

RECOMENDACIONES

PARA MEDICIONES DE VELOCIDAD Y DIRECCIÓN DE VIENTO

CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA,

Y MEDICIÓN DE POTENCIA ELÉCTRICA GENERADA POR

AEROGENERADORES.

HÉCTOR FERNANDO MATTIO, FERNANDO TILCA.

ARGENTINA, Octubre de 2009.



MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL
INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS



INDICE

- 1. INTRODUCCIÓN**, 2. Alcance, 2. Bibliografía de referencia, 2.
 - 2. ANEMÓMETROS DE COPAS**, 3. Parámetros de diseño de un anemómetro de copas, 3. Rangos de operación, 4.
 - 3. MONTAJE DE ANEMÓMETRO DE COPAS**, 5. Introducción, 5. Montaje de los anemómetros, 5. Montaje en torre tubular de sección circular, 5. Montaje en torre reticulada, 6. Buenas y malas prácticas, 7. Separación del rotor al brazo, sombra de la torre, 7.
 - 4. MEDICIÓN CON DOS ANEMÓMETROS**, 8. Ubicación de los anemómetros, 8. Medición con anemómetro en la cima de la torre anemométrica, 9.
 - 5. CALIDAD DEL ANEMÓMETRO**, 10. Clasificación de anemómetros, 10. Clasificación del terreno, 11. Calibración in situ para mediciones en terrenos clase B, 12.
 - 6. OTRAS CONSIDERACIONES**, 12. Sobreestimación de velocidad, 12. Determinación de la constante de distancia 13. Rayos, 14. Precipitaciones, 14. Temperaturas bajas, 14. Cálculo de la densidad del aire, 14.
 - 7. EQUIPO DE TOMA DE DATOS**, 15. Datalogger, 15. Inspecciones y tipo de señal recibida, 15. Verificación de la confiabilidad de datos, 15. Valoración de incertezas, 15.
 - 8. VALORACIÓN DE UN SITIO PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON ENERGÍA EÓLICA**, 16. Parámetros a medir, 16.
 - 9. MEDICIÓN PARA OBTENER LA CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR**, 17. Parámetros meteorológicos a medir, 17. Medición de la potencia eléctrica, 17. Ubicación de la torre anemométrica, 18. Normalización de los datos, 21. Determinación de la curva de potencia, 21. Producción anual de energía, 21. Coeficiente de potencia, 22.
 - 10. FORMA DEL REPORTE FINAL**, 22. Identificación del molino, 22. Descripción del sitio del test, 22. Descripción del equipo y procedimiento de medición utilizado, 23. Presentación de los datos medidos, 23. Curva de potencia, para densidades del aire a nivel del mar y del sitio de medición, 23. Producción Anual de Energía (PAE) y Coeficiente de potencia (C_p), 23. Incertezas y calibración en el sitio; 23.
 - 11. ANEXOS.**
 - A. Torre de medición reticulada, 24.
 - B. Comparación de anemómetro in situ, 26.
 - C. Otros tipos de anemómetros, 27. Anemómetros de hélice, 27. Anemómetros acústicos (sónicos), 29. Anemómetros acústicos (SODAR), 29.
- AGRADECIMIENTOS**, 31.

1. INTRODUCCIÓN.

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

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

Al momento de la redacción de este documento, Argentina no cuenta con túnel de viento certificado con los estándares internacionales, y lo necesita. Esta es una necesidad muy importante, tanto porque nuevas granjas eólicas van a desarrollarse en el país, como por certificaciones de curvas de potencia de aerogeneradores. Mediante la utilización de un patrón viajero, podría lograrse la certificación de alguno de los túneles de viento existentes en el país.

Las valoraciones de las condiciones extremas de viento, niveles de turbulencia, efectos de estela en granjas eólicas, son de importancia porque afectarán a la vida útil de los aerogeneradores, determinarán su clase y afectarán también a la producción de energía. Las condiciones extremas de viento y la turbulencia son sensibles a ambos parámetros: velocidad y dirección del viento.

1.1. Alcance.

Las indicaciones dadas en estas recomendaciones son para la utilización de anemómetros de copas para la medición de viento, y para ser aplicadas en todo el territorio argentino.

1.2. Bibliografía de referencia.

[1] MEASNET Measurement Procedure for Cup Anemometer Calibrations. Final Technical Experts Group Draft. MEASNET, Leuven, Belgium. 22 Sep 98.

[2] Wind speed measurement and use of cup anemometry. Abril de 1999. Recomendaciones del grupo de expertos de la Agencia Internacional de Energía, del Programa para la Investigación Desarrollo de Sistemas de Conversión de Energía Eólica.

[3] B. M. Pedersen, M. Brinch, O. Fabian. Some Experimental Investigations on the Influence of the Mounting Arrangements on the Accuracy Of Cup Anemometer Measurements. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics. Vol 39, p.373-383. 1992.

[4] B. M. Pedersen. A Short Note on the Estimation of the Effects of Boom and Tower Arrangements on the Reading of a Cup Anemometer. Private Communication. Danish Technical University. 1996.

[5] D. Westermann. Overspeeding Measurements of Cup Anemometers Compared to a Simple Numerical Model. Deutsches Windenergie-Institut gemeinnützige GmbH. 1996, February.

[6] IEC 61400-12-1. Power performance measurements of electricity producing wind turbines. 2005.

[7] T.F. Pedersen, U.S Paulsen. A Procedure for Classification of Cup Anemometers. Proceedings of the European Wind Energy Conference EWEC 97, Dublin. 1997.

[8] International Standards Organisation. Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement. 1st Edition. 1992.

[9] L. Rademakers, R. Hunter (eds). European Wind Turbine Standards Project Results. Part 5. Wind Speed Measurements. Report EUR 16898EN., European Comisión. 1996.

[10] ACCUWIND – Methods for classification of cup anemometers. J. A. Dahlberg, T. F. Pedersen, Peter Busche. Risø-R-1555(EN). May 2006.

2. ANEMOMETROS DE COPAS.

2.1. Parámetros de diseño de un anemómetro de copas.

El anemómetro de copas está formado por tres copas hemisféricas o cónicas, vinculadas para girar alrededor de un eje vertical, generando una señal al hacerlo. Por varias razones este tipo de anemómetro es muy usado en la actualidad. Cuando su diseño es el adecuado, permite obtener medidas confiables de velocidad media del viento, son resistentes a la intemperie y su costo suele ser atractivo respecto de otros tipos. Aunque superficialmente pueden parecer similares los anemómetros de distintos fabricantes, debemos prestar especial atención a sutiles diferencias de diseño, porque ellas están indicando importantes divergencias en cuanto a la exactitud de sus mediciones.

Mediante una inspección visual, se pueden observar características que indican si el instrumento tiene, o no, un diseño adecuado para la medición del viento, a los fines mencionados en este trabajo. Las características generales de un anemómetro de “buen diseño” se muestran en la Figura 1, mientras que las de otro de un diseño menos cuidadoso, en la Figura 2. Los principales parámetros de diseño se muestran en la Tabla 1, en la que se indican las influencias de cada uno en la respuesta del anemómetro.

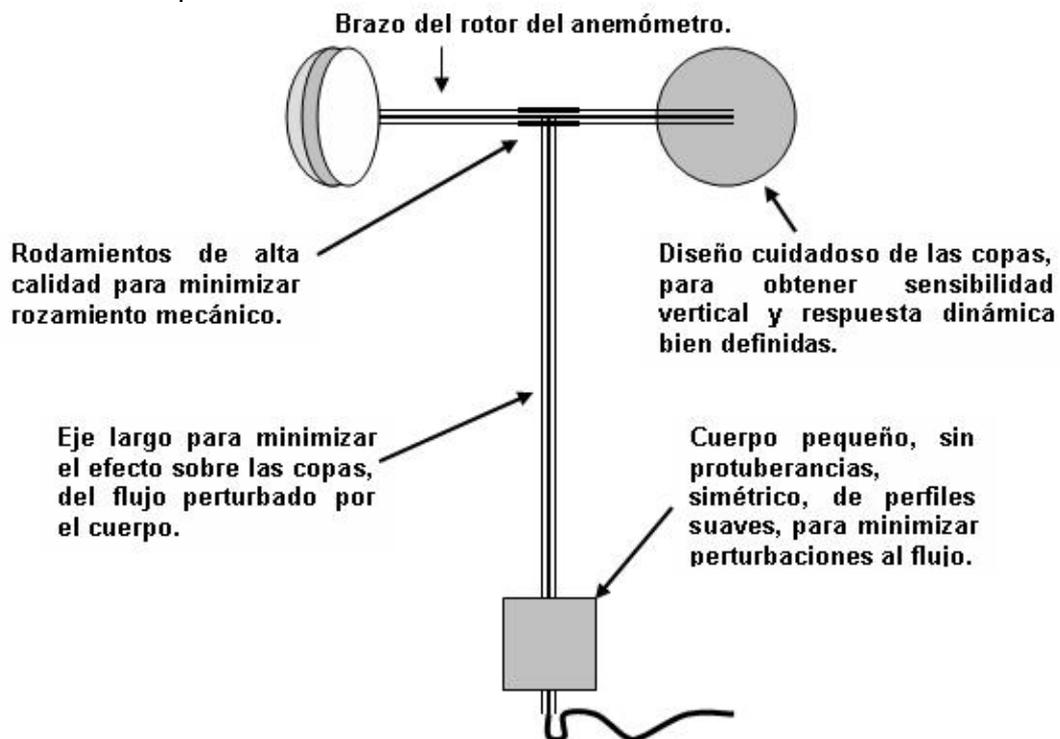


Figura 1: Esquema de un anemómetro de copas con buen diseño.

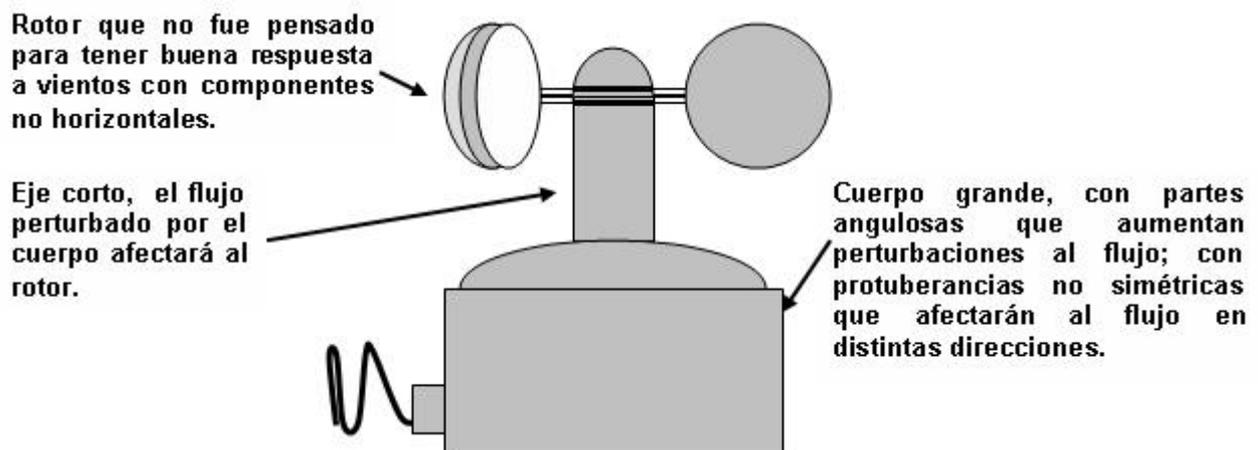


Figura 2: Esquema de un anemómetro de copas con mal diseño.

Parámetro de diseño	SENSIBILIDAD A COMPONENTE VERTICAL DEL VIENTO	LINEALIDAD EN LA CALIBRACIÓN	RESPUESTA DINÁMICA	SENSIBILIDAD A COMPONENTE HORIZONTAL DEL VIENTO
Geometría del rotor (forma de copas, relación radio de las copas y del rotor.	Muy importante. No hay aún conocimiento detallado para optimización	Alguna influencia	Depende balance entre fuerzas aerodinámicas e inerciales. Brazos cortos (relación alta radio de copa y rotor), tendrán mejor respuesta.	Sin influencia.
Tamaño del rotor	Sin influencia	A mayor tamaño, mejor linealidad (fricción mecánica menos importante)	A mayor tamaño de rotor, mayor inercia y menor respuesta.	Sin influencia
Longitud del eje	Importante. A mayor longitud, menor distorsión de flujo por el cuerpo.	Sin influencia	No importante	Ayuda a minimizar los efectos del cuerpo.
Geometría del cuerpo	Forma y tamaño afectan magnitud de distorsión del flujo sobre rotor.	Sin influencia	No importante	Si no es uniforme, afectará a algunas direcciones
Protuberancias	Leve influencia	Sin influencia	Sin influencia	Influencia mayor de lo esperado.
Mecanismo de generación de señal	Sin influencia	Leve, si el rotor está cargado con la señal del generador	Probable influencia de segundo orden	Sin influencia

Tabla 1: Influencia del diseño en la respuesta del anemómetro.

2.2. Calidad de las medidas y rangos de operación.

Es recomendable que el error relativo en la medición de velocidad de viento, sea menor que el 3% para velocidad de 10 m/s.

La Tabla 2 muestra los rangos de operación, según algunas condiciones ambientales y del terreno, en los cuales es conveniente que el anemómetro mida con la exactitud certificada, en mediciones para producción de energía. Algunos valores límites reflejan rangos de operación de los molinos y condiciones climáticas típicas. En el apartado 6 se indica con mayor detalle la calidad del anemómetro

Parámetro	UNIDADES	VALOR MÍNIMO	VALOR MÁXIMO
Velocidad del viento (promedios de 10 minutos)	m/s	3	18
Intensidad de turbulencia	%	5	$(48/u) + 12$ u es la velocidad del viento
Temperatura ambiente	C	-10	40
Densidad del aire	Kg/m ³	0,80	1,35
Pendiente del terreno donde está emplazada la torre anemométrica	°	-10	10

Tabla 2: rangos de operación de algunos parámetros en los que es conveniente que el anemómetro trabaje según especificaciones.

3. MONTAJE DE ANEMÓMETRO DE COPAS

3.1. Introducción.

Para que un anemómetro, bien calibrado en túnel de viento, dé ciertas garantías de exactitud en las mediciones en campo, se deben tener en cuenta una serie de consideraciones que se describirán en este capítulo. Los instrumentos de medición (anemómetros, veletas, medidores de temperatura y presión atmosférica) se ubican en una torre anemométrica. Los instrumentos se montan sobre un brazo, o en la cima de la torre. La torre de medición deberá estar convenientemente señalizada para evitar accidentes, según las normas locales. La Figura 3 muestra un esquema de la torre anemométrica, con un anemómetro, veleta y los respectivos brazos que los sostienen.

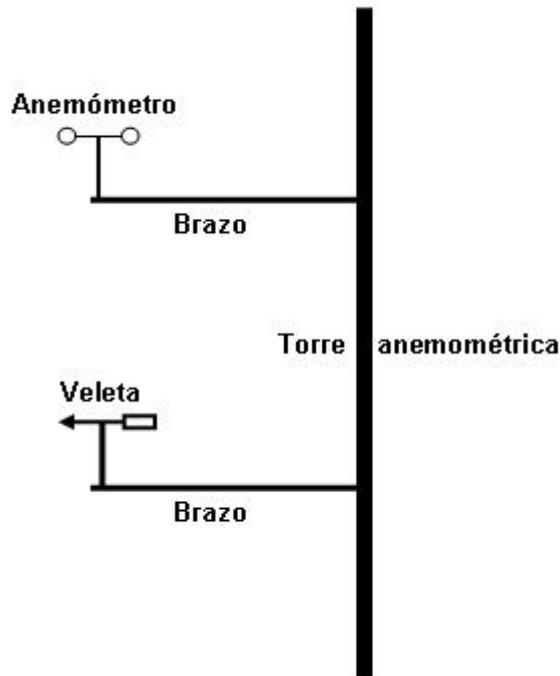


Figura 3: Esquema de torre anemométrica, anemómetro, veleta y brazos.

3.2. Montaje de los anemómetros.

La forma en que el anemómetro queda finalmente ubicado, puede introducir incertezas de magnitud aunque pequeñas, del mismo orden o mayores que las de calibración o de diseño, lo que debe ser evitado. Es obvio que si está ubicado en la estela de la torre anemométrica, sus mediciones no reflejarán al viento real. Pero es menos obvio que si se ubica aguas arriba de la torre, o en su cúspide, pero sin cumplir con ciertas indicaciones, también la medición tendrá errores significativos que pueden ser evitados. La ubicación adecuada es aquella en la que las distorsiones de las mediciones, provocadas por la torre anemométrica y el brazo, sean menores que el 1% y el 0,5% respectivamente.

Para evaluar la producción de energía que tendrá un molino, la mejor ubicación, es en la cima de la torre, a la misma altura del eje del molino. En este caso, la separación entre el rotor del anemómetro y la parte superior de la torre anemométrica, debe ser por lo menos igual a 1,5 m.

La mayoría de las torres anemométricas son de sección cilíndrica o torres reticuladas. La forma correcta de colocar el brazo que sostiene al anemómetro depende del tipo de torre. Se verá a continuación como vincular el brazo a la torre.

3.3. Montaje de un anemómetro en torre tubular de sección circular.

Las Figuras 4 y 5 muestran las líneas con los valores del factor de variación de velocidad, cuando la dirección predominante del viento es desde la izquierda y el obstáculo es la torre anemométrica

tubular de sección circular (Figura 4), y para torre reticulada de sección triangular (Figura 5), obtenidas de un análisis bidimensional con las ecuaciones de Navier-Stokes [2].

Para torre de sección circular, la mínima perturbación ocurre a una dirección de 45° respecto del viento incidente; es en esta dirección que debe colocarse el brazo que sostiene al anemómetro, si se va a ubicar un solo anemómetro. En este caso, la separación mínima entre el eje del rotor y el eje de la torre se tomará de 4 veces el diámetro de la torre.

Si se colocara el brazo en la dirección del viento predominante, aguas arriba, la separación mínima entre el eje del rotor y el eje de la torre anemométrica se tomará de 6,1 veces el diámetro de la torre, en cuyo caso el déficit de velocidad medida será del 1%. Si la separación aumenta a 8.2 veces el diámetro, el déficit se reduce al 0,5%.

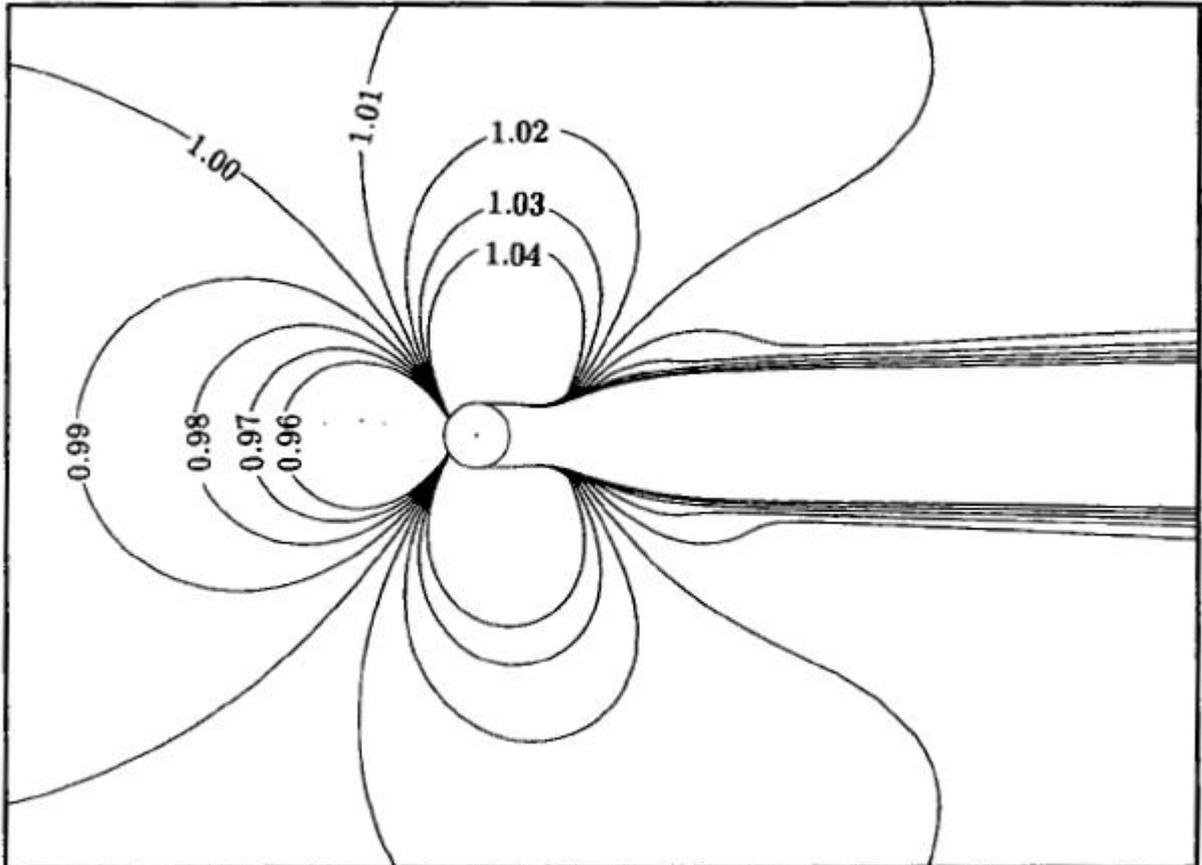


Figura 4: Valores del factor que indica el cambio de velocidad del viento debido a la presencia de la torre anemométrica de sección circular, viento desde la izquierda. [2].

3.4. Montaje de un anemómetro en torre reticulada.

La Figura 5 muestra como varía la velocidad del viento incidente, desde la izquierda en la figura, cuando el obstáculo es la torre anemométrica reticulada. El Anexo A amplía las explicaciones correspondientes a este apartado.

En este tipo de torre, la mínima perturbación ocurre a una dirección de 90° respecto del viento incidente; es entonces en esta dirección que debe colocarse el brazo que sostiene al anemómetro, si se va a ubicar un solo anemómetro. En este caso, la separación mínima entre el eje del rotor y el eje de la torre se tomará de 3,7 veces L , la magnitud del lado de la sección de la torre. Si se colocara el brazo en la dirección del viento, aguas arriba, la separación mínima entre el eje del rotor y el eje de la torre se tomará de 4 L .

La perturbación del flujo es función del valor del coeficiente de empuje C_T , el cual depende de la porosidad de la torre. C_T es el cociente entre la fuerza de arrastre D por unidad de longitud de la torre (provocada por la velocidad del viento al incidir sobre la torre) y la presión dinámica q :

$$C_T = \frac{D}{0,5 \cdot \rho \cdot v^2 \cdot L} \quad (1)$$

Donde:

- D: fuerza de arrastre.
- ρ : densidad del aire.
- L: lado de la sección de la torre.
- v: velocidad del viento sin perturbar.

En el caso mostrado en la Figura 5, C_T tiene un valor de 0,486.

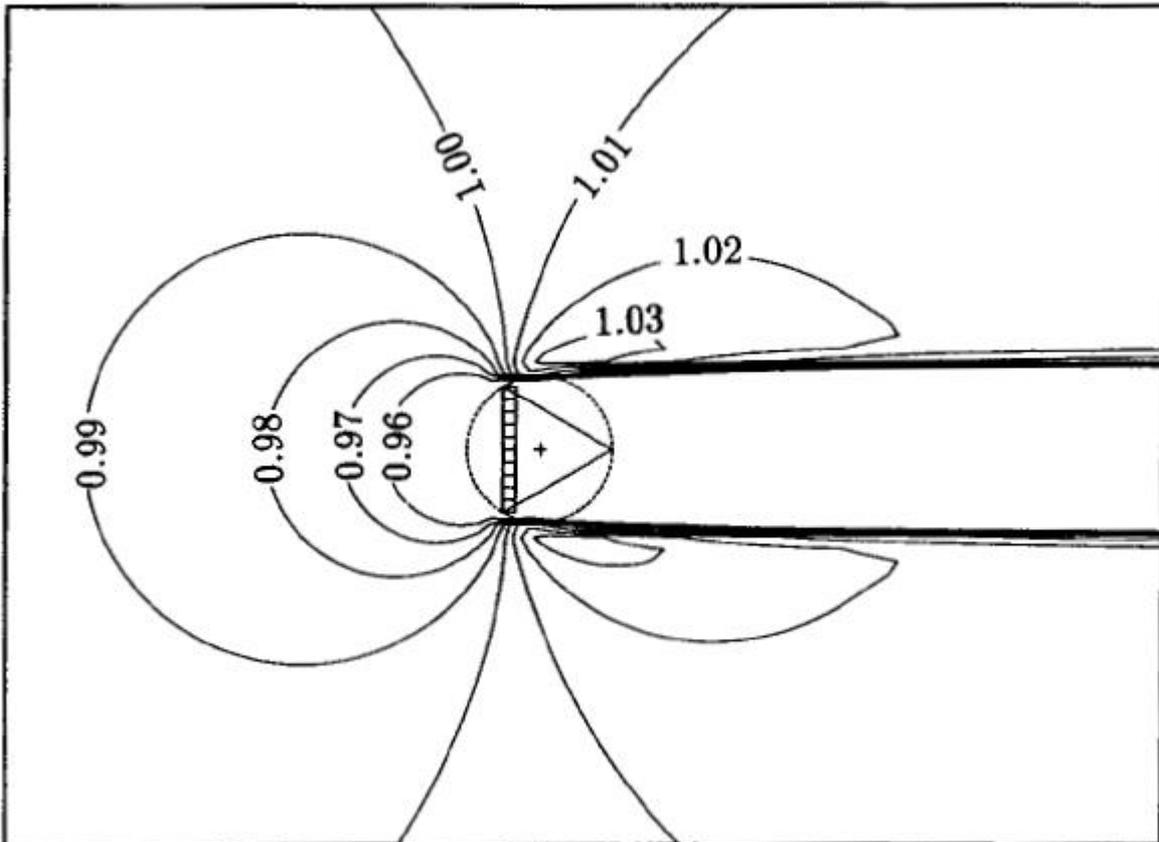


Figura 5: Valores del factor que indica el cambio de velocidad del viento debido a la presencia de la torre reticulada triangular, viento desde la izquierda. [2].

3.5. Buenas y malas prácticas.

El anemómetro debe estar libre de influencia de los alambres tensores, y del pararrayos, como se muestra en la Figura 6. La Figura 7 muestra montaje incorrecto. Se deben evitar innecesarias protuberancias causadas por cables, alambres, abrazaderas, etc.

Es deseable que el brazo sea de sección circular, antes que rectangular o en ángulo. Elementos como abrazaderas deben ser compactas, y en lo posible, simétricas. El cable que conduce la señal eléctrica del rotor, de ser posible debe ir por dentro del brazo y por dentro de la torre; si esto no fuese posible, debe envolverse alrededor bien sujetado.

3.6. Separación del rotor al brazo. Sombra de la torre.

Experiencias realizadas en túnel de viento [3], [4], mostraron que para mantener la perturbación a valores menores del 0.5%, el rotor del anemómetro debe estar separado verticalmente del brazo, por lo menos 15 veces el espesor del brazo. Esta separación se tomará como mínima.

Cuando en un determinado nivel se mida velocidad de viento con un solo anemómetro, los datos del viento que viene desde la torre anemométrica, estarán influidos por lo que se llama la sombra de la torre. En el tratamiento de datos, éstos deben ser reemplazados por datos

sintetizados con un soft adecuado para ello.

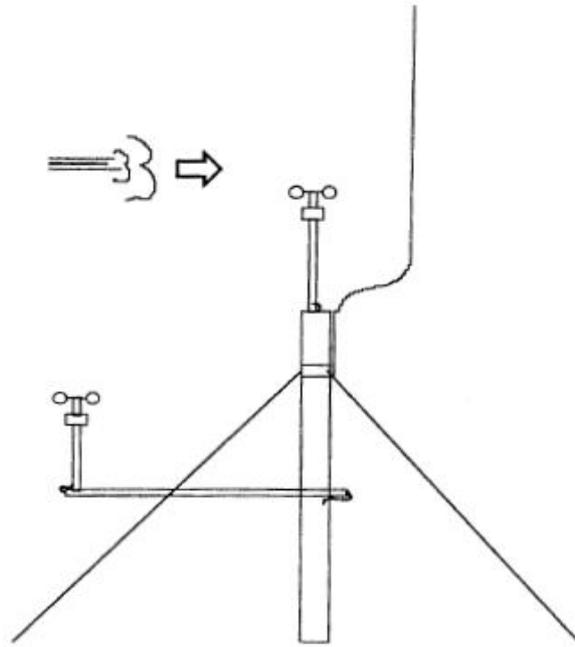


Figura 6: Ejemplo de anemómetros bien ubicados. [2].

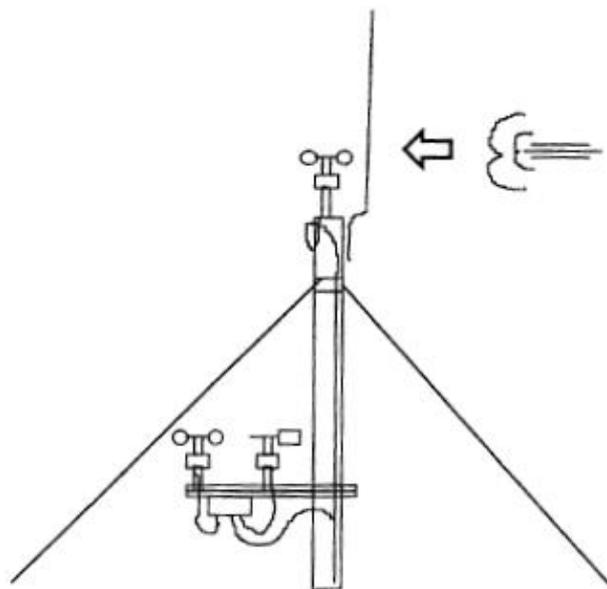


Figura 7: Ejemplo de anemómetros mal ubicados. [2]

4. MEDICIÓN CON UNO O DOS ANEMÓMETROS EN MISMO NIVEL.

4.1. Ubicación de los anemómetros.

Para evitar los efectos de sombra de la torre anemométrica sobre el instrumento, se pueden utilizar dos anemómetros a un mismo nivel, cada uno a un lado de la torre, de manera que los brazos formen un ángulo de 180° , y esta dirección es perpendicular a la preponderante del viento, como lo muestra la Figura 8. Esta disposición exige que la electrónica del equipo de toma de datos sincronice las mediciones además de con un único reloj, que las mediciones de velocidad del instrumento que quede en la estela de la torre anemométrica, que estarán perturbadas debido a la estela, no sean tomadas en cuenta. En cualquier otra situación, cada dato de velocidad de viento será el promedio de ambos instrumentos.

En torres de sección circular se podrá conectar los dos anemómetros formando un ángulo

de 90° entre ellos, y 45° con la dirección principal del viento. El guardado de datos seguirá idénticas indicaciones que en el párrafo anterior.

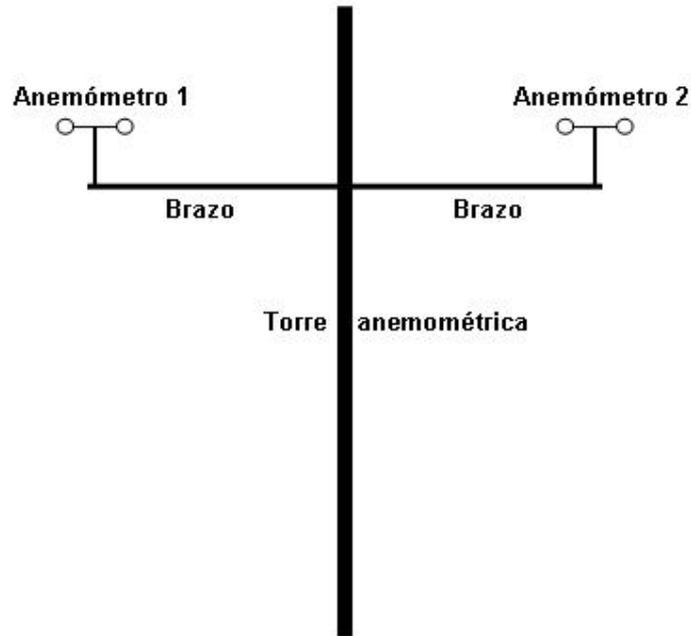


Figura 8: medición de velocidad de viento con dos anemómetros en un mismo nivel. La dirección preponderante del viento es perpendicular al plano del dibujo.

4.2. Medición con anemómetro en la cima de la torre anemométrica.

La mínima distorsión del flujo en la medición se logra ubicando el anemómetro en la cima de la torre anemométrica, Figura 9. En este caso, no se deben ubicar otros instrumentos por lo menos hasta una distancia de 1,5 m debajo del plano del rotor del anemómetro. El anemómetro se monta en un tubo vertical, el cable irá por dentro del tubo. Se debe procurar la horizontalidad del plano del rotor del anemómetro, de manera que el ángulo de inclinación sea menor que dos grados.

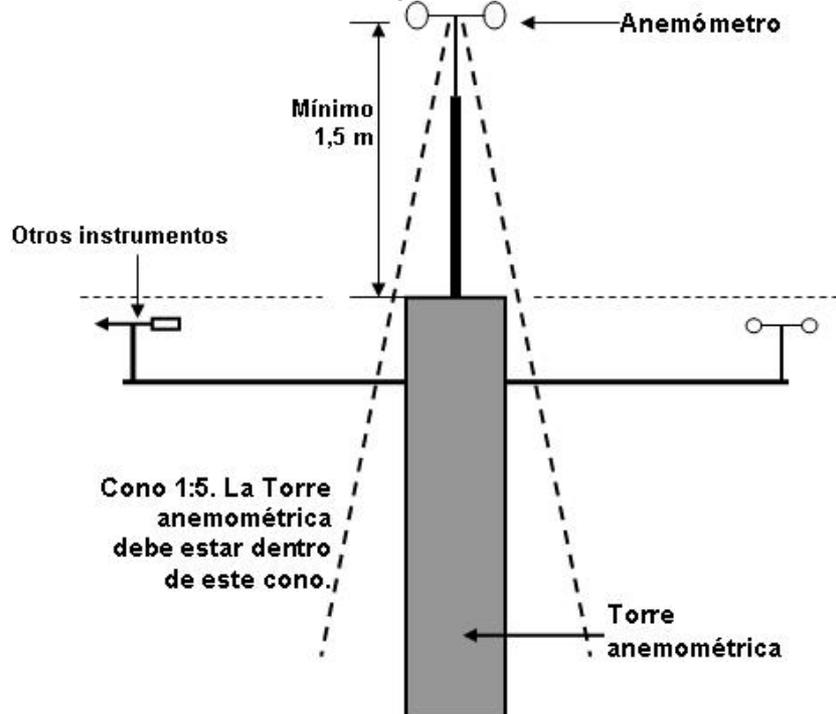


Figura 9: medición de velocidad de viento con un anemómetro en la cima de la torre.

Ninguna parte de la torre anemométrica debe quedar fuera del cono con vértice en el anemómetro

y pendiente 1:5. Podrán montarse dos anemómetros en la cima de la torre, como lo indica la Figura 10, en particular si se hará comparación de anemómetros in situ, como indica el Anexo B.

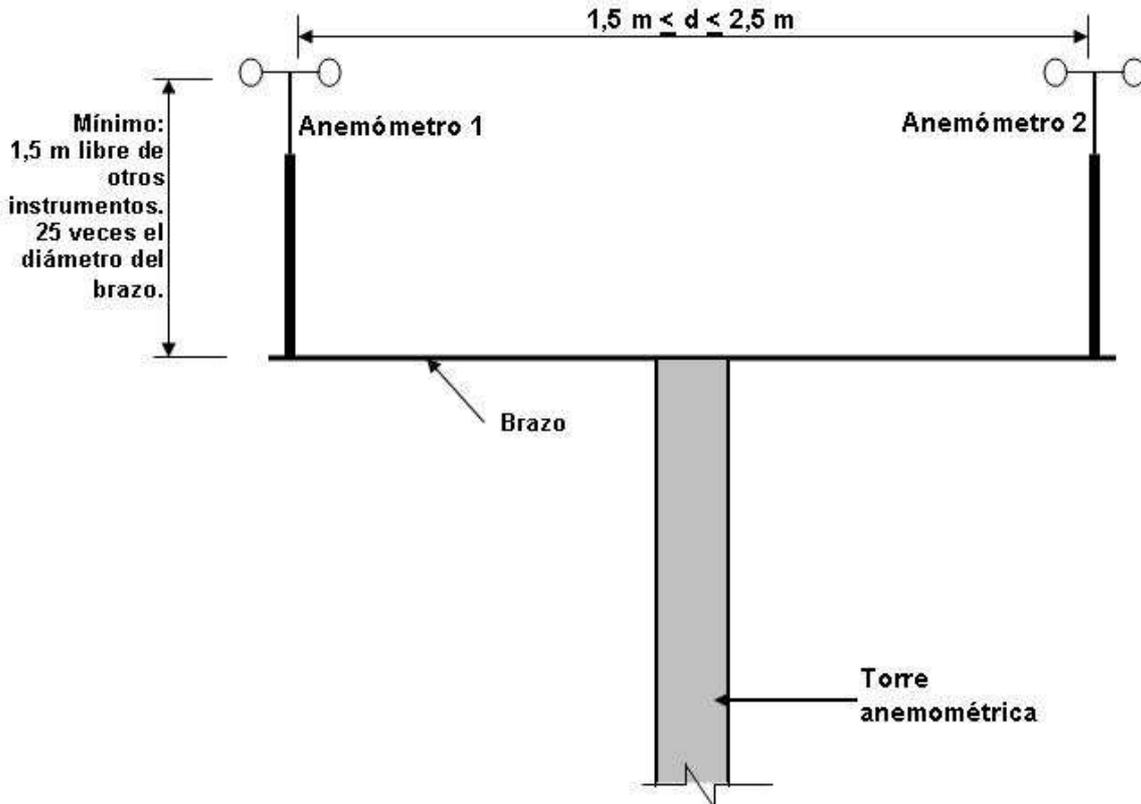


Figura 10: medición de velocidad de viento con dos anemómetros en la cima de la torre.

5. CALIDAD DEL ANEMÓMETRO.

Las mediciones de velocidad de viento, tanto para valoración de un sitio para generación eléctrica, como para determinación o certificación de la curva de potencia de un aerogenerador, se realizarán con instrumentos que brinden confiabilidad en los datos medidos, por lo que es recomendable que sean de la siguiente calidad:

- En terrenos clasificados como planos, con anemómetros clase 1,7A o superior.
- En terrenos que no son planos, con anemómetros clase 2,5B o superior.

La velocidad de viento medida es su componente horizontal. La clasificación de los anemómetros, se hará como se indica en el apartado siguiente. La clasificación de un terreno o sitio se hará como se indica en el apartado 5.2. En terrenos que no son planos, se requiere de una calibración in situ para terrenos clase B, como se indica en el apartado siguiente 5.3.

5.1. Clasificación de anemómetros.

Los anemómetros se clasifican según el tipo de terreno donde se ubicarán (tipo A o B), y según un índice k , llamado número de clase. La Tabla 3 indica el rango de los parámetros según el tipo de terreno.

	Terreno clase A		Terreno clase B	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Velocidad de viento (m/s)	4	16	4	16
Intensidad de turbulencia	0.03	$0.12+0.48/V$	0.03	$0.12+0.96/V$
Temperatura ambiente (C)	0	40	-10	40
Densidad del aire (kg/m^3)	0.9	1.35	0.9	1.35
Inclinación promedio del flujo ($^\circ$)	-3	3	-15	15

Tabla 3: Rangos de los parámetros de influencia. Mediciones promediadas en 10 minutos.

Es lógico que el error relativo será mayor para velocidades de viento más bajas, y viceversa. Otro tanto ocurre con el error absoluto, aunque en este caso será mayor para velocidades de viento más altas. El índice k combina ambos tipos de errores, y se calcula según la siguiente expresión:

$$k = 100 \cdot \left| \varepsilon_i / (0,5 \cdot U_i + 5 \text{ m/s}) \right| \quad (2)$$

Donde:

U_i : velocidad del viento en el bin i (m/s).

ε_i : desviación sistemática máxima en el bin i (m/s)

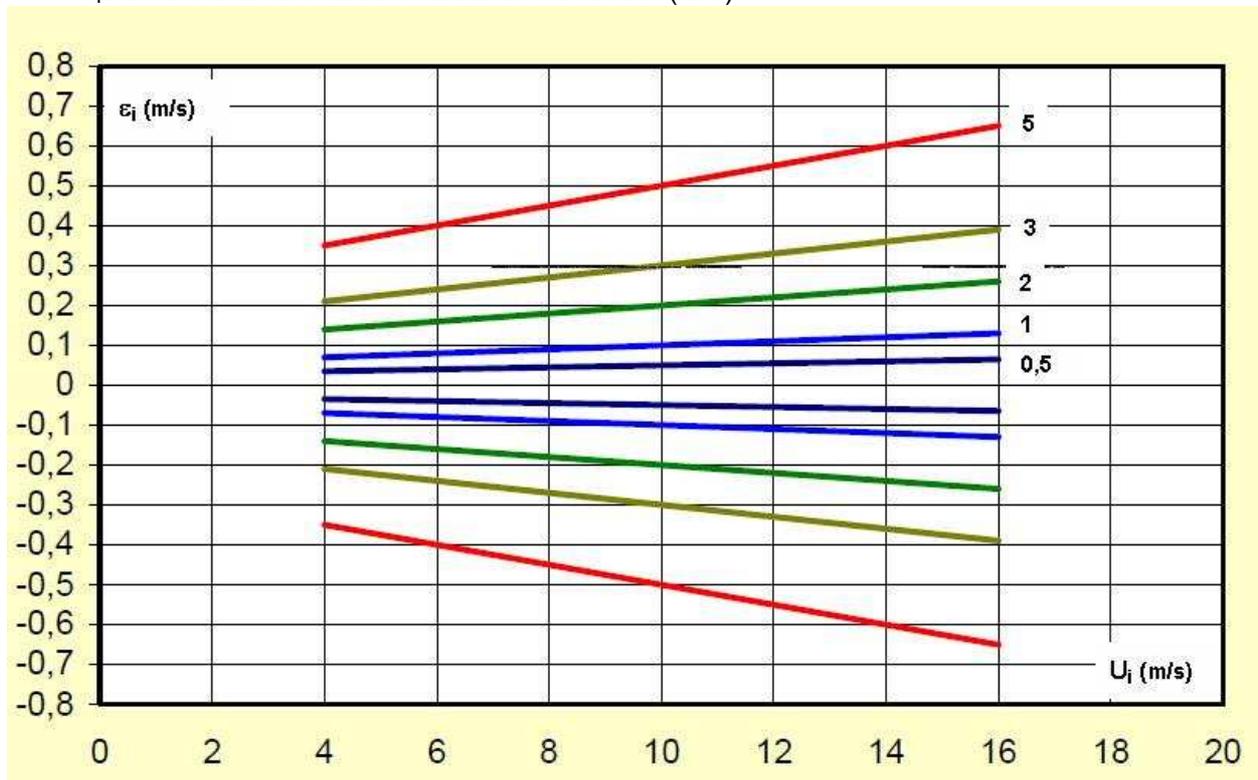


Figura 11: índice de clase k. [10].

Valores de ε_i se muestran en el gráfico de la Figura 11, en función de la velocidad del viento, y para cinco índices de clase.

5.2. Clasificación del terreno.

A los efectos de este trabajo, si el terreno cumple con los requerimientos indicados en este apartado (Tabla 4), se clasificará como tipo A; en su defecto como tipo B. Si el terreno es tipo A, se trata de terrenos planos, con variaciones menores en su topografía, y no se requiere una calibración en el sitio cuando se realiza la medición del viento. En cambio, si el terreno es tipo B, las diferencias con las condiciones de calibración del instrumento, hace que sea necesaria una calibración en el sitio. En la Figura 12 se muestran las áreas de medición, y la ubicación de ambas torres: la anemométrica y la del aerogenerador.

Distancia r	Sector	Pendiente máxima %	Variación máxima del terreno desde la horizontal
$r < 2L$	360°	< 3	< 0,04(H+D)
$2L \leq r < 4L$	Sectores medidos	< 5	< 0,08(H+D)
	Sectores fuera de los medidos	< 10	No se aplica
$4L \leq r < 8L$	Sectores medidos	< 10	< 0,13(H+D)

Tabla 4: Requerimientos topográficos para terrenos tipo A. L es la distancia entre torres, H y D son la altura del eje y diámetro de palas del aerogenerador.

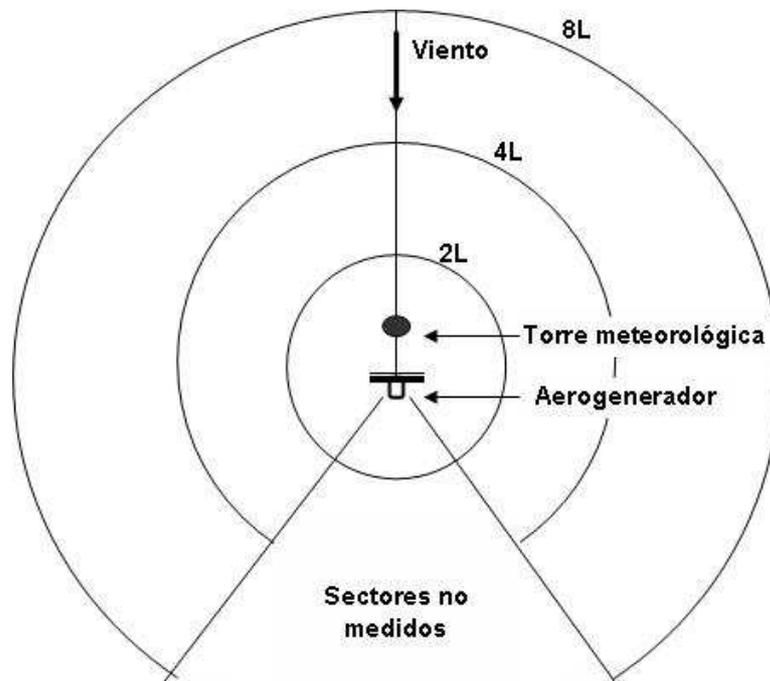


Figura 12: áreas de medición, vista en planta.

5.3. Calibración in situ para mediciones en terrenos clase B.

La topografía del terreno y los obstáculos pueden ser causa de diferencias sistemáticas en la velocidad del viento entre la posición de la torre meteorológica y la torre del aerogenerador. Para cuantificar estas diferencias es que antes de la instalación de la torre del aerogenerador (o después, una vez retirada del lugar), es que se instala en el lugar donde estará el aerogenerador cuya curva de potencia se quiere medir, una torre con otro anemómetro. Esta torre se debe ubicar a una distancia menor o igual que $0,2H$, siendo H la altura sobre el suelo del eje del aerogenerador, y su anemómetro a una altura tal que la distancia al eje del aerogenerador sea menor o igual que el 2.5% de H . La torre meteorológica tendrá su propio anemómetro y una veleta. Ambos anemómetros deben ser del mismo tipo y haber sido calibrados en la misma campaña de calibración.

El sistema de adquisición de datos los guardará de la misma manera a los de ambas torres. Los datos serán los promedios de 10 minutos como es normal, y se requieren de cada período, promedio de velocidad, valores máximo y mínimo, y desviación estándar. Los datos serán clasificados en cada bin de dirección de viento, siendo el bin no mayor de 10° . El rango de velocidad de viento estará comprendido entre 4 y 16 m/s. Cada bin de dirección tendrá por lo menos 6 horas de datos de velocidad de viento mayor que 8 m/s, y otro tanto de velocidad de viento menor que 8 m/s, como cantidades mínimas, para dar por finalizada la medición.

Con la base de datos obtenida, se calculará el factor de corrección del flujo debido a influencia del terreno, α , como el cociente entre la velocidad del viento en el lugar de la torre del aerogenerador y la velocidad del viento en la torre meteorológica, para cada sector.

6. OTRAS CONSIDERACIONES.

6.1. Sobreestimación de velocidad.

Los instrumentos de medición tienen una propiedad llamada constante de tiempo, la que indica el tiempo que tardan en responder a un cambio en el parámetro de entrada. Los anemómetros de copa, en lugar de la constante de tiempo, tienen una constante de distancia, que es análoga a aquella, pero que se define: ante un cambio de velocidad del viento, la constante de distancia es la longitud recorrida por la masa de aire hasta que el instrumento mide el 63,2% del nuevo valor de velocidad. Se la designa, a la constante de distancia, con la fracción $1/a$, y se mide en metros.

Entonces:

$$\text{Constante de distancia} = d = 1/a. \quad (3)$$

Los valores de la constante de distancia, de los anemómetros de copa utilizados en aplicaciones energéticas, deben estar comprendidos entre 2 m y 3,5 m.

Ante un cambio de señal de entrada, es decir de la velocidad del viento, el anemómetro de copas responde más rápidamente a aumentos de velocidad que a una disminución, y la respuesta será mejor a velocidades más altas. En consecuencia, a vientos fluctuantes, la indicación media del instrumento será más alta que la velocidad del viento promedio real. Este efecto se llama sobre-velocidad.

Sin embargo, se acepta que esto no representa una fuente de error considerable en la medición. Algunos modelos como el siguiente [5], indican que este error puede ser calculado con buena aproximación con la siguiente expresión:

$$E = I^2 (1,8d - 1,4) \quad (4)$$

En la que E es el error en porcentaje, I es la intensidad de turbulencia y d es la constante de distancia del anemómetro.

Así, si la constante de distancia es de 3,5 m, para viento con intensidad de turbulencia de 0,15, el error será de 0,11%.

La expresión anterior se puede utilizar para la estimación de incertezas del anemómetro.

6.1.1. Determinación de la constante de distancia.

Para determinar la constante de distancia, el anemómetro debe estar inmerso en un flujo de viento estacionario, con velocidad aproximada de 8 m/s, en un túnel de viento¹. La señal de salida del instrumento, debe tener una frecuencia de muestreo de al menos 30 Hz.

Se deben ajustar los datos de la salida, de la serie de tiempo que da el anemómetro, con la ecuación teórica siguiente:

$$U_{ANEM}(t) = U_0 + \Delta U \cdot [1 - e^{-(t-t_0)/\tau}] \quad (5)$$

Donde:

$U_{ANEM}(t)$ es la velocidad [m/s], medida por el anemómetro en el tiempo t [s],

U_0 es la velocidad del viento [m/s] en el túnel al tiempo t_0 [s],

τ es la constante de tiempo [s], la que se puede relacionar con la constante de distancia mediante: $(1/a) = \tau U_1$. La unidad de la constante de distancia (1/a) es metro.

$$U_1 = U_0 + \Delta U.$$

En estas expresiones se ve claramente que la “constante” de tiempo τ no es constante, depende del valor de la velocidad U_1 .

Mediante pasos algebraicos, de la ecuación anterior se obtiene la siguiente, que es la ecuación de la recta en la que el primer miembro es la variable dependiente, t es la independiente:

$$\ln \left[1 + \frac{U_0 - U_{ANEM}(t)}{\Delta U} \right] = - \frac{1}{\tau} t + \frac{t_0}{\tau} \quad (6)$$

Luego, con la pendiente de la recta, se calcula la constante de distancia (1/a) del anemómetro.

Es muy probable que la parte inicial y la final de la curva, tiendan a desviarla de una recta; en este caso, solo la porción lineal central se debe tomar.

¹ Al momento de la redacción de este documento, Argentina no cuenta con túnel de viento certificado con los estándares internacionales. Sería muy útil lograr esta certificación, de al menos uno de los túneles de viento existentes, lo que podría realizarse con un patrón viajero, revalidándose año a año.

Por lo menos se deben medir cinco puntos de la recta. Si se realizan varios tests, se promediarán los valores de (1/a) para obtener la constante de distancia.

6.2. Rayos

Es muy importante proteger la torre meteorológica de la caída de rayos. Debido a su propia forma y naturaleza, es un atractor de rayos, y en consecuencia debemos asegurar que los equipos de medición no sean dañados, además de la torre misma. Algunas de las precauciones podrán ser:

- Un pararrayos se debe montar en la cima de la torre, de manera que si hay un anemómetro ubicado allí, le ofrezca protección, teniendo en cuenta que el pararrayos de protección tiene un ángulo de 60°. Para la conducción a tierra, se debe conectar el pararrayos a un cable conductor de cobre, de sección adecuada.
- En tierra la descarga se hará mediante una jabalina (barra de cobre de al menos 0.75 m de largo y 10 mm de diámetro) enterrada en el suelo, o una malla de tierra.

En el informe se describirá la protección contra rayos realizada, y la norma adoptada.

6.3. Precipitaciones.

Hay lugares en los que el viento y la lluvia vienen muchas veces juntos. En estos casos los anemómetros deben ser diseñados para resistir el clima lluvioso, ya que la corrosión puede afectar los rodamientos y descalibrarlo. En general los problemas pueden ocurrir por inadecuada protección de cables, conectores, y mal cierre de la caja donde está el datalogger. Los principales cuidados respecto a la lluvia, serán:

- Usar recintos que al cerrarse, impidan el ingreso de agua de lluvia.
- Los cables de conexión, por ejemplo al datalogger, deben ingresar por la parte inferior del recinto donde se encuentra alojado.

6.4. Temperaturas bajas

La acumulación de nieve o hielo en las copas del anemómetro pueden causar cambios en su comportamiento aerodinámico. Impedir la acumulación puede ser muy difícil, puede requerir el uso de calentadores remotos infrarrojos, aunque muy rara vez este tipo de acciones se justifica. Es probable que sea necesario tomar también algunos datos con otro instrumento cuando el clima produzca la acumulación de nieve o hielo, para comparar como afectan a las medidas.

Otro problema es el efecto de la baja temperatura sobre la fricción mecánica. Algunas veces simplemente se descartan los datos cuando la temperatura cae por debajo de un umbral prefijado. En algunos lugares especialmente fríos puede ser necesario calefaccionar el eje del instrumento. Cuando se usan calentadores externos, se debe tener en cuenta que si estos mecanismos auxiliares son asimétricos, o si su cableado de conexión debe ser externo, afectarán al flujo de viento, provocando perturbaciones que dependerán de la dirección, con la consecuente descalibración del anemómetro. Se debe tener en cuenta además que, si aumenta la fricción en el eje por la baja temperatura, este mismo hecho producirá un calentamiento en el eje, de manera que los efectos pueden compensarse. Entonces, en casos de clima muy frío, se evaluará con cuidado si es conveniente utilizar calefacción para el anemómetro.

6.5. Cálculo de la densidad del aire.

Con las mediciones de temperatura y presión, se calculará la densidad del aire con la ecuación siguiente. Los sensores de temperatura y presión, y el de humedad si es utilizado, es preferible ubicarlos dentro de los 10 m hacia abajo contando desde el eje del aerogenerador. Se requiere un dato promedio cada diez minutos. La frecuencia de muestreo mínima es de un dato cada minuto. Con los datos medidos de temperatura y presión, la densidad del aire se calculará con:

$$\rho_{10 \text{ MIN}} = B_{10 \text{ MIN}} / (R_0 \cdot T_{10 \text{ MIN}}) \quad (7)$$

Donde:

$\rho_{10 \text{ MIN}}$: densidad del aire promediada en 10 minutos, en kg/m^3 .

$T_{10 \text{ MIN}}$: temperatura absoluta del aire medida, en K, promediada en 10 minutos.

$B_{10 \text{ MIN}}$: presión del aire medida, en Pa, promediada en 10 minutos.

R_0 : Constante de los gases, del aire seco, $287.05 \text{ J}/(\text{kg}\cdot^\circ\text{K})$.

7. EQUIPO DE TOMA DE DATOS. INCERTEZAS.

7.1. Datalogger.

Es recomendable que la toma de datos se realice en forma centralizado, es decir que la electrónica del equipo sincronice las mediciones, y los datos de tiempo se tomen con un único reloj. Debe estar programado de manera que las mediciones donde haya dos (o más) instrumentos de medición de un mismo parámetro en un mismo nivel (por ejemplo dos anemómetros), se descarten aquellos datos que estén afectados por la sombra o la estela de la torre anemométrica (datos que estarán perturbados debido al efecto de sombra), y que en los restantes casos se tome el promedio de los instrumentos de ese nivel. El datalogger debe tener capacidad de frecuencia de muestreo de por lo menos 1 Hz. La incerteza del equipo de adquisición de datos debe ser despreciable comparado con las de los sensores.

7.2. Inspecciones y tipo de señal recibida.

Para el registro de datos de mayor confiabilidad, son preferibles anemómetros que dan señal de salida por pulsos, y mejores aún aquellos con alta frecuencia de pulsos. Los instrumentos que entregan señal análoga, además de ser más caros, la señal está más expuesta a degeneración e interferencias durante la transmisión.

Los anemómetros, como otros instrumentos pueden tener fallas parciales, o aún totales. Si hay demora en reconocer los datos fallados, se pueden perder datos de un tiempo relativamente prolongado que pueden ser valiosos.

La actividad preventiva más importante es la inspección regular del mástil y de la razonabilidad de los datos medidos. Hoy la tecnología permite recuperar datos remotos, mediante microondas, MODEM, u otros. Estos procedimientos pueden ayudar a reconocer problemas en los datos, en forma rápida, para ir a resolverlos.

7.3. Verificación de la confiabilidad de datos

Antes de realizar el análisis de datos de viento, es necesario que sean chequeados para asegurar su calidad. Si se grafica la serie de tiempo, se pueden detectar visualmente los errores obvios, y un examen numérico más minucioso y objetivo es siempre conveniente. Este debe incluir:

- Asegurar que todos los datos se tomaron dentro de los rangos de especificaciones del instrumento (por ejemplo, temperatura ambiente, fuente de voltaje).
- Descartar razones físicas para rechazar datos (por ejemplo anemómetro operando en la estela de la torre).
- Asegurar que no hay implicados fenómenos físicos extraordinarios (por ejemplo turbulencia excesivamente alta, resultado de estelas de alambres de fijación).
- Determinar si existe efecto de sombra de la torre.

7.4. Valoración de incertezas.

Las incertezas a considerar son las siguientes [2], aunque estos son valores orientativos. Un examen riguroso debería realizarse en cada caso:

- Calibración en estado estable (1.0%; 5%)
- Posible cambio en la calibración (0.2%; 3.0%)

- Efectos de inclinación del flujo en la calibración (0.2%; 1.5%)
- Probable sobre-velocidad debido a la dinámica del instrumento (0.2%; 1.0%)
- Distorsión del flujo debido al mástil (0.5%; 2.0%)
- Distorsión del flujo debido al brazo (0.5%; 2.0%)
- Distorsión del flujo debido a abrazaderas y otras protuberancias (0.1%; 2.0%)
- Asimetría del flujo incidente sobre el anemómetro (0.2%; 2.0%)
- Incertezas en el sistema de instrumentación (0.2%; 1.0%)

El primer porcentaje dentro del paréntesis indica la incerteza típica de instalaciones de medición llevadas a cabo en forma cuidadosa, con instrumentos de buena calidad. El segundo porcentaje, es para instalaciones de baja calidad. La suma correspondiente al análisis de errores de las incertezas, de todas las fuentes mencionadas, da los siguientes resultados:

- Incertezas del 1,3 % (este valor debe ser considerado como el mejor alcanzable)
- Incertezas en exceso del 7,4 % para instalaciones poco cuidadosas.

8. VALORACIÓN DEL SITIO PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON ENERGÍA EÓLICA.

Parámetros a medir.

Para la evaluación del potencial eólico de un sitio, los sensores se ubicarán en una torre meteorológica. El equipo de medición debe entregar por lo menos los siguientes datos:

- Velocidad del viento, en m/s, un dato promedio cada 10 minutos. En terrenos de topografía no compleja, se recomienda medir en por lo menos dos alturas: un sensor entre 10 y 30 m, y otro entre 50 y 80 m. En terrenos complejos, se recomienda medir por lo menos en tres alturas: un sensor entre 10 y 25 m, otro entre 30 y 50 m, otro entre 60 y 80 m. Se podrá medir a otras alturas, justificando adecuadamente en cada caso.
- Puesto que el Servicio Meteorológico Nacional mide velocidad de viento a 10 m sobre el suelo, se recomienda que el anemómetro más bajo se coloque a esta altura si se van a utilizar aquellos datos para extensión de series de datos mediante el método MCP. Si no es éste el caso, se podrá colocar a otras alturas, justificando adecuadamente.
- Desviación estándar de velocidad de viento, en m/s, un dato cada 10 minutos.
- Dirección del viento, un dato promedio cada 10 minutos, por lo menos en dos alturas: entre 1,5 y 5 m por debajo del anemómetro. Se realizará con una veleta, montada mediante un brazo a la torre meteorológica, respetando la distancia veleta – torre similar a la del anemómetro - torre. No es aconsejable instalar la veleta al mismo nivel que el anemómetro.
- Velocidades máxima y mínima del viento, del período medido.
- Máxima velocidad de ráfaga de 3 segundos de duración, en cada período de 10 minutos.
- Velocidades máxima y mínima del viento, en cada intervalo de diez minutos.
- Temperatura ambiente, en C, un dato promedio cada 10 minutos, por lo menos en dos alturas, entre 1,5 y 8 m por debajo del anemómetro. Las mediciones deben ser confiables hasta la décima de C, de tal forma que se puedan detectar diferencias de temperaturas en la altura.
- Presión atmosférica, en Pa; un dato promedio cada 10 minutos.

La frecuencia de medición de velocidad y dirección del viento, se recomienda que sea de 1 muestra/segundo. La disponibilidad de los datos en el período de medición, debe ser mayor al 95%.

El período mínimo de mediciones será de un año. Cuando se vaya a realizar extensión de la serie de datos en el tiempo mediante el método MCP (Medición, Correlación, Predicción), y siempre que se cuente con datos de otra estación de por lo menos un par de años para realizar la extensión, el período mínimo de medición será de 4 meses; es recomendable que la altura del anemómetro sea la misma que la de la estación de referencia.

La velocidad de viento que se mide, es el promedio de la componente horizontal, no la vertical. El anemómetro debe haber sido calibrado antes (entre el inicio de la medición y seis meses antes), y es deseable recalibrar después, de la campaña de medición.

9. MEDICIÓN PARA OBTENER LA CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR.

En este apartado se muestran las recomendaciones, para la medición de velocidad y dirección del viento, y la potencia eléctrica entregada por el molino, para elaboración y/o certificación de la curva de potencia del molino, y la Producción Anual de Energía estimada (PAE). La norma de referencia es la [6].

La curva de potencia se determinará midiendo simultánea y sincronizadamente velocidad del viento (utilizando una torre anemométrica) y potencia eléctrica entregada por el aerogenerador ubicado en el sitio de medición, en un período lo suficientemente largo, como mínimo 3 meses, para obtener una base de datos significativa para la estadística, sobre un conjunto de valores de velocidad de viento y condiciones atmosféricas. La PAE se calcula luego aplicando la curva de potencia obtenida a la distribución de frecuencias de viento (Rayleigh o Weibull), considerando el 100% de disponibilidad.

Durante la medición, el molino debe operar en forma normal, como lo prescribe su manual o el fabricante, y su configuración no debe ser alterada. Se podrá llevar a cabo un mantenimiento normal, lo que se consignará en el reporte final.

La velocidad de viento que se mide, es el promedio de la componente horizontal, no la vertical. El anemómetro debe haber sido calibrado antes (entre el inicio de la medición y doce meses antes), y es deseable recalibrar después dentro de los 12 meses siguientes, de la campaña de medición. En el test en realización, se debe utilizar la calibración hecha antes de la medición. Como opción, se podrá realizar una calibración (comparación) in situ como lo indica el Anexo B.

La altura del anemómetro, debe ser la altura del eje del aerogenerador $\pm 2,5\%$. Debe montarse en la cima de la torre anemométrica. Desde el plano del rotor del anemómetro hasta por lo menos 1,5 m debajo de él, no deben ubicarse otros instrumentos, para no perturbar la velocidad medida, como se indica en la Figura 9.

9.1. Parámetros meteorológicos a medir.

Los sensores se ubicarán en una torre meteorológica; el equipo de medición debe entregar por lo menos los siguientes datos:

- Velocidad del viento, en m/s, un dato promedio cada 10 minutos. Si la medición se realiza a una sola altura, el sensor se colocará a la altura del eje del aerogenerador, con una tolerancia de $\pm 2,5\%$. Si se mide en dos alturas, el otro anemómetro se ubicará al 50% de la altura del eje, aunque se podrá ubicar a otra altura, justificando adecuadamente.
- Desviación estándar de velocidad de viento, en m/s, un dato cada 10 minutos.
- Dirección del viento, un dato promedio cada 10 minutos, en dos alturas: entre 1,5 y 3 m por debajo del anemómetro. Se realizará con una veleta, montada mediante un brazo a la torre meteorológica, respetando las distancias veleta – torre similares a las del anemómetro - torre. No es aconsejable instalar la veleta al mismo nivel que el anemómetro. Las incertezas debido a calibración, operación y orientación, deben ser menor que 5° .
- Velocidades máxima y mínima del viento, del período medido.
- Máxima velocidad de ráfaga de 3 segundos de duración, en cada período de 10 minutos.
- Velocidades máxima y mínima del viento, en cada intervalo de diez minutos.
- Temperatura ambiente, en C, un dato promedio cada 10 minutos, en dos alturas: entre 1,5 y 8 m por debajo del anemómetro.
- Presión atmosférica, en Pa; un dato promedio cada 10 minutos.

La frecuencia de medición de velocidad y dirección del viento, se recomienda que sea de 1 muestra cada 3 segundos.

9.2. Medición de la potencia eléctrica.

La medición de la potencia eléctrica neta activa generada por el aerogenerador, debe estar basada en mediciones de corriente y voltaje en cada fase, y se debe realizar con instrumento de tipo estático, clase 0,5s según norma IEC 687. El alcance de los instrumentos de medición debe tener los límites siguientes: -50% a 200% de la potencia nominal del aerogenerador. La conexión

para esta medición, se debe hacer entre el aerogenerador y la red eléctrica, para asegurar que se está midiendo potencia neta entregada.

9.3. Ubicación de la torre anemométrica.

La torre anemométrica debe estar ubicada a una distancia L de entre 2 y 4 veces el diámetro D del rotor del aerogenerador, Figura 13. Mientras más irregular sea el terreno, L se acercará al valor de 2D; en terrenos más planos, L puede acercarse al valor de 4D.

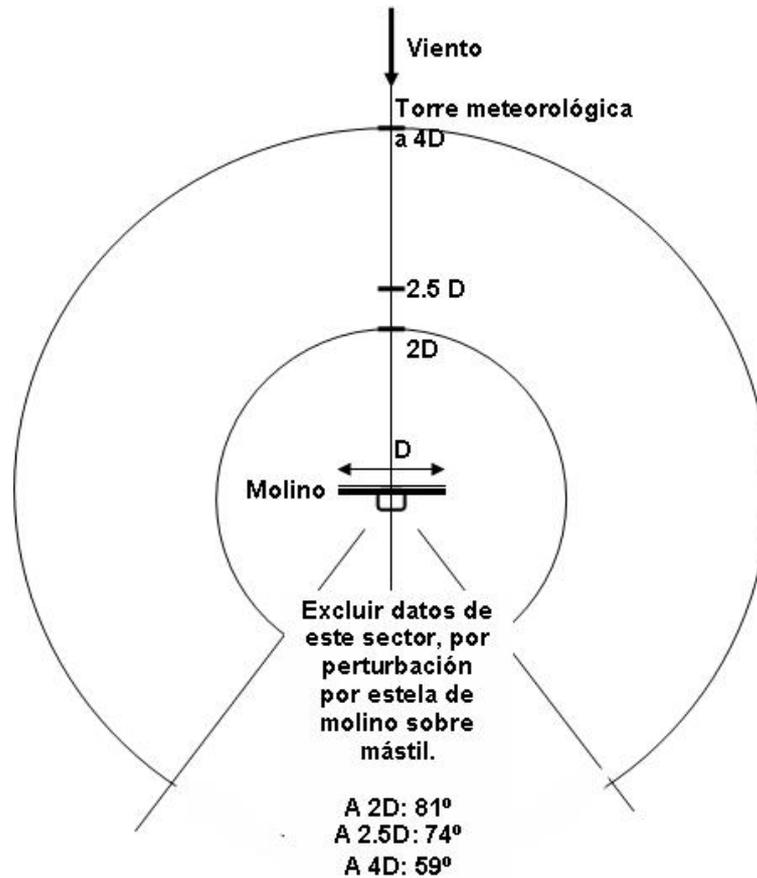


Figura 13: Sectores de datos de velocidad de viento a excluir.

En el conjunto de datos de velocidad de viento medidos por el anemómetro, se deben excluir los sectores en los que la misma torre anemométrica, o el aerogenerador, u otros obstáculos, provoquen perturbación en el flujo de viento. En la Figura 13, se indican los sectores de datos a excluir debido a la presencia del aerogenerador. El ángulo a excluir, θ (en grados sexagesimales), se podrá calcular en función de la distancia aerogenerador – torre anemométrica, en diámetros del rotor del aerogenerador, D, con la expresión siguiente:

$$\theta = 110.25e^{-0.1567D} \quad (8)$$

La presencia de otros aerogeneradores, u obstáculos significativos en el sitio de medición, pueden afectar el test que se está llevando a cabo. Si la velocidad del viento, a la altura del eje del aerogenerador bajo test o a la altura del anemómetro, es afectada por lo menos en un 1%, en alguna dirección, se considera obstáculo significativo [6].

La influencia del obstáculo sobre la velocidad del viento a la altura del anemómetro o del eje del aerogenerador en estudio se estimará con las siguientes expresiones:

$$\Delta U_z/U_h = -9.75 (1-P_0) (h/x) \eta \exp(-0,67 \eta^{1,5}) \quad (9)$$

$$\eta = \frac{H}{h} \left(K \frac{x}{h} \right)^{\frac{-1}{(n+2)}} \quad (10)$$

$$K = \frac{2 \kappa^2}{\ln(h/z_0)} \quad (11)$$

Donde:

ΔU_z : cambio de la velocidad del viento a la altura z , [m/s].

U_h : velocidad del viento sin perturbar a la altura h del obstáculo, [m/s].

P_0 : porosidad del obstáculo ($0 \leq P_0 \leq 1$)

h : altura del obstáculo, [m].

x : distancia del obstáculo a la torre meteorológica o al aerogenerador, [m].

H : altura del eje del aerogenerador (o del anemómetro), [m].

κ : constante de von Karman (0,4).

n : exponente del perfil de velocidad (0,14).

z_0 : longitud de rugosidad, [m].

El obstáculo en consideración está caracterizado por un parámetro llamado diámetro de rotor equivalente del obstáculo, simbolizado con D_e , se calcula con:

$$D_e = 2 l_h l_w / (l_h + l_w) \quad (12)$$

Donde:

D_e : diámetro de rotor equivalente del obstáculo [m].

l_h : altura del obstáculo [m].

l_w : ancho del obstáculo [m].

Los sectores cuya velocidad de viento está afectada por obstáculos significativos, deben ser excluidos del test. Estos sectores están indicados en las Figura 14 y 15, en la que L_e es la distancia entre los dos elementos considerados (la torre meteorológica, el aerogenerador en estudio, el obstáculo considerado, u otro aerogenerador); si se trata de otro aerogenerador, D_e es su diámetro.

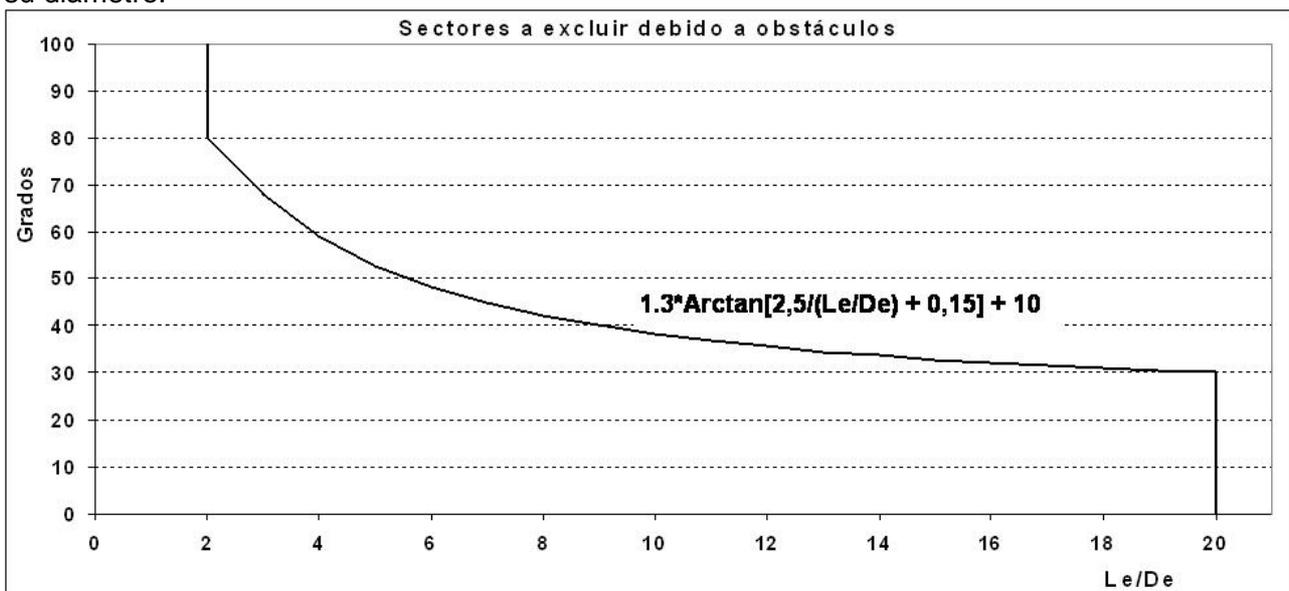


Figura 14: Sectores de datos de velocidad de viento a excluir debido a obstáculos.

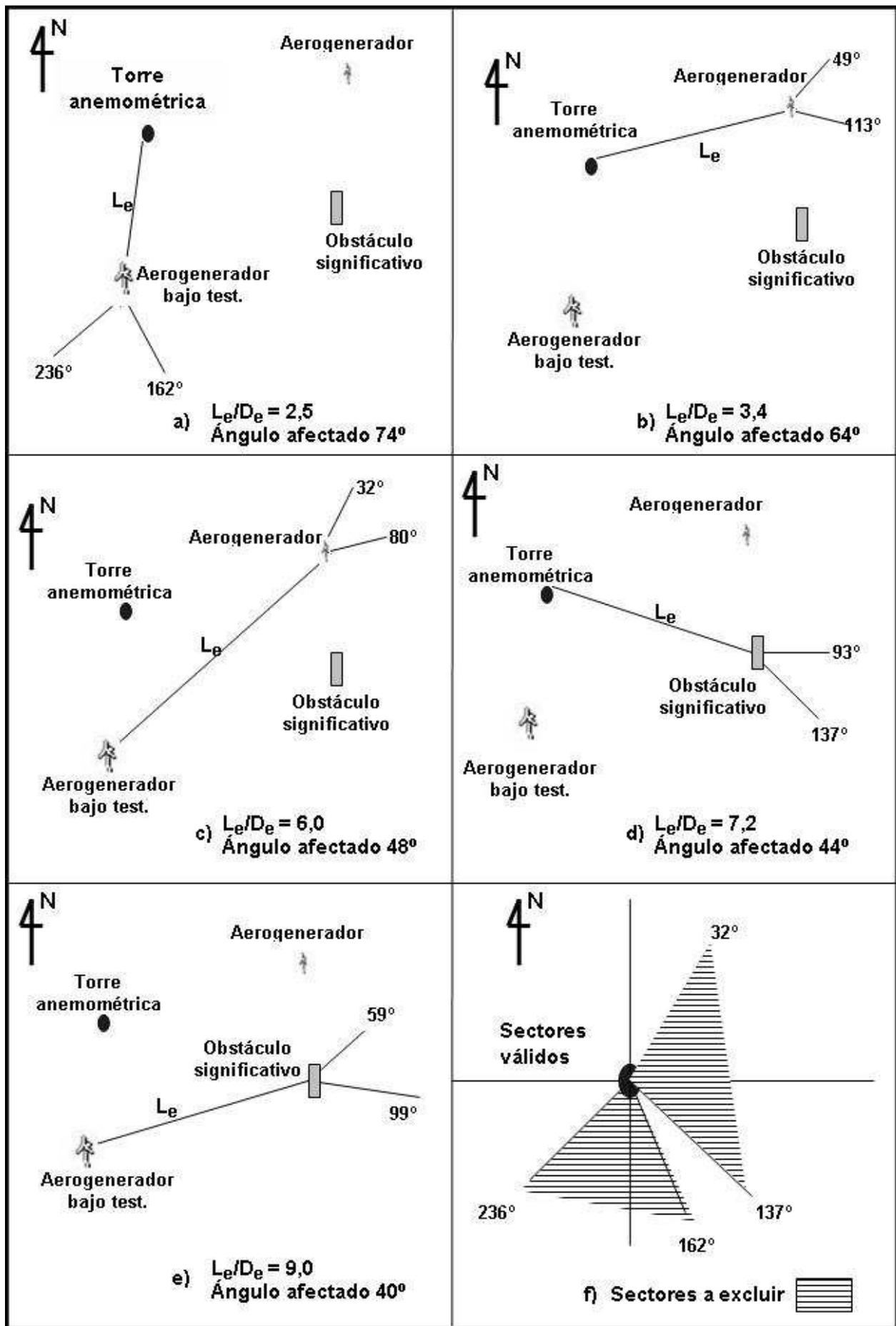


Figura 15: Un ejemplo de sectores a excluir debido a que el flujo de viento está afectado por el aerogenerador bajo test, por un obstáculo significativo, o por otro aerogenerador.

9.4. Normalización de los datos.

Los conjuntos de datos de velocidad y potencia, deben ser normalizados a dos densidades del aire:

- Densidad del aire a nivel del mar, ρ_0 , atmósfera estándar ($\rho_0=1,225 \text{ kg/m}^3$).
- Densidad el aire promedio de los datos medidos, redondeados al valor más próximo de la cifra significativa de $0,005 \text{ kg/m}^3$.

La normalización de la potencia medida, para aerogeneradores con regulación stall, se calculará con la expresión:

$$P_n = P_{10 \text{ MIN}} \cdot \rho_0 / \rho_{10 \text{ MIN}} \quad (13)$$

Donde:

P_n : es la potencia entregada normalizada.

$P_{10 \text{ MIN}}$: es la potencia medida promediada en 10 minutos.

$\rho_{10 \text{ MIN}}$: densidad del aire promediada en 10 minutos, en kg/m^3 . De la (7).

ρ_0 : densidad del aire de referencia.

Velocidad del viento: para aerogeneradores con control de potencia activo, la normalización se aplicará a la velocidad del viento, con la expresión:

$$V_n = V_{10 \text{ MIN}} (\rho_{10 \text{ MIN}} / \rho_0)^{1/3} \quad (14)$$

Donde:

V_n : velocidad del viento, normalizada, [m/s].

$V_{10 \text{ MIN}}$: velocidad del viento medida, promediada en 10 minutos, [m/s].

9.5. Determinación de la curva de potencia.

La curva de potencia se determinará aplicando el "método de bins", con el conjunto de datos normalizados. El bin a utilizar es de 0,5 m/s, redondeando los valores de velocidad, como se indica más abajo. Se calculará la velocidad media de viento, y la potencia entregada, para cada bin, con las expresiones siguientes:

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (15)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (16)$$

Donde:

V_i : velocidad del viento normalizada y promediada en el bin i. A este resultado se lo debe redondear de manera de tener una sola cifra decimal, por ejemplo de la siguiente forma:

- Si está en el intervalo [5,755 m/s; 6,254 m/s], se redondea a 6,0 m/s;
- Si está en el intervalo [6,255 m/s; 6,754 m/s], se redondea a 6,5 m/s.

$V_{n,i,j}$: velocidad del viento normalizada del conjunto de datos j del bin i.

P_i : potencia de salida, promediada y normalizada, del bin i.

$P_{n,i,j}$: potencia de salida normalizada, del conjunto de datos j del bin i.

9.6. Producción anual de energía.

La producción anual de energía (PAE) se calcula con las velocidades de viento promedios anuales de cada bin, a la altura del eje del aerogenerador, desde la velocidad de arranque hasta la

velocidad de corte del aerogenerador. El cálculo de la PAE se hace aplicando la curva de potencia medida a la distribución de frecuencias de velocidad de viento, utilizando la función de probabilidad acumulativa ($F(V_i)$) que puede ser la de Rayleigh o la de Weibull, mediante la ecuación siguiente²:

$$PAE = N_H \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \frac{(P_{i-1} + P_i)}{2} \quad (17)$$

Donde:

PAE: producción anual de energía eléctrica del molino.

$N_H = 8760$ horas, es el número de horas del año.

N: número de bins. La sumatoria va desde el bin de arranque del molino, hasta el de corte.

V_i : es la velocidad del viento promediada y normalizada en el bin i . Se calcula con la (10).

P_i : es la potencia de salida del molino, promediada y normalizada, del bin i . Con la (11).

$[F(V_i) - F(V_{i-1})]$: representa la frecuencia de velocidad de viento del bin i . $F(V_i)$ es la función de distribución de probabilidad acumulativa de Weibull o Rayleigh:

$F(v) = 1 - \exp[-(v/c)^k]$ o $F(v) = 1 - \exp[-(\pi/4)(v/v_{media})^2]$ respectivamente.

9.7. Coeficiente de potencia.

El coeficiente de potencia (C_P) del aerogenerador, también se debe calcular y presentar en el reporte final. Se determinará de la curva de potencia medida de acuerdo a la expresión siguiente:

$$C_{P_i} = \frac{P_i}{(1/2) \rho_0 A V_i^3} \quad (18)$$

Donde:

C_{P_i} : es el coeficiente de potencia del bin i ,

A es el área barrida por el rotor del molino.

10. FORMA DEL REPORTE FINAL.

El reporte final del ensayo del molino, debe contener lo siguiente:

10.1. Identificación del molino:

- Tipo de molino, número de serie, año de fabricación, número de palas, nombre de la fábrica.
- Altura del eje y tipo de torre.
- Diámetro y rango de velocidad del rotor.
- Velocidad de arranque, velocidad y potencia nominal, velocidad de corte.
- Tipo de pala, pitch fijo o variable, número de serie, fábrica.
- Descripción del sistema de control, tipo de mecanismo y versión del software.
- Descripción del voltaje, frecuencia y tolerancias, del generador y a la salida del transformador, indicando su ubicación.

10.2. Descripción del sitio del test.

- Fotografías de todos los sectores de medición, preferiblemente tomadas desde el eje del molino.
- Un mapa del sitio, cubriendo una distancia radial de al menos 20 veces el diámetro del molino, indicando la topografía, ubicación del molino, de la torre anemométrica, obstáculos

² También se puede calcular la PAE con N_{H_i} (el número de horas de velocidad del bin i), con:

$$PAE = \sum N_{H_i} (P_{i-1} + P_i)/2 \quad (18')$$

significativos, otros molinos.

- Indicar los límites de los sectores con mediciones válidas.
- Indicar si hubo calibración de instrumentos en el sitio, y sus consecuencias.
- Un esquema que describa la ubicación del sensor de potencia.

10.3. Descripción del equipo y procedimiento de medición utilizado.

- Identificación de los sensores y sistema de adquisición de datos, y documentación de calibración.
- Descripción de la ubicación de los sensores en la torre. Al respecto, se deben seguir las indicaciones dadas en esta norma.
- Indicar lo realizado para asegurar el mantenimiento de la calibración.
- Descripción de las condiciones meteorológicas durante el test, velocidad de muestreo, tiempos de promedio, período de medición.
- Indicar eventos importantes durante el test, y acciones de relevancia realizadas y su motivo.

10.4. Presentación de los datos medidos.

- Gráfico de dispersión de la intensidad de turbulencia en función de la velocidad del viento.
- Gráfico de dispersión de la intensidad de turbulencia promedio en función de la velocidad del viento, en cada bin de velocidad.
- Gráfico de dispersión de la potencia eléctrica medida, en función de la velocidad del viento.

10.5. Curva de potencia, para densidades del aire a nivel del mar y del sitio de medición:

- En una tabla, en cada bin de 0,5 m/s, los datos de: velocidad de viento; cantidad de datos del bin; potencia entregada; valor del coeficiente de potencia; incertezas.
- Gráfico de la potencia medida y promediada, y normalizada a nivel del mar, en función de la velocidad de viento, en cada bin (curva de potencia).
- Gráfico (curva) del coeficiente de potencia en función de la velocidad del viento.
- Si la diferencia entre la densidad del aire del sitio y la de nivel del mar es mayor que $0,05 \text{ kg/m}^3$, entonces presentar el gráfico de la potencia medida y promediada, en el sitio, en función de la velocidad de viento, en cada bin (curva de potencia en el sitio de medición).

10.6. Producción Anual de Energía (PAE) y Coeficiente de potencia (Cp):

- En una tabla, en cada bin de 0,5 m/s, los datos de: velocidad de viento; PAE del sitio; PAE a nivel del mar. (Si la diferencia entre la densidad del aire del sitio y la de nivel del mar es menor que $0,05 \text{ kg/m}^3$, entonces no es necesario presentar la PAE del sitio).
- Presentar el Cp en función de la velocidad del viento, en una tabla y en un gráfico.

10.7. Incertezas y calibración en el sitio:

Si se realizó calibración en el sitio, presentar los resultados obtenidos en el informe. Debe incluir los valores de incertezas asumidos, de los valores medidos.

ANEXO A: TORRE DE MEDICIÓN RETICULADA.

El análisis del flujo alrededor de la torre de medición reticulada es un poco más complicado que en la de sección circular llena. El mostrado en este anexo se realiza de acuerdo a la referencia [2], que está basado en el análisis de un disco actuador, Figura A1, y las ecuaciones de Navier Stokes, y con resultados validados con mediciones. El grado de perturbación del flujo debido a la presencia de la torre, es función de la solidez (o porosidad) de la torre, del arrastre sobre los componentes del reticulado, de la orientación respecto al viento, y de la distancia del punto considerado a la torre.

La perturbación del flujo es función del valor del coeficiente de empuje C_T , definido en la (1), el que a su vez es función de la porosidad de la torre, y del arrastre sobre los componentes del reticulado. La Figura 4 del apartado 3.3 muestra el flujo de viento en una torre reticulada, para un valor de C_T de 0.486.

Para una torre con un C_T de 0.5 (es una torre de relativamente baja porosidad), ocurre un 1% de déficit en la velocidad del viento a una distancia de $3.7 \cdot L$ del centro de la torre (siempre en la dirección desde donde viene el viento predominante). Para un déficit de 0.5%, la separación requerida es de $5.7 \cdot L$.

La Figura A2 muestra el déficit en la velocidad del viento Δ (respecto de la velocidad no perturbada aguas arriba) en función de la relación L/R para varios valores de C_T , para una torre reticulada de sección triangular. En la Figura A.3 se ha graficado la pendiente α de las rectas representativas de C_T , en función de C_T ; puede observarse también aquí la fuerte dependencia lineal.

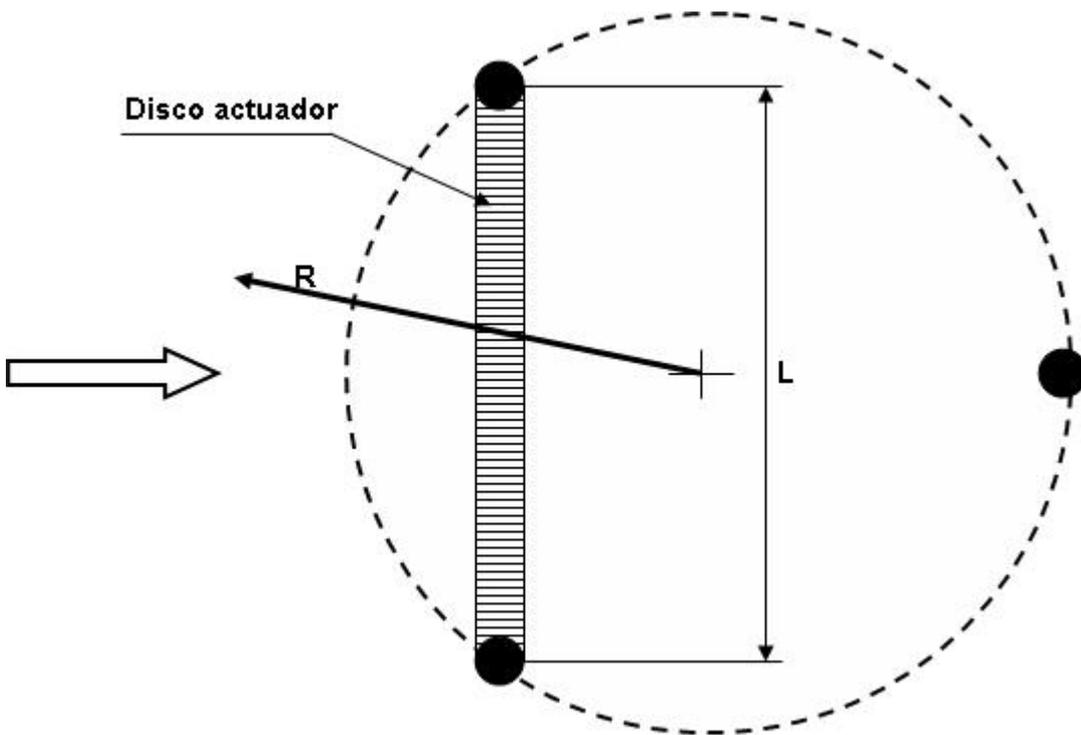


Figura A1: Esquema, en planta, de la torre reticulada (triangular) y los principales parámetros geométricos.

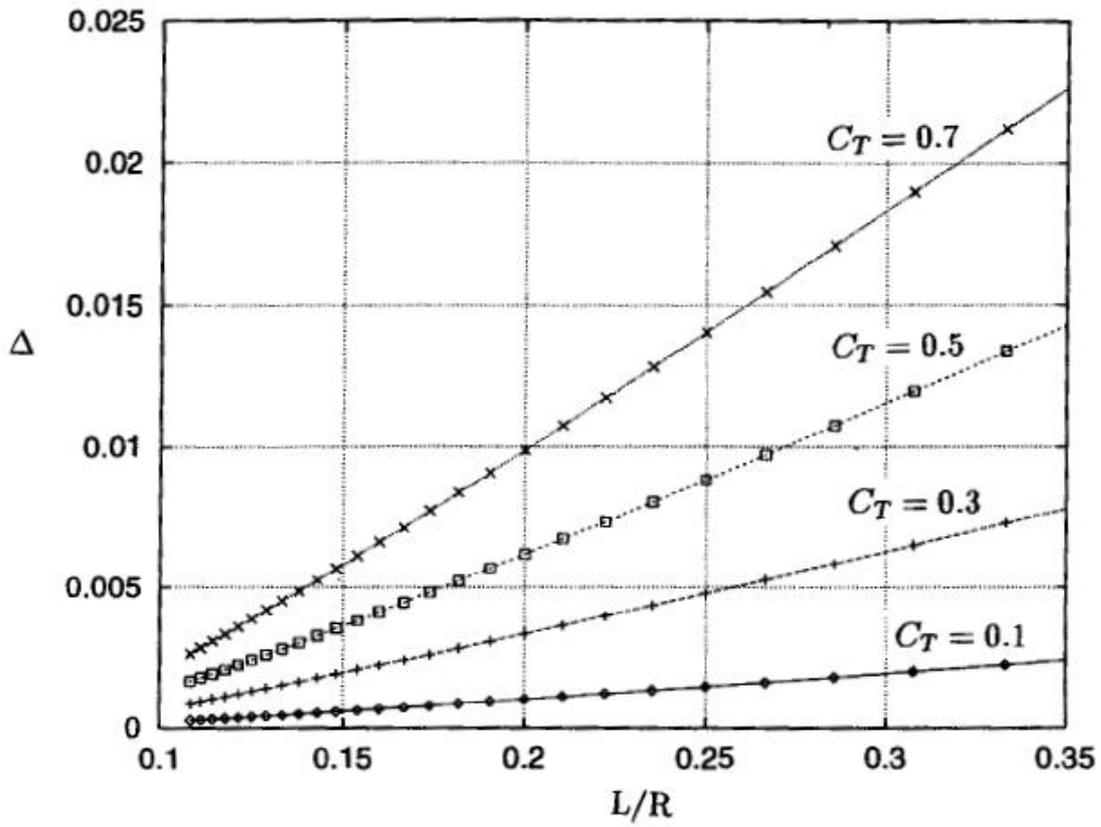


Figura A.2: déficit de velocidad de viento respecto al viento no perturbado, dirección aguas arriba, según L/R y valores de C_T , para torre reticulada triangular. [2].

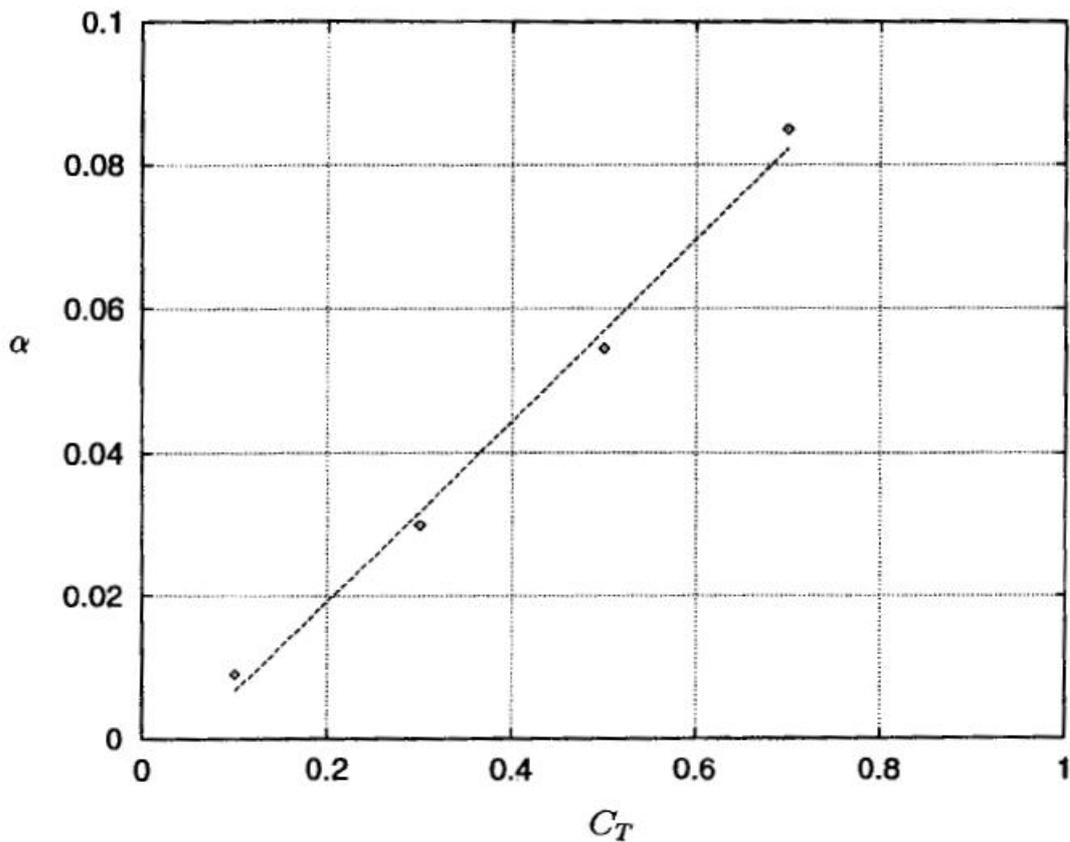


Figura A.3: pendiente de $\Delta=f(L/R, C_T)$, versus C_T . [2].

De las Figuras A.2 y A.3 se determina la siguiente expresión para Δ :

$$\Delta = (0.126C_T - 0.006) [(L/R) - 0.08] \quad (A.1)$$

Esta expresión puede utilizarse para calcular la separación requerida desde la torre, para una perturbación de flujo tolerable, y un valor C_T de la torre. C_T puede determinarse de códigos de edificación, o como sigue:

Se define t como la relación entre el área proyectada (vertical) de todos los componentes de la torre de la cara considerada, y el área total expuesta de ese lado, entonces C_T se puede determinar de la siguiente Tabla:

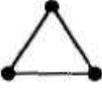
Type of tower	Plan Section	Expression for C_T	Valid Range
Square cross section, members with sharp edges		$4.4(1-t)t$	$0.1 < t < 0.5$
Triangular cross section, round members		$2.1(1-t)t$	$0.1 < t < 0.3$
Square cross section, round members		$2.6(1-t)t$	$0.1 < t < 0.3$

Tabla A.1: C_T según la relación de áreas t y sección transversal de la torre. [2].

ANEXO B: COMPARACIÓN DE ANEMÓMETROS IN SITU.

La comparación de los anemómetros podrá realizarse in situ, mediante el uso de un anemómetro de referencia. Esta comparación tendrá lugar dentro del período de la campaña de medición. En este caso, el anemómetro de referencia deberá ser calibrado en túnel de viento, en un período de tiempo de hasta doce meses antes y doce meses después, de la comparación in situ.

Tanto el anemómetro utilizado para la medición (anemómetro bajo test), como el anemómetro de referencia, se montarán en la misma torre anemométrica, a igual o distintas alturas.

Si ambos anemómetros se instalan a distintas alturas, estarán a una distancia de entre 1,5 y 2 m uno de otro, con los brazos en la misma dirección (iguales ángulos de azimut).

Si los anemómetros se instalan a la misma altura en la cima de la torre, se hará según lo indica la Figura B1.

Los datos medidos se promediarán cada 10 minutos, no se tomarán en cuenta los datos influenciados por la sombra de la torre, ni los que provengan de la dirección de la recta que une los anemómetros. El rango de velocidad de viento será entre 6 m/s y 12 m/s, con un bin de 1 m/s. Serán necesarios por lo menos tres datos por bin, y el período de medición abarcará un máximo de ocho semanas. Ambos instrumentos tendrán la misma frecuencia de muestreo.

Se realizará una regresión lineal donde los datos del anemómetro de referencia (V_{ref}) constituirán la variable dependiente, y los del anemómetro bajo test (V_1) la variable independiente. Se calcularán la pendiente de la recta (m) y la ordenada al origen (b), de manera que luego la velocidad de viento a considerar será:

$$V_{corr} = m \cdot V_1 + b \quad (B.1)$$

Es recomendable que el error absoluto, en cada valor de V_{corr} obtenido, sea menor que 0,1 m/s.

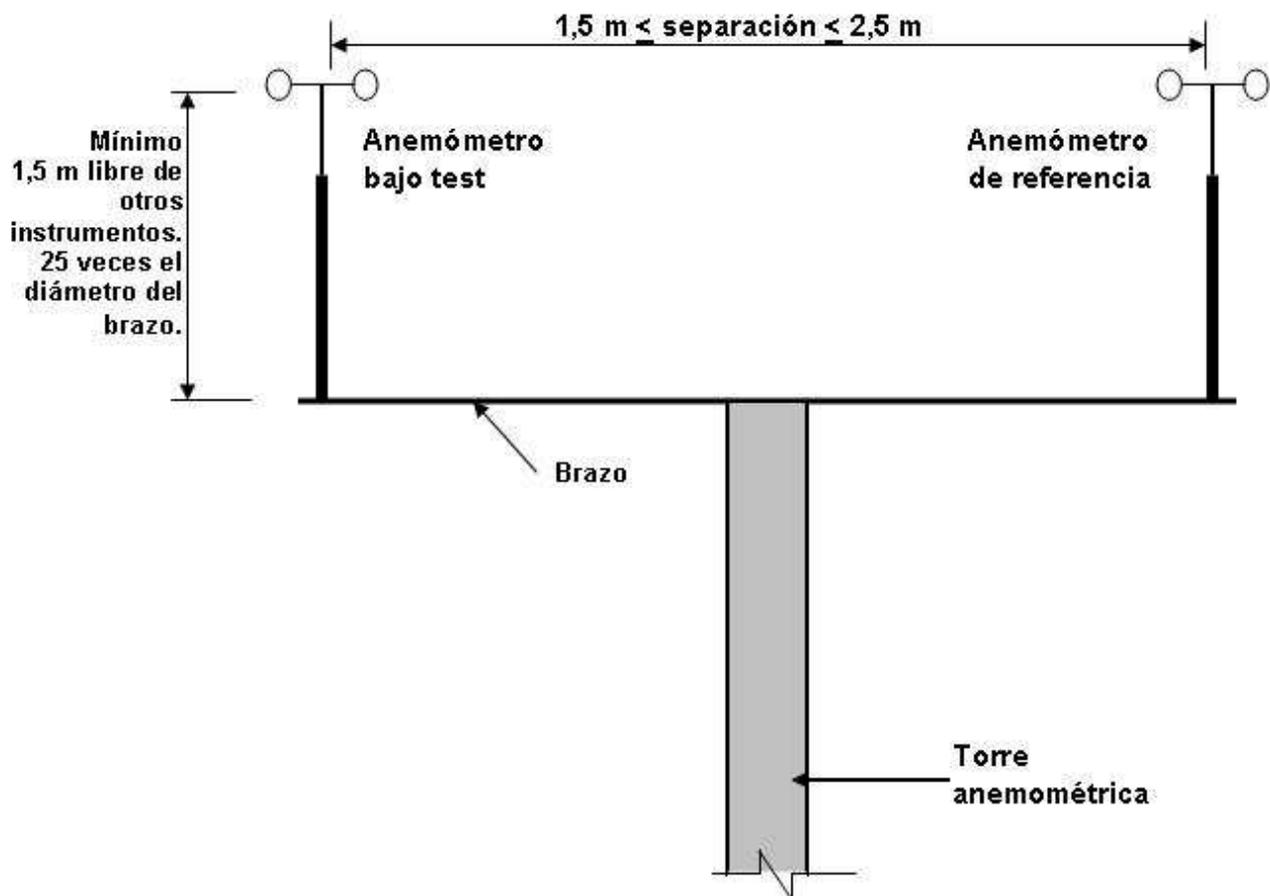


Figura B1: Anemómetro bajo test y anemómetro de referencia en cima de torre anemométrica.

ANEXO C: OTROS TIPOS DE ANEMÓMETROS.

Hasta ahora en este documento, cuando se habló de anemómetros, siempre fue referido al anemómetro de copas, ya que se lo considera muy adecuado para las mediciones de largo plazo de velocidad del viento, para valoración de un sitio o para evaluar la performance de potencia de un molino. Sin embargo hay otros tipos instrumentos que pueden ser preferibles, para ciertas mediciones de viento.

En este Anexo, otros tipos de anemómetros serán tratados, que pueden utilizarse para mediciones de velocidad de viento y de la estructura con cierto detalle de la turbulencia. Los que se van a tratar aquí se pueden clasificar como mecánicos, acústicos y térmicos, según su principio de funcionamiento. Se verán primero los que tienen mecanismo de hélice, incluyendo los de hélice helicoidal, hélice - pala, hélice – bipala, y mecanismos con hélices tri – axiales. Dentro de los acústicos, se verán los anemómetros tipo sónico y el SODAR. Sólo este último no va montado en una torre, sino que está sobre el suelo y es de fácil desplazamiento.

Para cada uno de estos instrumentos, se dará una descripción del principio de operación, y un listado de ventajas y desventajas.

C.1 Anemómetros de hélice.

C.1.1 Generalidades y principio de operación.

Inventado alrededor del año 1880, el anemómetro de hélice helicoidal surge nuevamente al uso en la década de 1940 para mediciones medioambientales y para mediciones en el mar. En la década del '60, para mediciones de turbulencia, fueron desarrollados los anemómetros hélice – pala y hélice – bipala basados en el concepto helicoidal.

El diseño de la hélice helicoidal es tal que la velocidad de rotación es proporcional en forma lineal a la velocidad del viento. La hélice tiene una respuesta cosenoidal al ángulo de incidencia

del vector viento. Esto implica que la hélice responde primeramente a aquella parte del vector velocidad del viento que es paralelo al eje del rotor.

Para mediciones de velocidad de viento horizontal, y a diferencia del anemómetro de copas, en el hélice - pala es necesaria una cola para mantener la hélice del lado del viento. Para medir velocidad total del viento, un segundo grado de libertad puede ser adicionado (hélice – bipala). Estos instrumentos pueden ser usados para medir velocidad de viento, o el vector viento.

El vector viento se puede medir también por un arreglo fijo y ortogonal de tres anemómetros helicoidales. Para conseguir resultados con mayor exactitud, se debe hacer una corrección empírica para tener en cuenta la desviación a la sensibilidad del coseno verdadero de cada eje y para los efectos de interacción del flujo con los soportes del instrumento.

C.1.2 Ventajas.

Cuando se utiliza con una veleta de orientación, provee información de velocidad y dirección del viento en una sola unidad. En teoría, no debiera requerir calibración en túnel de viento. Pero en realidad se deben hacer calibraciones en forma regular para establecer la performance a bajas velocidades de viento y para detectar incrementos de fuerza de arrastre. Aunque no es usualmente importante en aplicaciones de energía eólica, el arranque a velocidades muy bajas causado por el alto torque aerodinámico, representa una ventaja sobre el anemómetro de copas.

Los errores de sobre velocidad, generalmente no se consideran un problema de importancia en anemómetros de hélice, aunque hay evidencias que existen. La experiencia ha mostrado que el anemómetro de hélice es un sensor razonable para mediciones de turbulencia, por lo menos para establecer características mínimas como intensidad de turbulencia y la desviación estándar de velocidad de viento horizontal.

C.1.3 Desventajas.

Una desventaja particular del hélice – pala está relacionado con su poca habilidad para seguir los cambios de dirección en un viento turbulento. Este efecto inercial puede resultar en que se pase de la dirección verdadera y como consecuencia mida una velocidad menor. Esto es así especialmente en bajas velocidades de viento y condiciones de flujo inestable cuando la dirección azimutal del viento cambia rápidamente debido a remolinos. Errores por “fuera de eje” horizontal tienden a ser mucho menos severos a altas velocidades de viento debido al efecto de la cola. Flujos “fuera de eje” en la dirección vertical pueden ser también responsables de errores en la medición de la velocidad. Esto es así particularmente para anemómetros hélice – pala instalados en terreno inclinado o con características topográficas abruptas.

La medición del vector de viento puede ser perfecto si se lo realiza con anemómetros hélice – bipala o hélice – tripala en un arreglo ortogonal. Mediciones en vientos fuertes con hélice – bipala han mostrado que los movimientos de precesión o giroscópicos asociados con una fuerte aceleración del rotor provoca que el eje de la hélice se balancee en la dirección de rotación y hacia fuera de la orientación real del vector viento. Estos movimientos pueden ser amplificados causando una combinación de errores de velocidad vertical y horizontal. Tales respuestas regularmente conducen a lecturas de velocidad de viento altas y bajas (según las condiciones) y valores de desviación estándar sobreestimados. El principal problema con el arreglo ortogonal de los tres ejes está asociado con la aplicación de los “fuera de eje” y las correcciones por perturbación causada por el brazo sostén, que tienen importantes incertezas inherentes. Una contribución a esta incerteza es el hecho que la respuesta dinámica de la hélice helicoidal a cambios de la velocidad del viento decrece cuando el ángulo entre el flujo y el eje aumenta. Por ejemplo cuando el ángulo con respecto al eje del rotor alcanza 85° , la constante de distancia se triplica.

Un efecto adicional notado es cuando las condiciones son de alta turbulencia y la pala entra en pérdida aerodinámica. Esto puede suceder cuando hay un rápido aumento en la velocidad el viento y el rotor no puede seguir ese cambio.

El uso de anemómetros de hélice para mediciones de performance de potencia (especialmente de granjas eólicas) está fuertemente no recomendado. Experiencias usando estos equipos han mostrado errores en la velocidad del viento horizontal que exceden el 25% bajo ciertas condiciones atmosféricas.

C.2 Anemómetros acústicos (sónicos).

C.2.1 Generalidades y principio de operación.

Estos instrumentos fueron desarrollados primeramente como una herramienta para la investigación de la turbulencia de la capa límite atmosférica. Al no haber mecanismos en movimiento en su operación, se evitan muchos de los problemas asociados con anemómetros de copas o de hélice, y en lo que se refiere a características de respuesta dinámica, las que son importantes en la investigación de la turbulencia. Su complejidad y ventajas hacen que tenga un precio relativamente alto. Un anemómetro acústico sónico de tres ejes puede proveer mediciones de muy alta resolución del vector de viento tridimensional. Pero, distorsiones de flujo causadas por la estructura del instrumento pueden provocar errores de significancia en la dirección y magnitud del vector de viento medido.

El anemómetro acústico sónico opera con el principio de mediciones precisas en el tiempo de pulsos acústicos de frecuencia muy altas (unos 100 kHz) que atraviesa un camino de longitud conocida en la dirección del viento y opuesta a él. La relación entre la diferencia del transitorio de tiempo Δt y la velocidad del aire V_d es:

$$\Delta t = (2d/a^2)V_d \quad (C.1)$$

Donde a es la velocidad del sonido y d es la longitud del camino recorrido. Conociendo la temperatura del aire T y con la relación $a^2 = kRT$, en la que k es el calor específico del aire y R la constante de los gases, se puede expresar la velocidad del viento en términos de Δt . Los modernos anemómetros acústicos pueden medir Δt con suficiente resolución para conseguir sensibilidad de la medida de velocidad del viento de 0.5 m/s.

C.2.2 Ventajas.

Este instrumento, como el de hélice helicoidal, es de gran importancia. En su forma más pura, no presenta no linealidad y otros errores asociados a causas mecánicas. Sus atributos más importantes son resolución y precisión (y no necesariamente la exactitud) con las que puede medir el vector viento. Es capaz de proveer excelentes mediciones de los ángulos del flujo incidente. Es muy adecuado para medir estructura de la turbulencia.

C.2.3 Desventajas.

Los anemómetros acústicos sónicos no son los más adecuados para mediciones de velocidad media del viento requerida para valoración de sitios o evaluación de performance de potencia.

La desventaja más obvia es su costo, que tiene sus razones técnicas. Primero, la exactitud no siempre es muy buena, aunque la respuesta dinámica sea excelente. Las precipitaciones pueden llegar a impedir la operación. Además, la geometría en los de uso más corriente, inducen un grado de distorsión del flujo y en consecuencia errores en la medición de velocidad de viento.

C.3. Anemómetros acústicos (SODAR).

C.3.1 Generalidades y principio de operación.

Aunque al igual que el anterior, trabaja con los principios acústicos, el anemómetro SODAR (SOund Detection And Rangin) difiere mucho de los sónicos en la escala espacial de sus mediciones. Los sónicos estudian la estructura del viento empleando principios acústicos entre la transmisión acústica emitida y recibida, mientras que el SODAR tiene en cuenta una estructura de escala más grande, usando una combinación de transmisión/recepción y una remota dispersión de regreso de la señal.

La técnica SODAR está basada en la dispersión de un haz de pulsos de sonido cortos, direccionales y angostos. Los pulsos son emitidos desde una antena acústica ubicada en tierra. La dispersión del sonido ocurre donde hay fluctuaciones de pequeña escala del índice de

refracción acústico. Esto es causado por inhomogeneidades en el campo de temperatura, que se mueve con el viento atmosférico. La frecuencia central de la señal dispersada y que regresa difiere de la emitida debido al efecto Doppler. La antena puede detectar el cambio de frecuencia que depende directamente de la velocidad del viento a lo largo del camino de propagación del sonido. Utilizando más de una antena, cada una orientada hacia direcciones diferentes, el vector tridimensional de viento puede ser derivado. La frecuencia de la señal de sonido recibida puede ser asignada a la altura según el tiempo de propagación. Entonces es posible obtener el perfil de viento vertical medido simultáneamente a distintas alturas.

Para cubrir un rango de altitud de 20 a 150 m, como es de interés en las aplicaciones de producción de energía por molinos, se pueden utilizar los llamados mini – SODAR. Estos tienen una frecuencia de operación de 4 a 6 kHz (esto es en el rango audible) y puede proveer información continua del perfil con resolución moderada en el espacio (entre cinco y diez metros) y en el tiempo (cada segundo).

La incerteza típica en la medición de viento utilizando SODAR es del 2 al 4%. Esta puede reducirse si se hace una comparación con un mástil meteorológico paralelo, de baja altitud.

C.3.2 Ventajas.

La mayor ventaja del SODAR es su capacidad de definir perfiles de viento y de medir velocidades de viento a alturas grandes, lo que sería prohibitivo por lo caro de realizar con instrumentos montados en torres meteorológicas, ya que el costo de estos aumenta en forma no lineal con la altura.

SODAR es un equipo de fácil transporte de manera que es barato su uso en campañas de medición de corto plazo. Las instalaciones de torres meteorológicas pueden requerir de permisos especiales de las autoridades; SODAR no requiere de tales permisos. SODAR no perturba el flujo de viento, a diferencia de las torres meteorológicas, que sí lo hacen.

C.3.3 Desventajas.

SODAR no es aún un sistema de uso muy difundido en aplicaciones de producción de energía eólica. La lista de proveedores es limitada. Al ser portables, son vulnerables a robo; al estar sobre el suelo puede ser fácilmente dañado. Entonces, no es conveniente que sea utilizado sin vigilancia en mediciones de largo plazo.

Aunque es portable, SODAR requiere de una plataforma estable. Puede ser muy útil en el contexto de molinos del MW off-shore, pero no pueden ser montados simplemente sobre botes flotantes.

El operar en las frecuencias audibles puede ser en ciertos casos una desventaja.

AGRADECIMIENTOS:

Los autores agradecemos a las siguientes personas, cuyas sugerencias y consultas realizadas desde sus experiencias previas en la materia, sirvieron para mejorar y enriquecer este trabajo:

Juan Pablo Zagorodny (ENARSA)
Diego Juan Padilla, Alejandro Túbal García y Mariano Romero (ABO-WIND)
Fernando Petrucci (WOBBEN)
Francisco Elizondo y Pablo Álvarez (Ministerio de Planificación Federal)
Rafael Oliva (UNPA)
Carlos Stadler y Rubén Cuattroechio (Cooperativa Necochea)
Mauro Soares, Nicolas Brown y Humberto Fernández (Tecipetrol)
Sebastian Kind, Carlos St. James y Lucas Trotz (CADER)
Juan Manuel Giacame (VESTAS).
Gabriel Campo, Cristian Waimann y Emilio De Pedro (IMPESA)
Erico Spinadel (Asociación Argentina de Energía Eólica)
José Oliveira, Pedro Ceragioli (SCPL)
Christian Sainz (NOWA)
Virgilio Gregorini (CNEA)
Patricio Marranghello (DPE-MOSP, Gobierno Provincia de Buenos Aires)
Alberto Calsiano (UIA)
Fernando Jonás (Seawind).
Roberto Molina (CAMMESA)
Graciela Pedro (Gobierno de la Provincia de Neuquén).
Alejandra Nicoli y Javier Gort (EMGASUD).
Ornella Nitardi y Diego Cortina (AHK Cámara Alemana)
Giselle Battaiotto (WPD)
Horacio Ghigliazza, Freddy Molina (EDAL RE)
Roberto Jorgensen (GEASSA)
Julián Tucillo.

Agradecemos también al Ministerio de Planificación Federal y a la Unión Industrial Argentina por haber cedido gentilmente sus salones para la realización de las reuniones.

ACERCA DE LOS AUTORES:

Héctor Fernando Mattio, CREE (Centro Regional de Energía Eólica, Chubut). Ministerio de Planificación Federal. mattio@eeolica.com.ar

Fernando Tilca. Universidad Nacional de Salta. INENCO (Instituto de Energías No Convencionales). fernandotilca@yahoo.com.ar.

INSTITUCIONES AUSPICIANTES



UNIVERSIDAD NACIONAL DE SALTA

