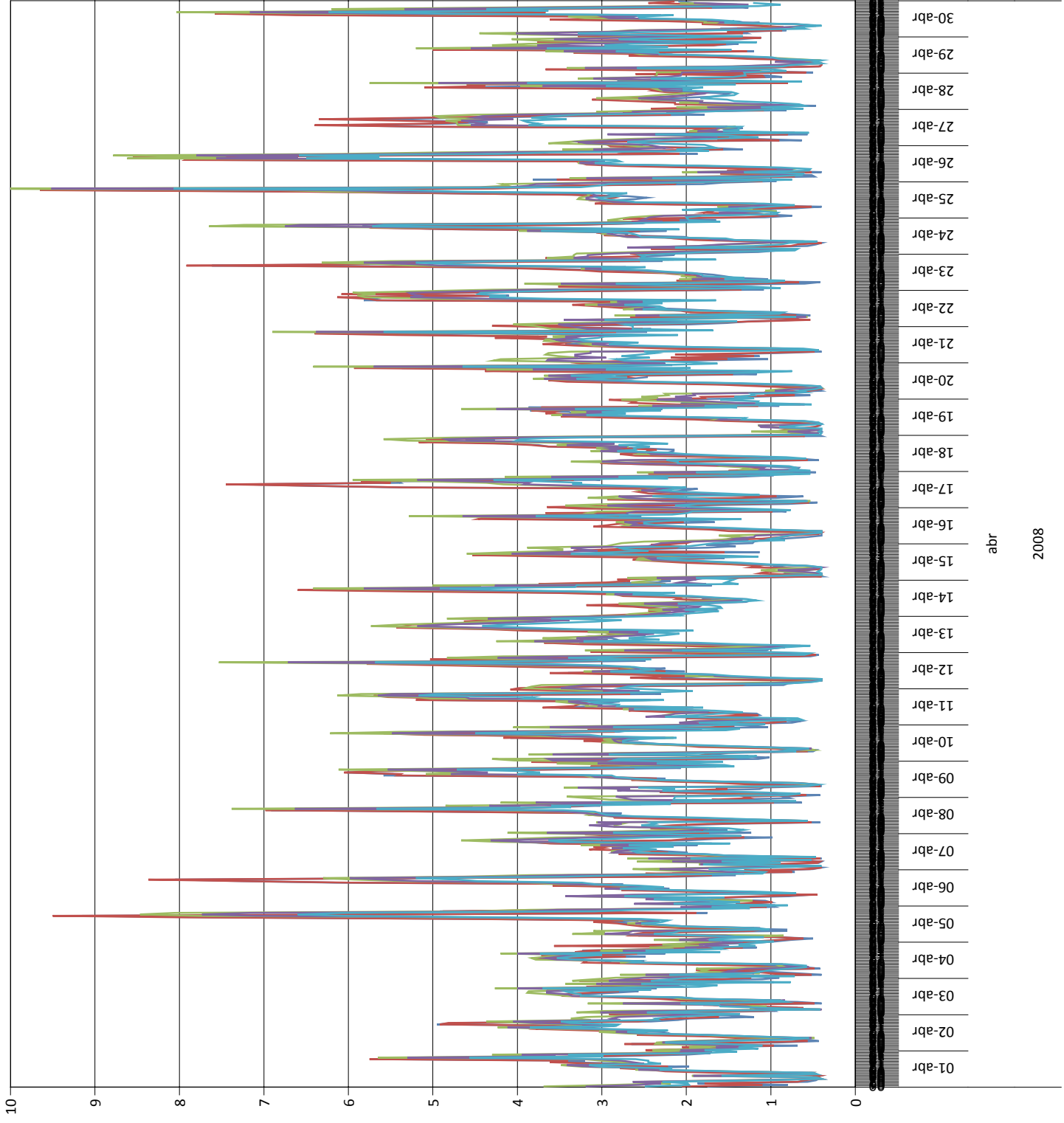
Velocidad [m/s]

01-mar
02-mar
03-mar
04-mar
05-mar
06-mar
07-mar
08-mar
09-mar
10-mar
11-mar
12-mar
13-mar
14-mar
15-mar
16-mar
17-mar
18-mar
19-mar
20-mar
21-mar
22-mar
23-mar
24-mar
25-mar
26-mar
27-mar
28-mar
29-mar
30-mar
31-mar

mar

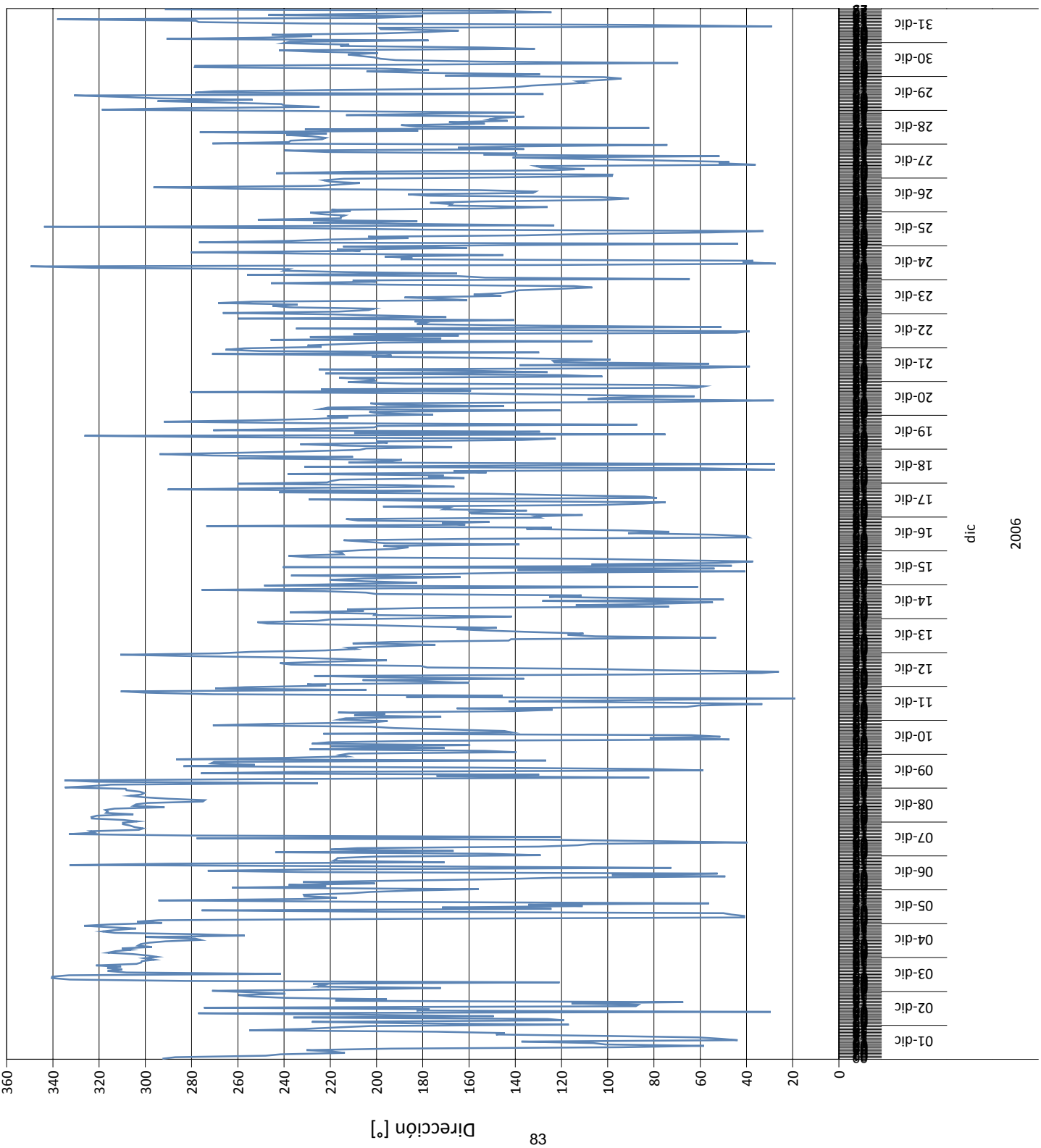
2008

Velocidad del Viento a Diferentes Alturas



abr
2008

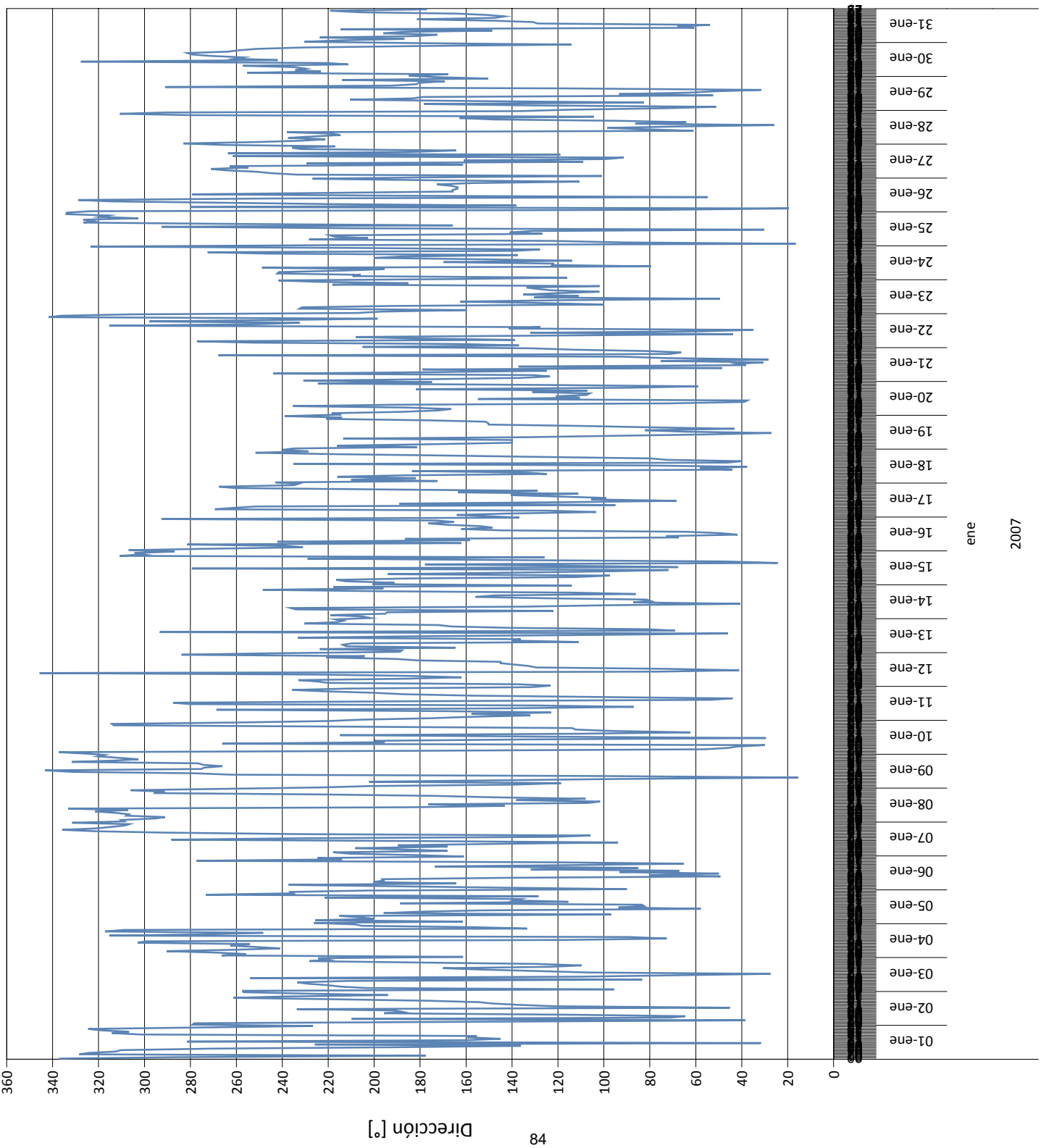
Velocidad del Viento a Diferentes Alturas



Media de CH11Avg 30m DGSCA
 Media de CH7Avg 40m JARBO
 Media de CH8Avg 30 m JARBO

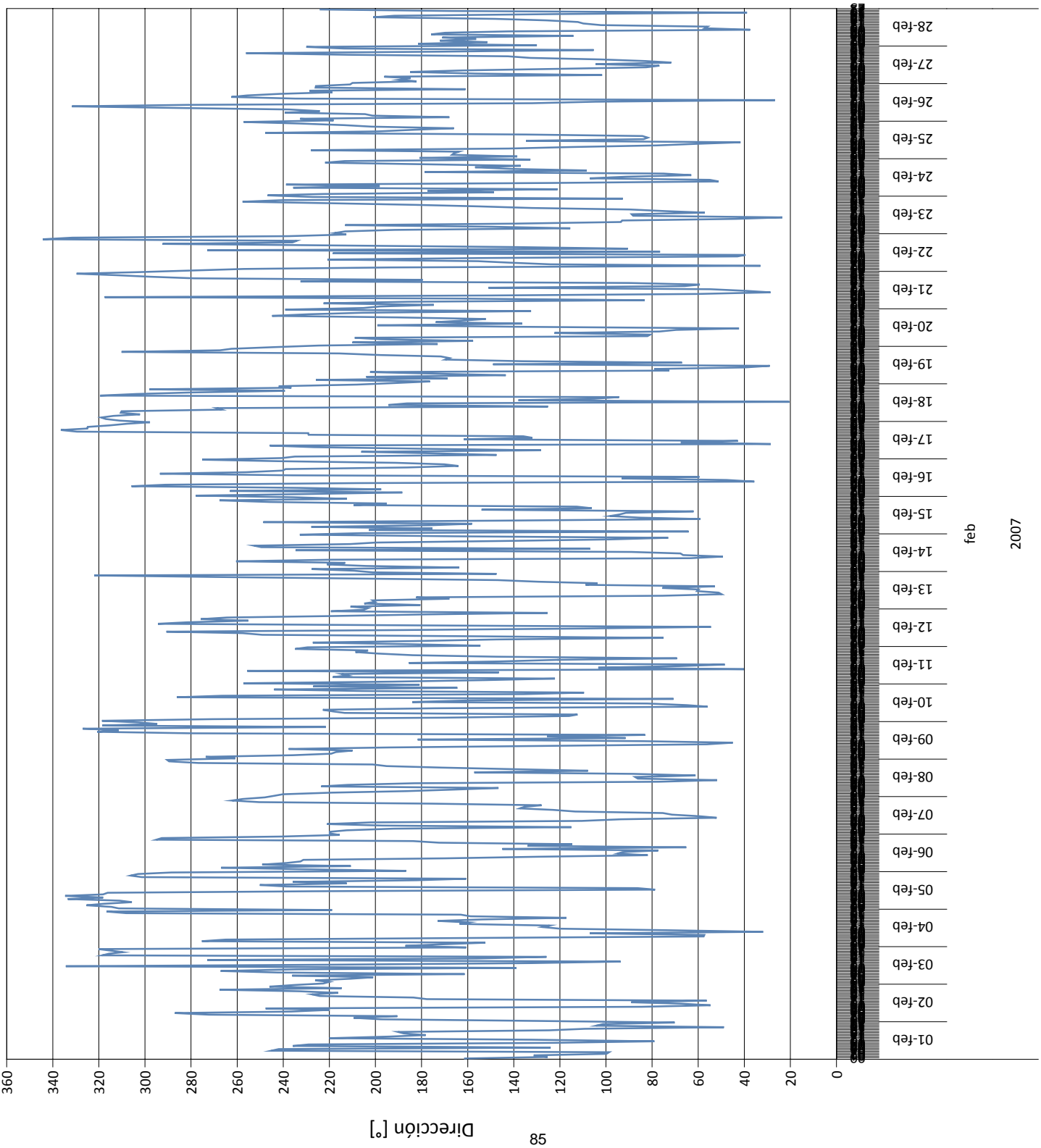
dic
2006

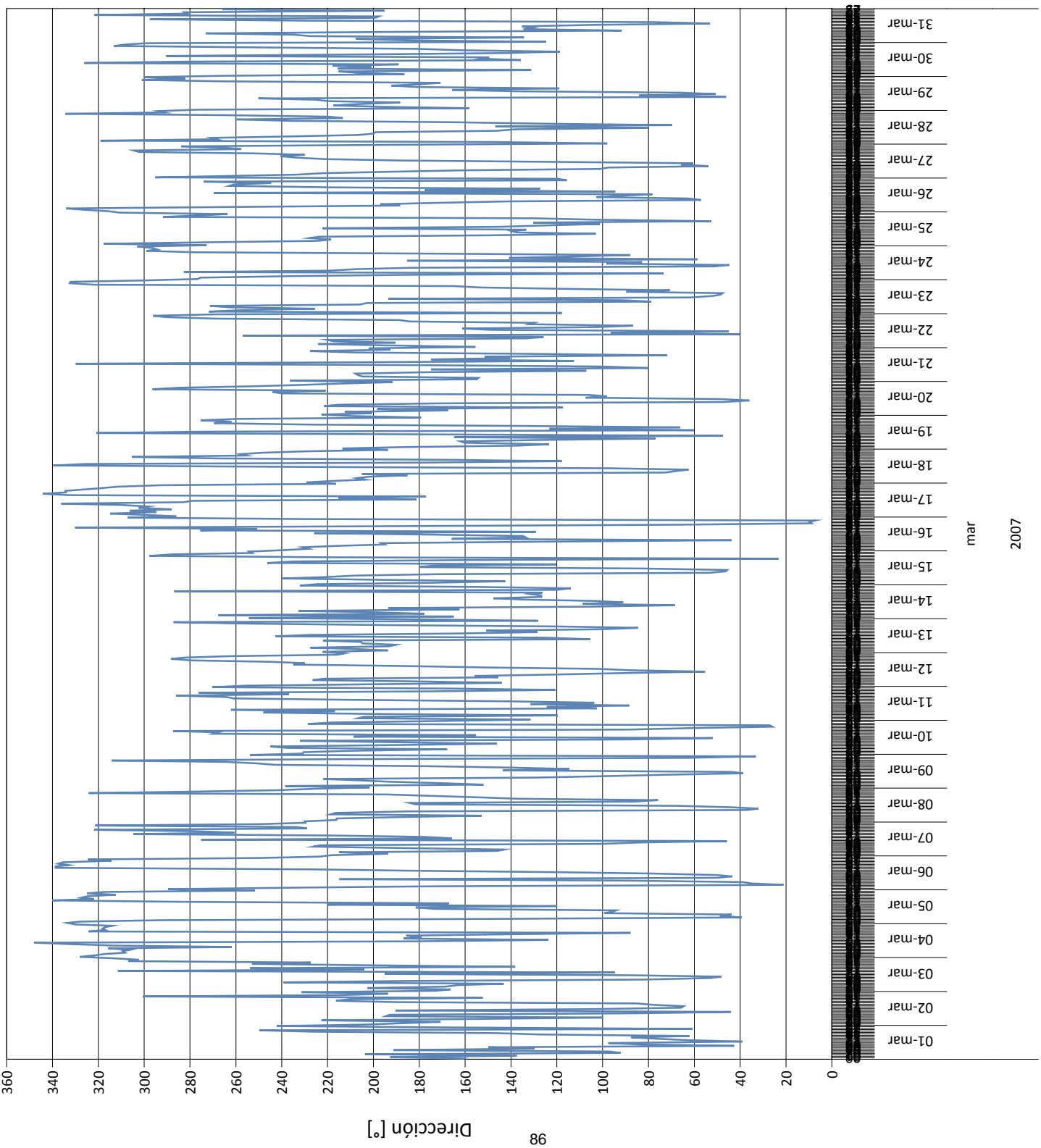
Dirección del Viento a Diferentes Alturas

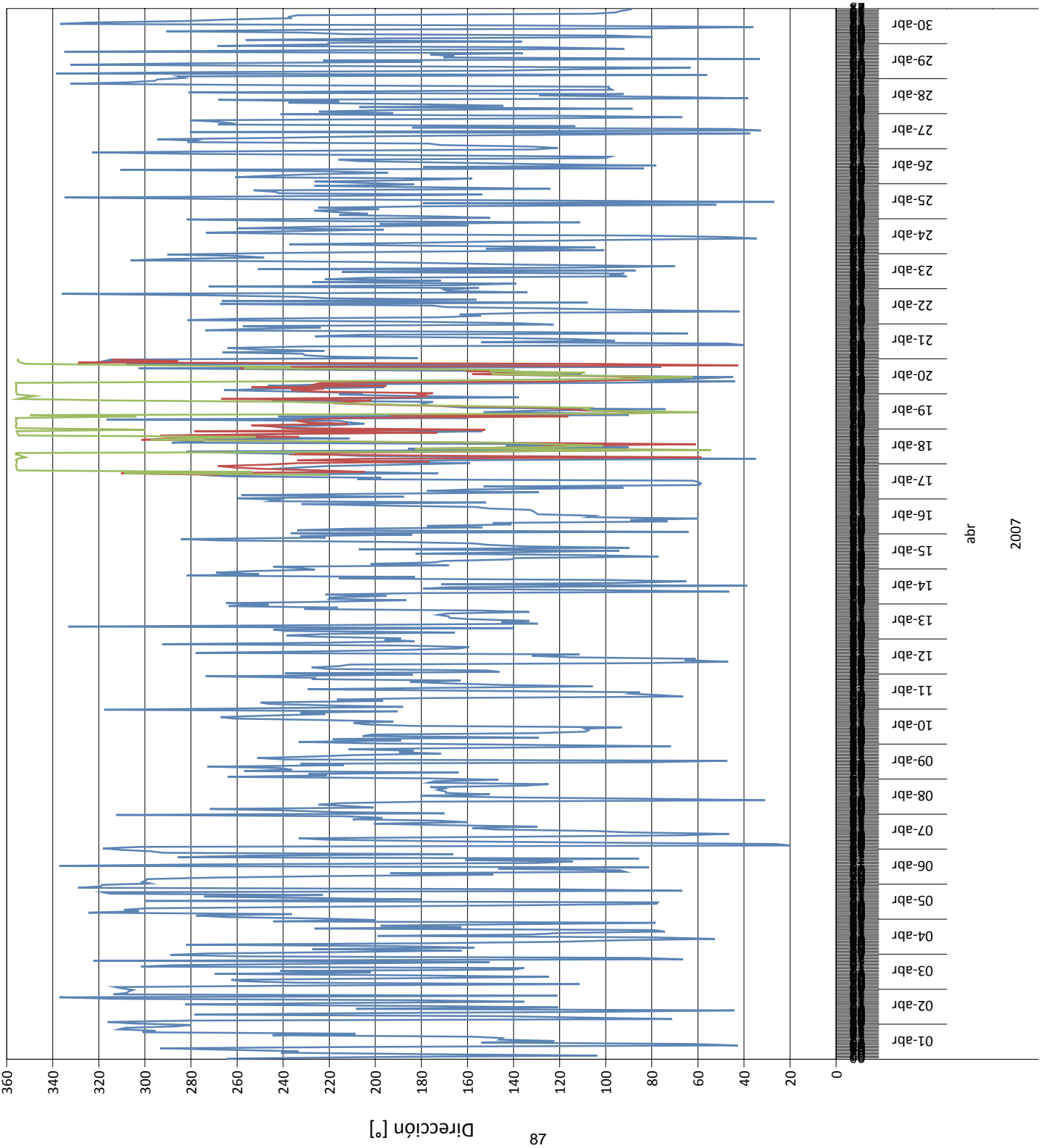


ene
2007

Dirección del Viento a Diferentes Alturas



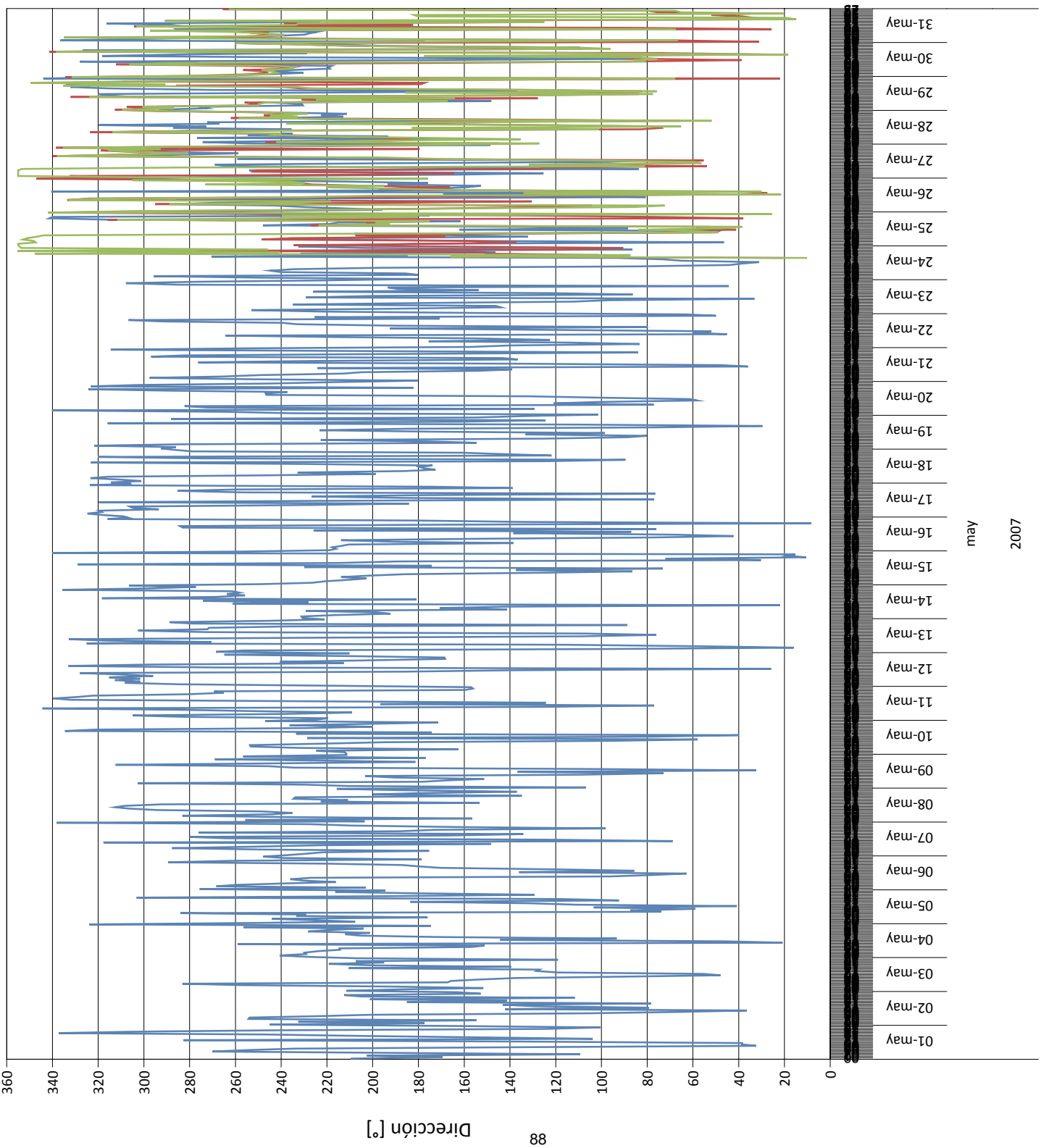




Media de CH11Avg 30m DGSCA
 Media de CH7Avg 40m JARBO
 Media de CH8Avg 30 m JARBO

abr
2007

Dirección del Viento a Diferentes Alturas

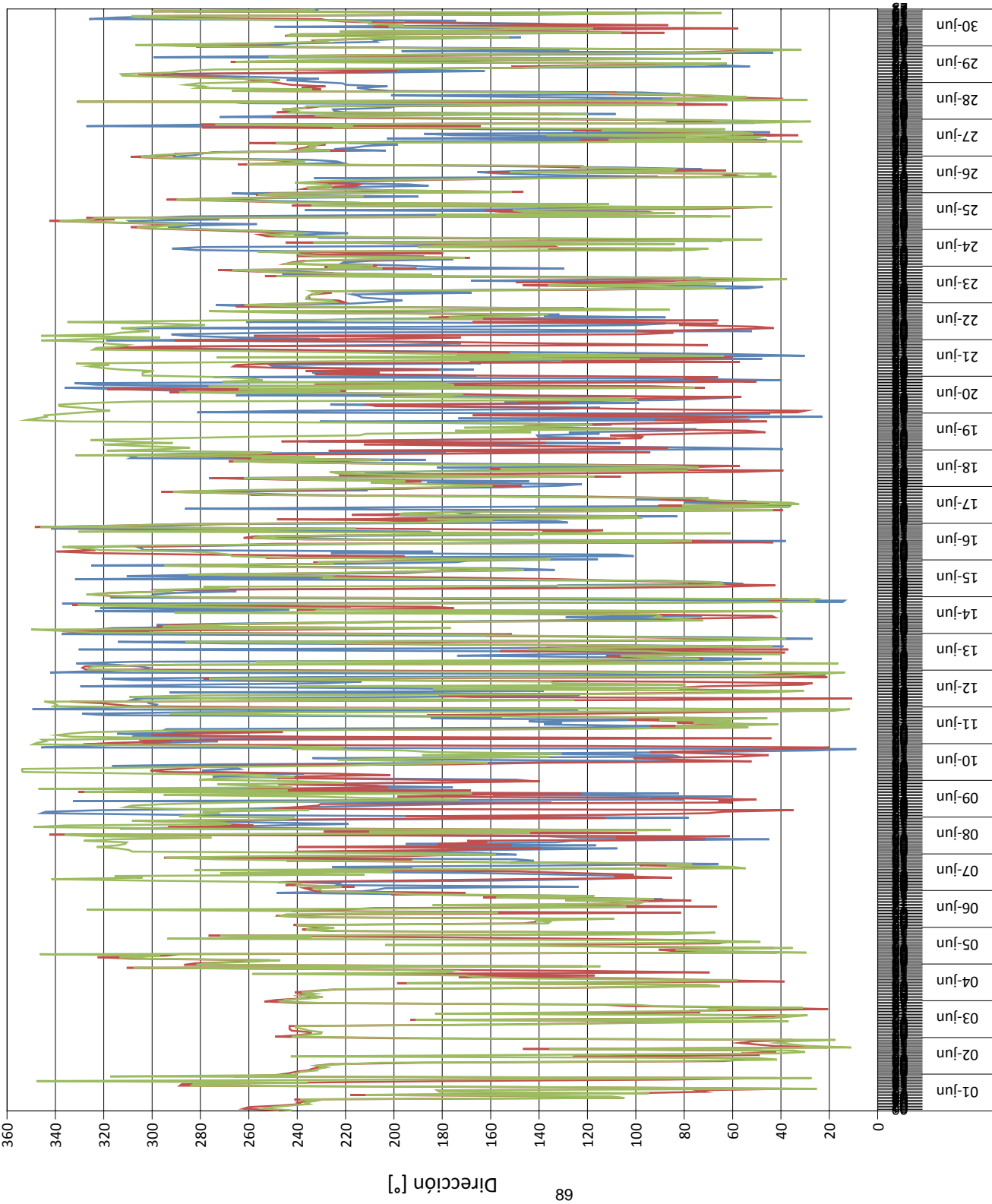


— Media de CH11Avg 30m DGSCA
 — Media de CH7Avg 40m JARBO
 — Media de CH8Avg 30 m JARBO

Dirección [°]

may
2007

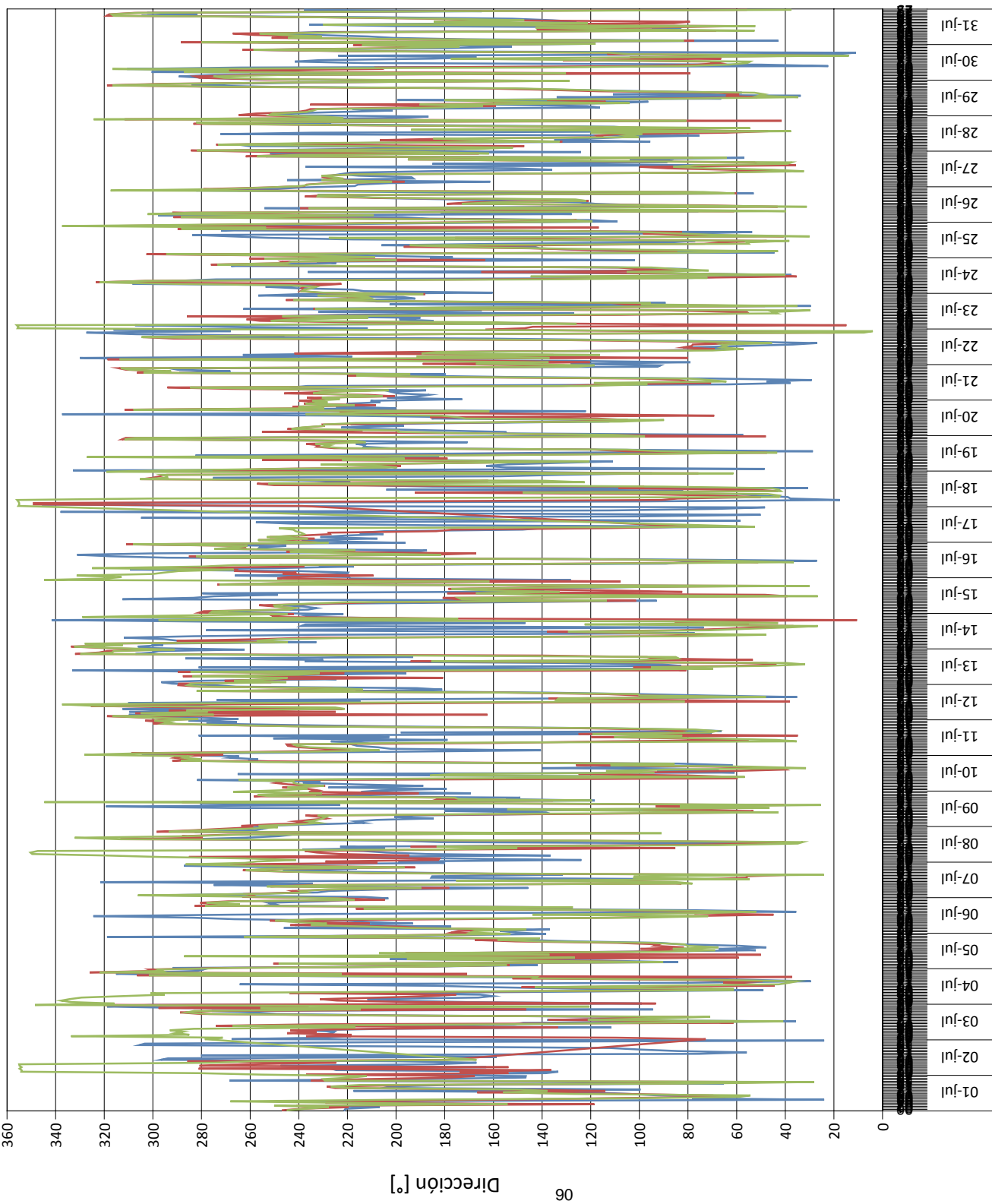
Dirección del Viento a Diferentes Alturas



Media de CH11Avg 30m DGSCA
 Media de CH7Avg 40m JARBO
 Media de CH8Avg 30 m JARBO

Jun
 2007

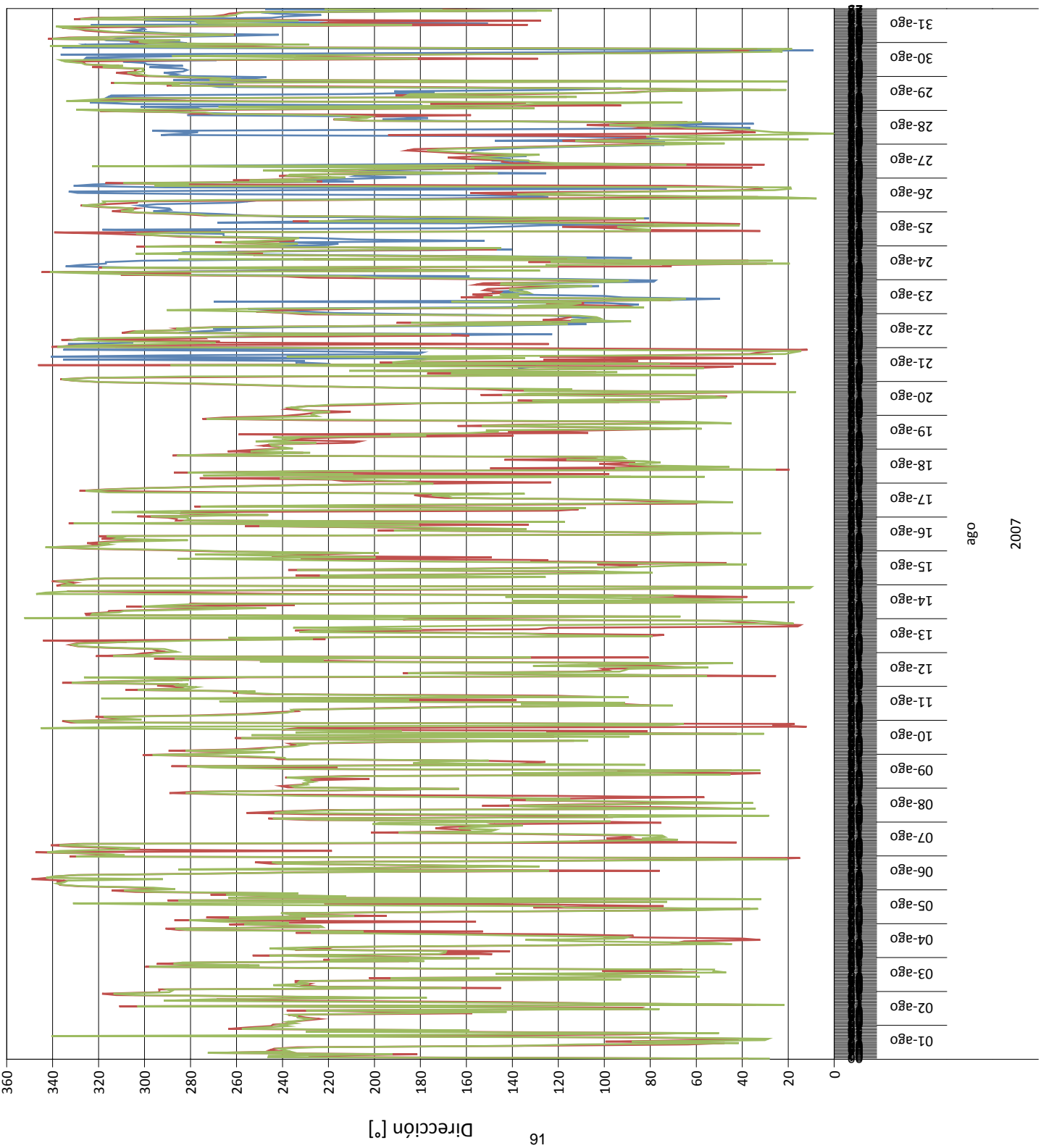
Dirección del Viento a Diferentes Alturas

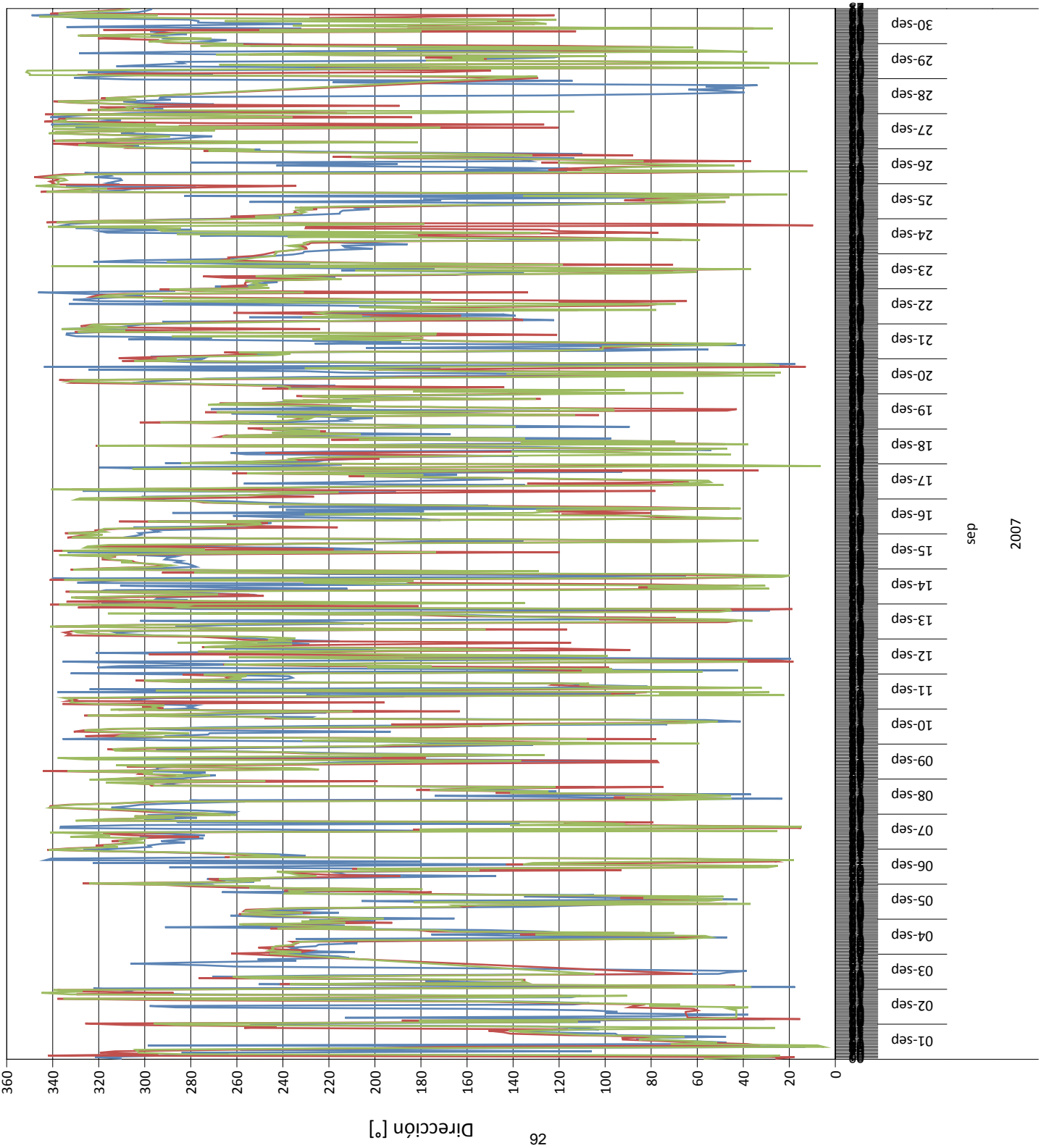


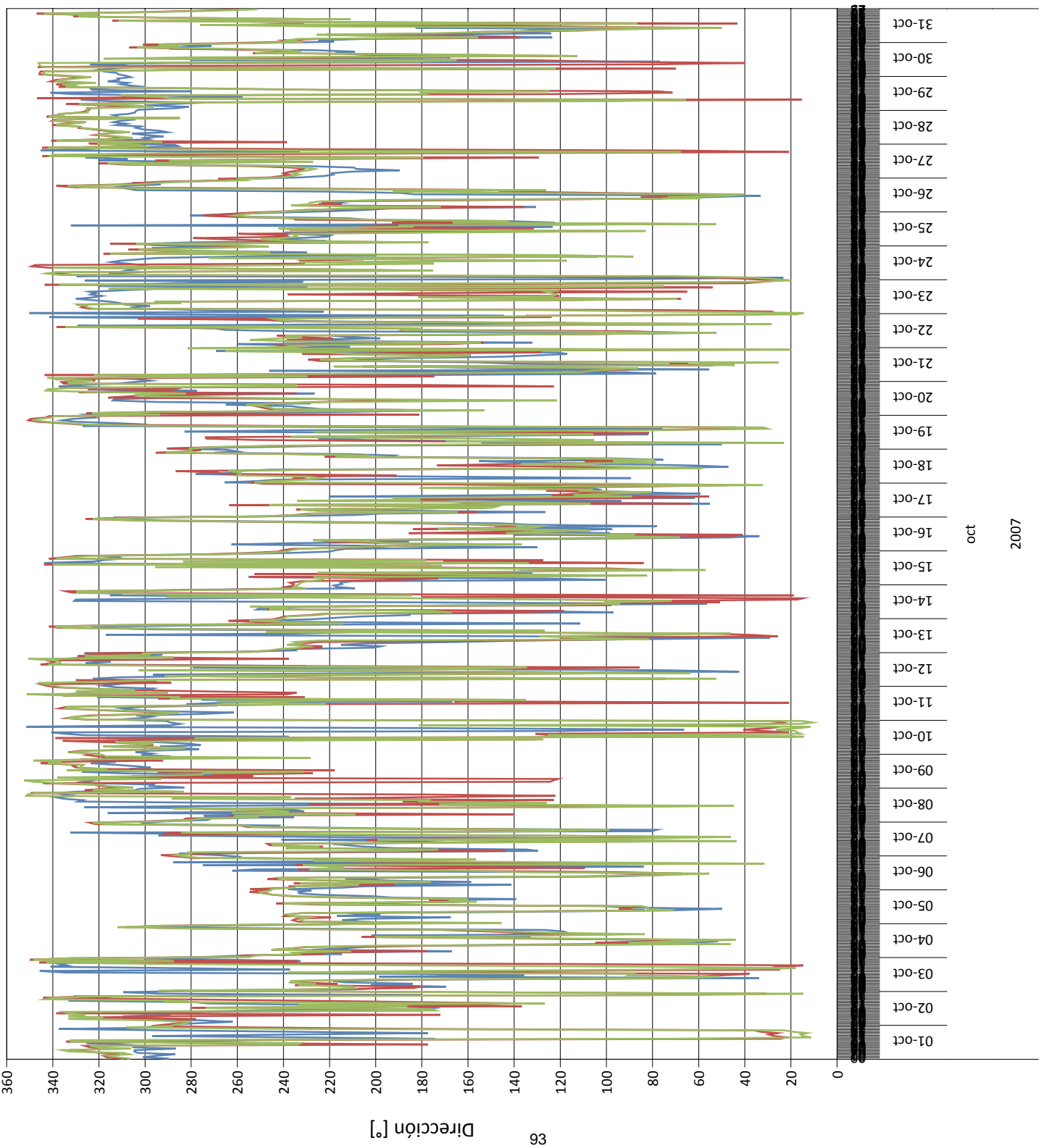
Media de CH11Avg 30m DGSCA
 Media de CH7Avg 40m JARBO
 Media de CH8Avg 30 m JARBO

jul
 2007

Dirección del Viento a Diferentes Alturas







36
340
320
300
280
260
240
220
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0

Dirección [°]

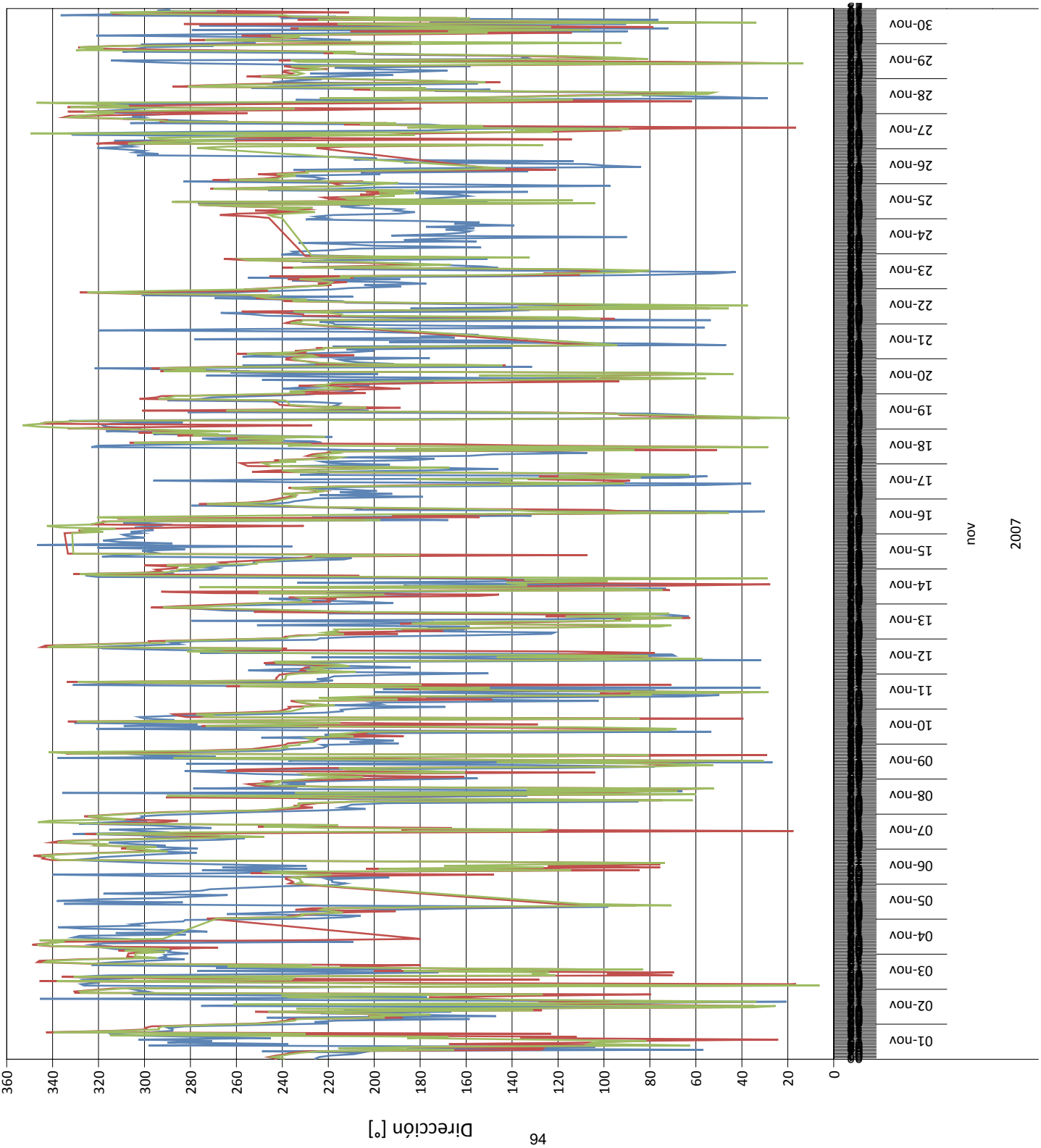
36

Media de CH11Avg 30m DGSCA
Media de CH7Avg 40m JARBO
Media de CH8Avg 30 m JARBO

31-oct
30-oct
29-oct
28-oct
27-oct
26-oct
25-oct
24-oct
23-oct
22-oct
21-oct
20-oct
19-oct
18-oct
17-oct
16-oct
15-oct
14-oct
13-oct
12-oct
11-oct
10-oct
09-oct
08-oct
07-oct
06-oct
05-oct
04-oct
03-oct
02-oct
01-oct

oct
2007

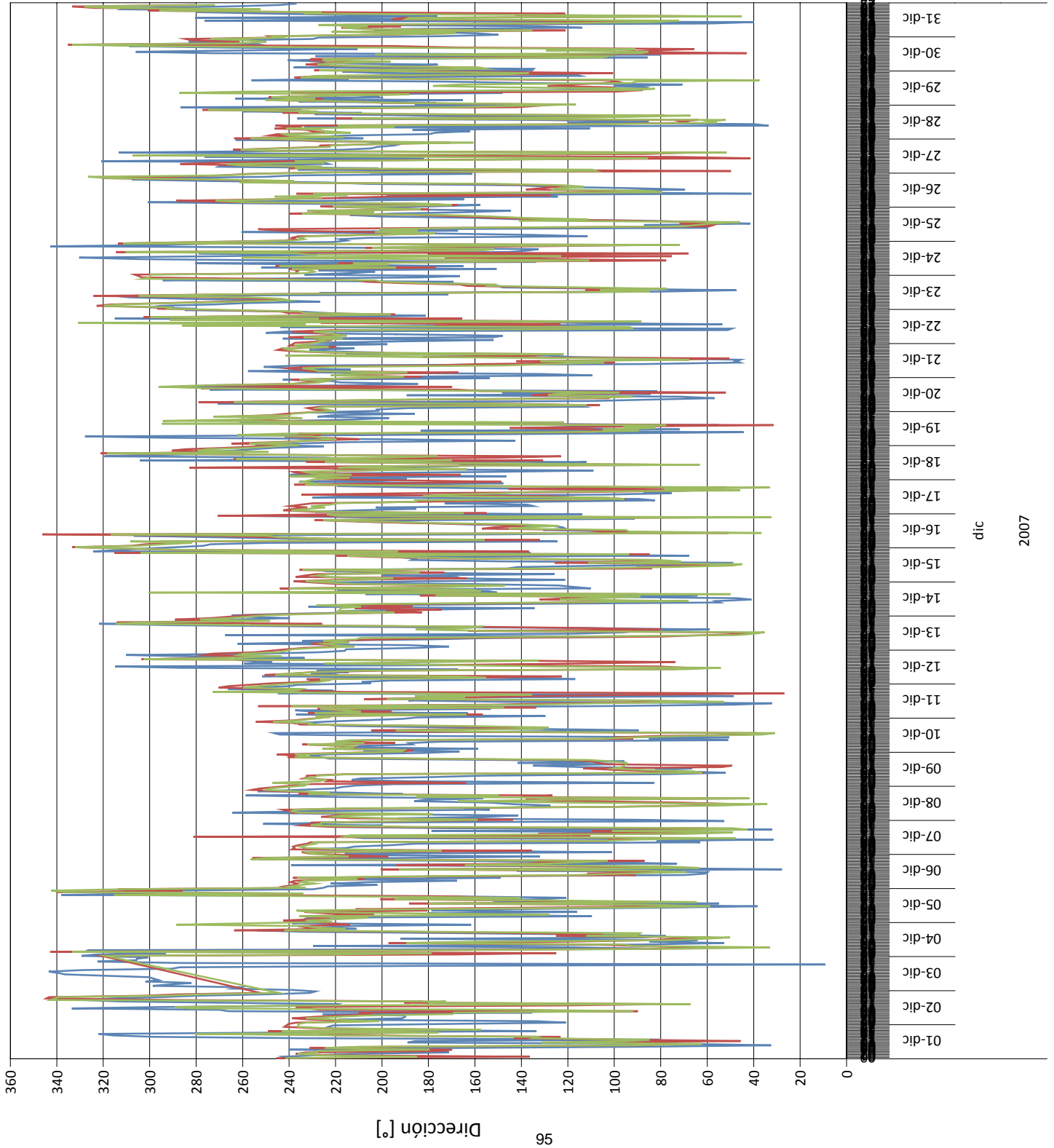
Dirección del Viento a Diferentes Alturas

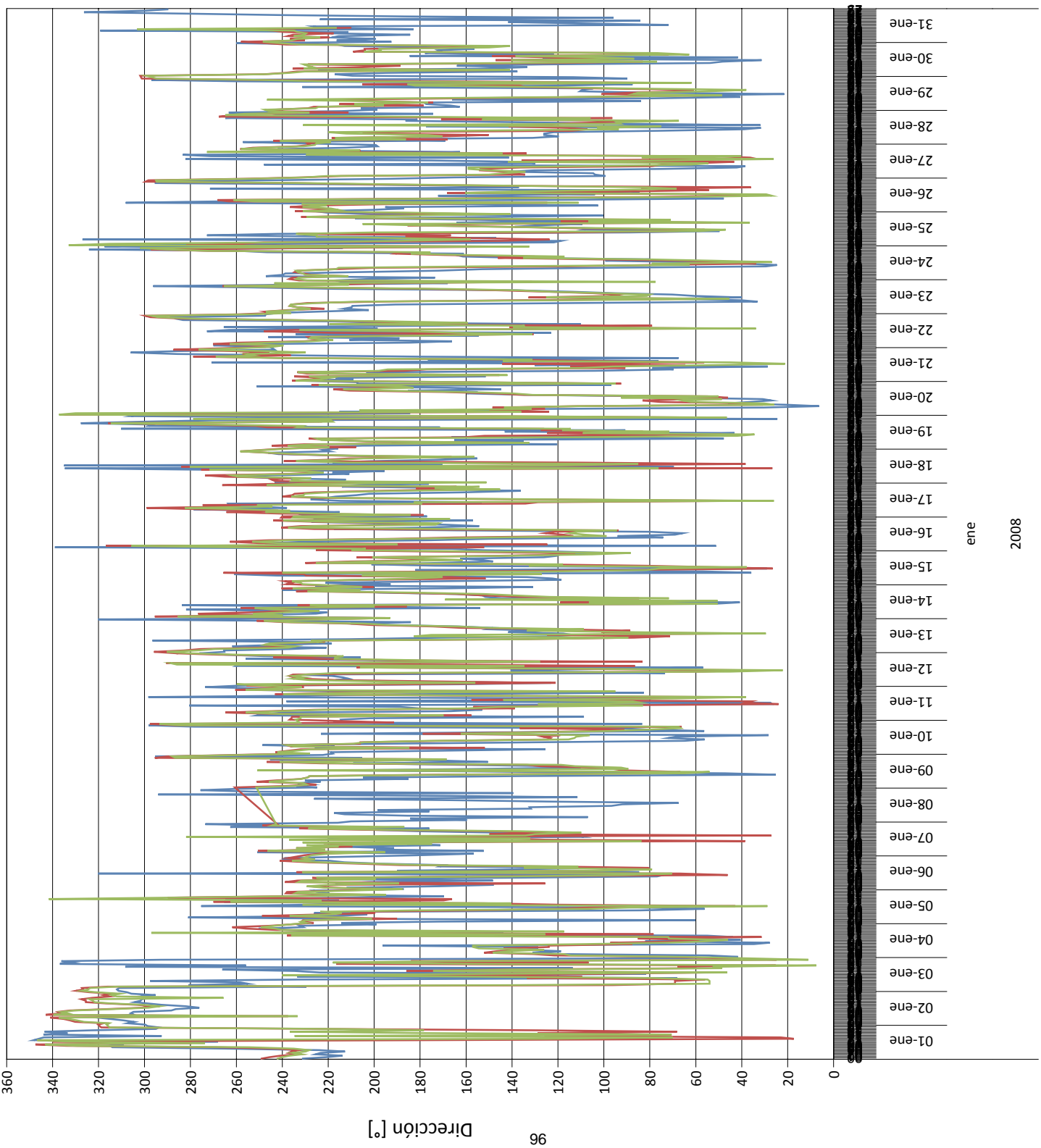


Media de CH11Avg 30m DGSCA
 Media de CH7Avg 40m JARBO
 Media de CH8Avg 30 m JARBO

nov 2007

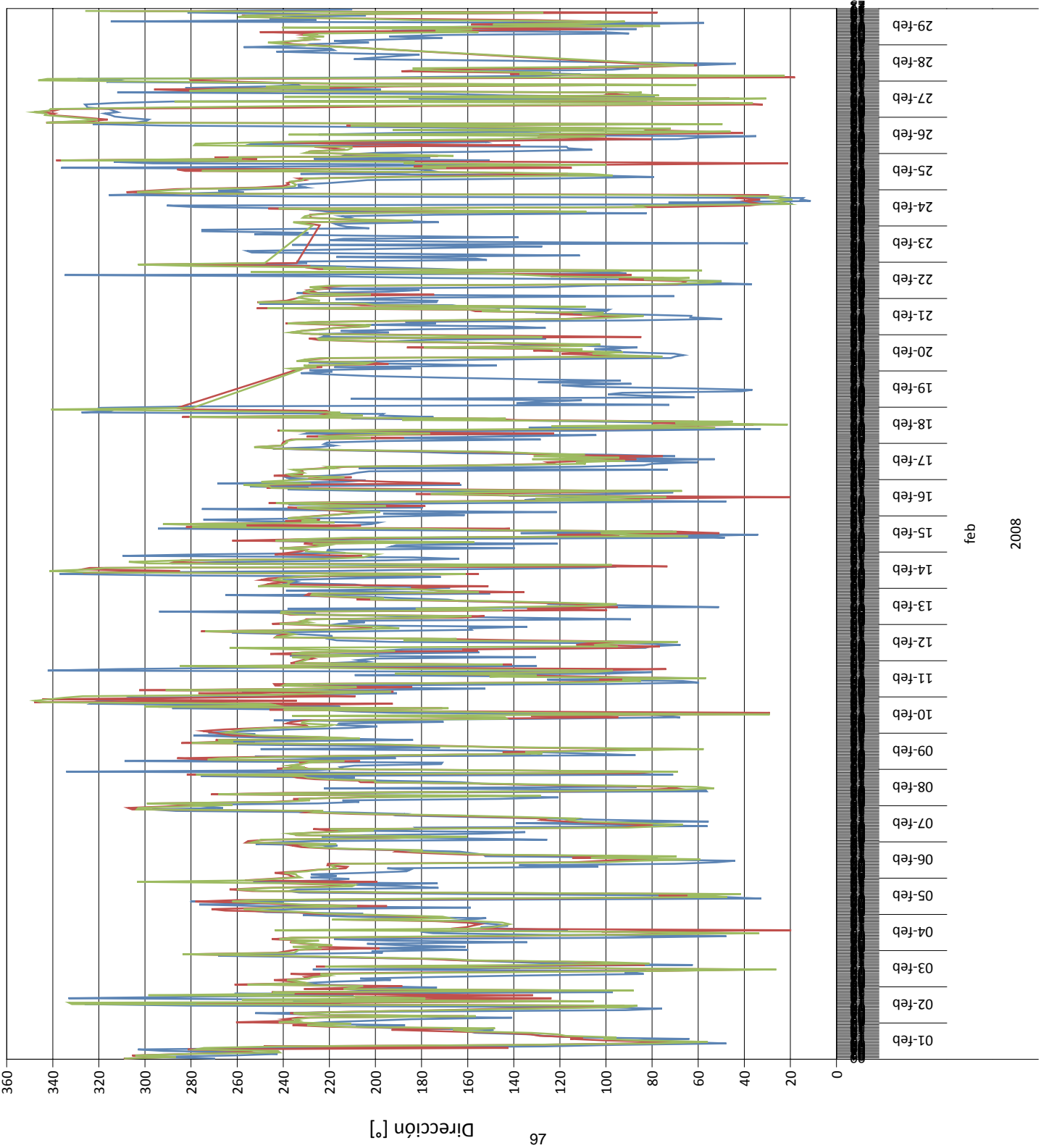
Dirección del Viento a Diferentes Alturas





ene
2008

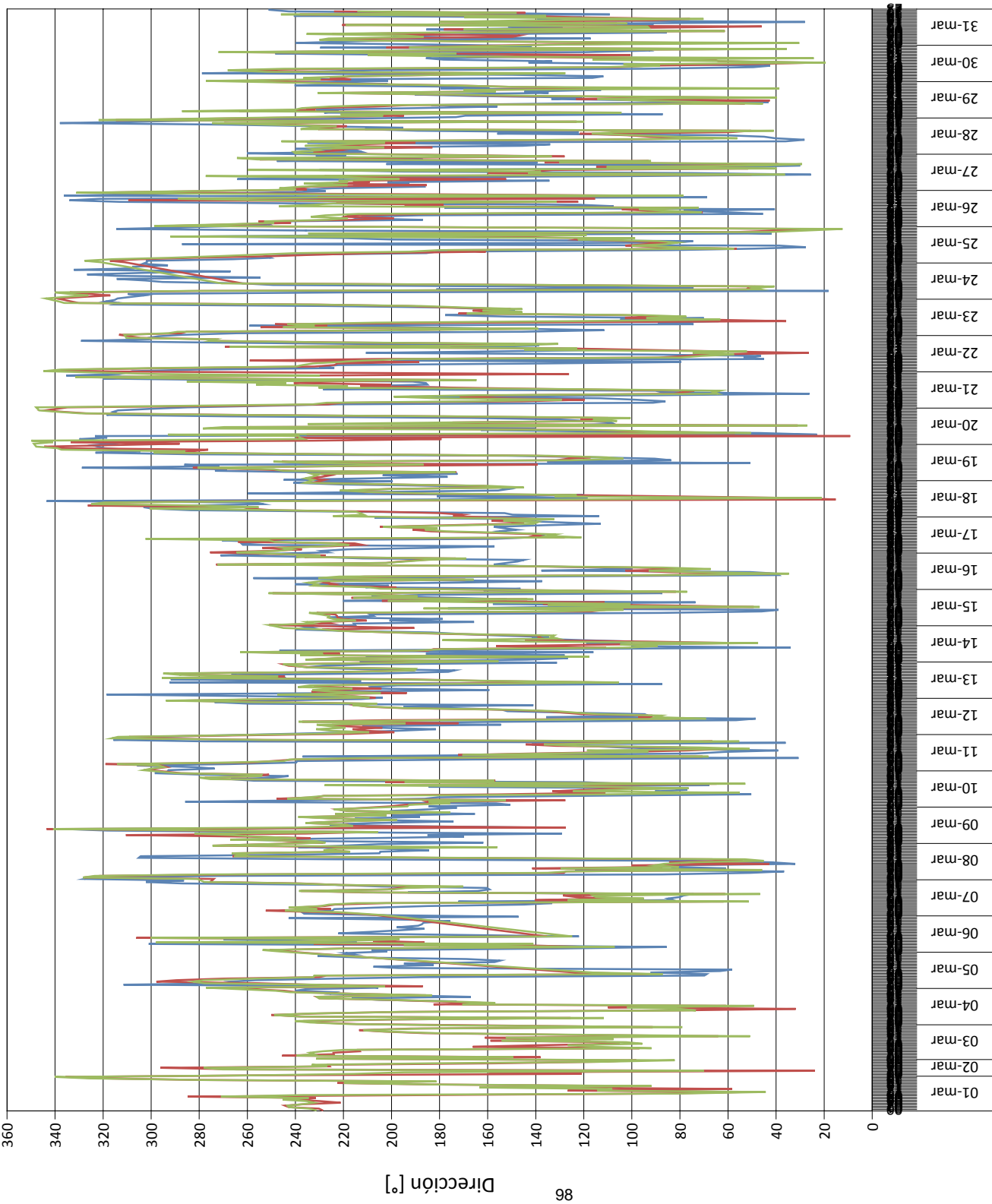
Dirección del Viento a Diferentes Alturas



— Media de CH11Avg 30m DGSCA
 — Media de CH7Avg 40m JARBO
 — Media de CH8Avg 30 m JARBO

feb
2008

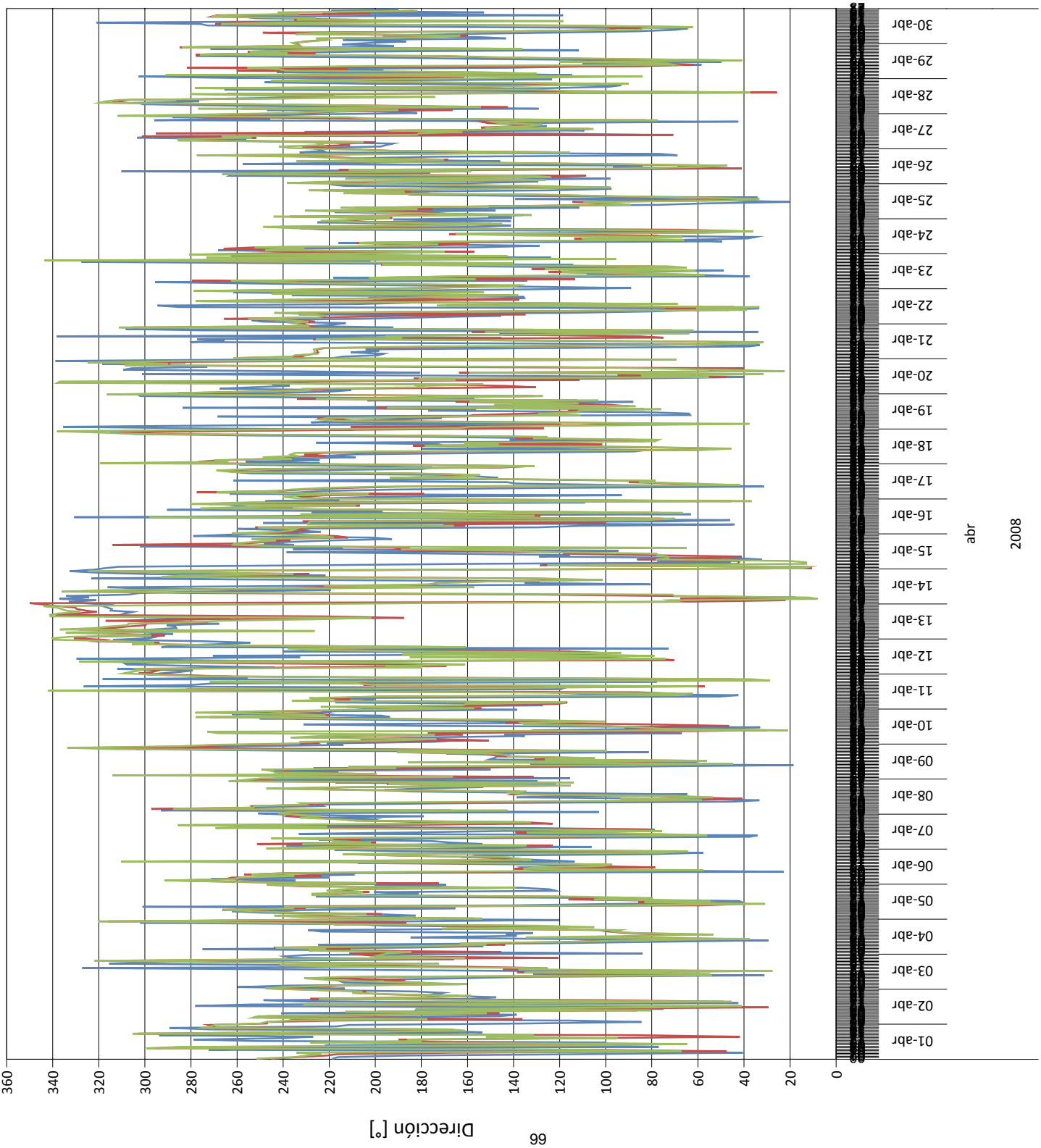
Dirección del Viento a Diferentes Alturas



Media de CH11Avg 30m DGSCA
 Media de CH7Avg 40m JARBO
 Media de CH8Avg 30 m JARBO

mar
2008

Dirección del Viento a Diferentes Alturas



Media de CH11Avg 30m DGSCA
 Media de CH7Avg 40m JARBO
 Media de CH8Avg 30 m JARBO

***ANEXO B Reportes de las Estaciones Anemométricas
DGSCA y JARBO***

Estación DGSCA	
Estación	DGSCA
Longitud	99°11'4.70"O
Latitud	19°19'19.65"N
Altura sobre nivel del mar	2309
Alturas de medición (sobre piso)	20,30 m.
Equipo de medición	NRG System
Dirección del viento	1904 NRG #200P Wind Direction Vane
Velocidad del viento	1900 NRG #40C Anemometer
Adquisitor de datos	Symphonie NRG Logger
Fecha de Inicio de operación	30 nov 2006
Lugar	Ciudad universitaria
Municipio o Delegación	Coyoacán
Estado	DF
Propietario	Electrónica: Facultad de Ingeniería Torre: DGSCA

Tabla B. 1 Datos Generales de Estación DGSCA

DGSCA							
Canal	Tipo	Descripción	Número de serie	Altura	Factor de escala	Offset	Unidades
4	1	NRG #40 Anem. m/s	SN:30701	20 m	0.765	0.35	m/s
5	1	NRG #40 Anem. m/s	SN:30702	30 m	0.765	0.35	m/s
10	4	NRG #110S Temp C	SN:33649	3 m	0.136	-86.383	C
11	3	#200P Wind Vane	SN:23379	30 m	0.351	0	deg

Tabla B. 2 Canales de los sensores de la estación



Fig. B. 1 Vista general de la estación DGSCA

Estación JARBO	
Estación	JARBO
Longitud	99°11'57.04"O
Latitud	19°18'50.18"N
Altura sobre nivel del mar	2351 m
Alturas de medición (sobre piso)	20,30,40 m.
Equipo de medición	NRG System
Dirección del viento	1904 NRG #200P Wind Direction Vane
Velocidad del viento	1900 NRG #40C Anemometer
Adquisitor de datos	Symphonie NRG Logger
Fecha de Inicio de operación	24 may 2007
Lugar	Ciudad Universitaria
Municipio o Delegación	Coyoacán
Estado	DF
Propietario	Facultad de Ingeniería

Tabla B. 3 Datos Generales de Estación JARBO

JARBO							
Canal	Tipo	Descripción	Número de serie	Altura	Factor de escala	Offset	Unidades
1	1	NRG #40 Anem. m/s	SN:31380	40 m	0.765	0.35	m/s
2	1	NRG #40 Anem. m/s	SN:31381	30 m	0.765	0.35	m/s
3	1	NRG #40 Anem. m/s	SN:31382	20 m	0.765	0.35	m/s
7	3	#200P Wind Vane	SN:23381	40 m	0.351	0	deg
8	3	#200P Wind Vane	SN:23380	30 m	0.351	0	deg
9	4	NRG #110S Temp C	SN:33650	6 m	0.136	-86.383	C

Tabla B. 4 Canales de los sensores de la estación JARBO



Tabla B. 5 1 Vista general de la estación DGSCA

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Villarrubia Miguel, *Energía Eólica*, CEAC, 2004.
- [2] National Renewable Energy Laboratory "Wind Resource Assessment Handbook", NREL 1997
- [3] Masters, GM. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. USA John Wiley and Sons, 2004.
- [4] Escudero, J. M. *Manual de energía eólica*. Barcelona (España): Mundi prensa, 2004.
- [5] Danish Wind Industry Association. Página de internet: <http://www.windpower.org/es/tour/wres> pp. 37.
- [6] Jonson, G. L. *Wind Energy Systems*. Electronic Edition. December of 2001.
- [7] Bansa, R.C, Bati, T.S. and Kothari D. P. *On some of the design aspects of wind energy conversion systems*. Energy Conversion and Management. Vol. 43, Issue 16, Nov. 2002. pp. 2175–2187.
- [8] Patel, M. R. *Wind and solar power systems: design analysis, and operation*. 2nd ed. Florida (USA): CRC Press; 1999. ISBN 0849315700.
- [9] Camblong, D. *Minimización de impacto de las perturbaciones de origen eólico en la generación por aeroturbinas de velocidad variable. Tesis doctoral*. España: Mondragón Unibertsitatea; 2003.
- [10] Jaramillo, O. A., and Borja M. A. *Wind speed analysis in La Ventosa, Mexico: a bimodal probability distribution case*. Renewable Energy. Vol 29, Issue 10, Aug. 2004. pp 1613-1630.
- [11] Farrugia, R.N. *The wind shear exponent in a Mediterranean island climate*. Renewable Energy. Vol 28, Issue 4, April. 2003. pp 647-653.
- [12] Rehman, S. *Wind shear coefficients and their effect on energy production*. Renewable Energy. Vol 32, Issue 5, April. 2007. pp 738-749.
- [13] Fernández, P. *Energía eólica*. España. Universidad de Cantabria. Página de internet: <http://www.termica.webhop.info/>
- [14] Borja, M. A., Gonzalez R, Mejía, F., Hacuz, J.M., Medrano, M. C. y Saldaña, R. *Estado del Arte y tendencias de la tecnología eoloelectrica*. Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, IIE/UNAM. 1998.
- [15] Sisterson, D. L., Hicks, B. B., Coulter, R. L., Wesely, M. L. *Difficulties in using power laws for wind energy assessment*. Solar Energy, Vol. 31, Issue. 2, 1983, pp. 201-204.
- [16] UNAM. *Proyecto CUenergía/1/17 "Diagnóstico del potencial eólico de Ciudad Universitaria del Macroproyecto "La Ciudad Universitaria y la Energía"*. Página de Internet: http://vesta.fi-b.unam.mx/cu_1_17/index.html.
- [17] J.L. Rodríguez, J.C Burgos, S. Arnalte, *Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica*, 2003.
- [18] Bañuelos, F., Angeles, C, Serrano, J, Muciño D., *Análisis y Validación de Metodología Usada para la Obtención de Perfiles de Velocidad de Viento "Reunión de Potencia de Verano 2008"*