



UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

**FORMULACIÓN DE UN PROGRAMA BÁSICO DE
NORMALIZACIÓN PARA APLICACIONES DE
ENERGÍAS ALTERNATIVAS Y DIFUSIÓN**

Documento ANC-0603-10-01

**ANTEPROYECTO DE NORMA
AEROGENERADORES ENSAYO DE CURVA DE
POTENCIA**

Versión 01

Unión Temporal ICONTEC - AENE



Bogotá, Marzo de 2003

INTRODUCCIÓN

El propósito de esta norma es proporcionar una metodología uniforme que asegure la coherencia y precisión en la medida y análisis de la curva de potencia de un aerogenerador. La norma ha sido preparada con la esperanza que pueda ser aplicada por:

- fabricantes de aerogeneradores que se esfuerzan en satisfacer los requisitos de las curvas de potencia bien definidos, y/o un posible sistema de declaración;
- los compradores de aerogeneradores al especificar tales requisitos de las curvas de potencia; y bases de comparaciones sobre condiciones similares.
- el operador de aerogeneradores que puede ser requerido para verificar que las especificaciones de las curvas de potencia establecidas o exigidas están satisfechas para unidades nuevas o modificadas;
- el planificador o regulador de aerogeneradores, quién debe ser capaz de definir con precisión y en su justa medida las características de las curvas de potencia del aerogenerador, para responder a las regulaciones o permisos requeridos a las instalaciones nuevas o modificadas.

Esta norma sirve de guía para la medida, análisis, e informe de los ensayos de curva de potencia para aerogeneradores. La norma beneficiará a aquellas partes involucradas en estudios de prefactibilidad, factibilidad, selección y compra, fabricación, instalación, planificación, aprobaciones, operación, utilización y regulación del sector eléctrico en la industria de equipos eólicos. Las técnicas para medir con precisión, y para los análisis recomendados en este documento, deberán ser aplicados por todas las partes para garantizar que el desarrollo continuo y la operación del aerogenerador se realiza en una atmósfera de comunicación coherente y precisa en lo relativo a aspectos ambientales. Esta norma presenta procedimientos de medida e informes pensados para proporcionar resultados precisos que puedan ser repetidos por otros.

Sin embargo, los lectores deben ser advertidos de que el procedimiento de calibración del emplazamiento es muy reciente. Hasta ahora no hay evidencias substanciales de que pueda proporcionar resultados precisos en todos los emplazamientos, especialmente si estos son de orografía compleja. Parte del procedimiento está basado en la aplicación de cálculos de incertidumbre sobre las medidas. En situaciones de terreno complejo no es adecuado afirmar que los resultados son precisos dado que las incertidumbres pueden llegar a ser del 10 % al 15 % de la desviación estándar. Se espera que una nueva norma de medida que contemple esta situación, sea desarrollada en el futuro.

**AEROGENERADORES.
PARTE 12. ENSAYO DE CURVA DE POTENCIA**

1. GENERALIDADES

1.1 OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN

Esta norma especifica el procedimiento para la medida de las características de la curva de potencia de un aerogenerador individual, y puede ser aplicada al ensayo de aerogeneradores de cualquier tipo y tamaño conectado a una red eléctrica. Es aplicable para determinar tanto las características de las curvas de potencia absolutas de un aerogenerador, como las diferencias entre las características de las curvas de potencia de varios tipos de configuraciones de aerogeneradores.

Las características de la curva de potencia del aerogenerador se determinan por la curva de potencia medida, y la producción anual energética estimada (PAE)*. La curva de potencia medida se determina adquiriendo, en el lugar de ensayo, medidas simultáneas de la velocidad del viento y de la salida de potencia, durante un periodo lo suficientemente largo como para establecer una base de datos estadísticamente significativa que cubra un rango de velocidades y diferentes condiciones del viento. La *AEP* es calculada aplicando la curva de potencia medida frente a la distribución de frecuencias de la velocidad del viento, asumiendo un 100% de disponibilidad del aerogenerador. (véase el numeral 1.3.3)

La norma describe una metodología de medida que requiere que las figuras de las curvas de potencia medida y de la producción de energía estén complementadas con una evaluación de las fuentes de incertidumbre y sus efectos combinados.

1.2 REFERENCIAS NORMATIVAS

Las siguientes normas contienen disposiciones que, mediante la referencia dentro de este texto, constituyen la integridad del mismo. En el momento de la publicación eran válidas las ediciones indicadas. Todas las normas están sujetas a actualización; las partes, mediante acuerdos basados en esta norma, deben investigar la posibilidad de aplicar la última versión de las normas mencionadas a continuación.

NTC 2205:2002, Transformadores de corriente (IEC 60044-1:1996)

NTC 2207:1998, Transformadores de tensión. (IEC 60186:1987)

ANTEPROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA

IEC 60688:1992, Electrical Measuring Transducers for Converting A.C. Electrical Quantities to Analogue or Digital Signals

ISO 2533:1975, Standard Atmosphere .

Guía para la expresión de incertidumbres en las medidas, publicaciones de información ISO, 1995, 110 p. ISBN 92-67-10188-9.

1.3 DEFINICIONES

Para los propósitos de esta norma, se aplican las definiciones siguientes:

1.3.1

precisión

grado de concordancia entre el resultado de una medida y el verdadero valor de la medida.

1.3.2

producción anual energética

estimación de la producción energética total de un aerogenerador durante un periodo de un año, aplicando la curva de potencia medida a las diferentes distribuciones de frecuencia de la velocidad del viento medido a la altura del cubo, y asumiendo un 100 % de disponibilidad.

1.3.3

disponibilidad

la relación entre el número total de horas durante un cierto periodo, excluyendo el número de horas que el aerogenerador podría no operar debido a labores de mantenimiento o situaciones de falla, y el número total de horas del periodo, expresado en porcentaje.

1.3.4

terreno complejo

terreno alrededor del área de ensayo que presenta diferencias significativas en la topografía y la existencia de obstáculos que pueden causar distorsión en el flujo de aire.

1.3.5

grupo de datos

conjunto de datos adquiridos a una determinada frecuencia durante un periodo continuo.

1.3.6

constante de distancia

Indicación del tiempo de respuesta de un anemómetro, definida como la cantidad de aire que debe pasar por el instrumento para indicar el 63 % del valor final para una entrada escalonada de la velocidad del viento.

1.3.7

curva de potencia extrapolada

extensión de la curva de potencia medida a través de la estimación de la potencia de salida desde la máxima velocidad del viento medida hasta la velocidad de desconexión del viento del aerogenerador.

1.3.8**distorsión de flujo de aire**

cambio en el flujo de aire causado por obstáculos, variaciones topográficas, u otros aerogeneradores, que provoca una desviación de la medida de la velocidad del viento con una incertidumbre significativa, de la que daría en condiciones de flujo de aire libre de perturbaciones.

1.3.9**velocidad del viento libre**

velocidad del viento sin perturbar, normalmente a la altura del cubo.

1.3.10**altura del cubo (del aerogenerador)**

altura del centro del área barrida por el rotor del aerogenerador sobre la superficie del terreno.

NOTA En aerogeneradores de eje vertical la altura del cubo es la altura del plano ecuatorial.

1.3.11**curva de potencia medida**

tabla y gráfico que representa las medidas, corregidas y normalizadas, de la potencia de salida neta del aerogenerador, como una función de la velocidad del viento medida, obtenida con un procedimiento de medida definido.

1.3.12**periodo de medidas**

periodo durante el que se adquiere una base de datos estadísticamente significativa para el ensayo de curva de potencia.

1.3.13**sector de medida**

sector de direcciones del viento del cual se seleccionan los datos para la curva de potencia medida. (Véase la Figura A.3)

1.3.14**método de los intervalos**

procedimiento de reducción de datos basado en agrupar los datos medidos para ciertos parámetros en intervalos de velocidad del viento .

NOTA Para cada intervalo, el número de grupos datos o muestras y su suma son registrados, y el valor medio del parámetro es calculado dentro de cada intervalo.

1.3.15**salida de potencia eléctrica neta**

medida de la salida de potencia del aerogenerador que es entregada en los bornes.

1.3.16**obstáculos**

obstáculos estáticos, tal como edificios y árboles adyacentes al aerogenerador que causan distorsiones en el flujo de aire

1.3.17**ángulo de calaje**

Angulo entre la línea de cuerda para una posición radial definida de la pala (normalmente al 100 % del radio de la pala) y el plano de rotación del rotor

1.3.18**coeficiente de potencia**

relación entre la salida de potencia eléctrica neta del aerogenerador y la potencia disponible en un flujo de aire libre sobre el área barrida del rotor (Véase el numeral 5.4).

1.3.19**curva de potencia**

medida de la capacidad del aerogenerador para producir potencia eléctrica y energía.

1.3.20**potencia nominal**

cantidad de potencia asignada, normalmente por el fabricante, para una condición específica de operación de un componente, dispositivo o equipo.

NOTA (Aerogeneradores) Máxima salida de potencia continua, para la que un aerogenerador está diseñado, a alcanzar bajo condiciones normales de funcionamiento.

1.3.21**incertidumbre estándar**

incertidumbre del resultado de una medida expresado como desviación estándar.

1.3.22**área barrida**

área de la proyección, sobre un plano perpendicular al vector de velocidad del viento, definido a lo largo del círculo descrito por la punta de las palas que forma el rotor durante su rotación.

1.3.23**área de ensayo**

lugar o sitio del aerogenerador a ensayar y sus alrededores.

1.3.24**incertidumbre en las medidas**

parámetro asociado al resultado de una medida que caracteriza la dispersión de los valores que podrían ser atribuidos razonablemente a la medida.

1.4 SÍMBOLOS Y UNIDADES

A	área barrida del rotor del aerogenerador	[m ²]
AEP	producción energética anual	[kWh]
B_{10min}	presión barométrica del aire medida promediada cada 10 min	[Pa]
c	factor de sensibilidad sobre un parámetro (la diferencia parcial)	
$c_{p,i}$	coeficiente de potencia en el intervalo i	
D	diámetro del rotor	[m]
D_e	diámetro del rotor equivalente	[m]
D_n	diámetro del rotor del aerogenerador adyacente en operación	[m]
f_i	la ocurrencia relativa de una velocidad dentro de un intervalo de velocidades del viento	

ANTEPROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA

$F(V)$	función de distribución de probabilidad acumulada de Rayleigh para la velocidad del viento	
l_h	altura del obstáculo	[m]
l_w	ancho del obstáculo	[m]
L	distancia entre el aerogenerador y la torre meteorológica	[m]
L_e	distancia entre el aerogenerador ó la torre meteorológica y un obstáculo	[m]
L_n	distancia entre el aerogenerador ó la torre meteorológica y un aerogenerador adyacente en operación	[m]
M	número de componentes de incertidumbre en cada intervalo	
M_A	número de componentes de incertidumbre de la categoría A	
M_B	número de componentes de incertidumbre de la categoría B	
N	número de intervalos	
N_h	número de horas en un año = 8 760	[h]
N_i	número de grupos de datos de 10 min en un intervalo i	
N_k	número de grupos de datos preprocesados dentro de un período de 10 min	
N_s	número de muestreos o grupos de datos reprocesados	
P_i	potencia de salida media normalizada en un intervalo i	[kW]
P_n	potencia de salida normalizada	[kW]
$P_{n,i,j}$	potencia de salida normalizada del grupo de datos j en un intervalo i	
P_{10min}	potencia medida promediada cada 10 min	[kW]
R	constante de los gases	[J/(kgxK)]
S	componente de incertidumbre de la categoría A	
T_{10min}	temperatura absoluta del aire medida promediada cada 10 min	[K]
u	componente de incertidumbre de la categoría B	
U_{AEP}	incertidumbre estándar combinada en la estimación de producción energética anual	[kWh]
$U_{c,i}$	incertidumbre estándar combinada de la potencia en un intervalo i	[kW]
V	velocidad del viento	[m/s]
V_{ave}	media anual de la velocidad del viento a la altura del cubo	[m/s]

ANTEPROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA

V_i	velocidad del viento media y normalizada en un intervalo i	[m/s]
V_n	velocidad del viento normalizada	[m/s]
$V_{n,i,j}$	velocidad del viento normalizada del grupo de datos j en un intervalo i	[m/s]
V_{10min}	velocidad del viento medida promediada cada 10 min	[m/s]
X_k	parámetro promediado sobre el periodo de tiempo preprocesado	
X_{10min}	parámetro promediado cada 10 min	
ρ	coeficiente de correlación	
ρ_0	densidad del aire de referencia	[kg/m ³]
ρ_{10min}	densidad derivada del aire promediada cada 10 min	[kg/m ³]
σ_k	desviación estándar del parámetro preprocesado	
$\sigma_{p,i}$	desviación estándar de los datos de potencia normalizados en un intervalo i	
σ_{10min}	desviación estándar del parámetro promediado cada 10 min	[kW]

1.5 ABREVIATURAS

AG aerogenerador (en inglés, WTGS: wind turbine generator system).

2. CONDICIONES DE ENSAYO

Las condiciones de ensayo específicas relacionadas con la medida de curva de potencia deben estar bien definidas y documentadas en el informe del ensayo, tal como se detalla en el capítulo 6.

2.1 AEROGENERADOR

Como se detalla en el capítulo 6, el aerogenerador se describirá y se documentará para identificar unívocamente la configuración específica de la máquina que se ensaya.

2.2 ÁREA DE ENSAYO

En el lugar de ensayo se debe instalar una torre meteorológica en las proximidades del aerogenerador para determinar la velocidad del viento que actúa sobre él. El área de ensayo puede tener una influencia relevante sobre la curva de potencia medida del aerogenerador. En concreto, efectos de perturbación del flujo de aire pueden causar que las velocidades del viento en la torre meteorológica y en el aerogenerador sean diferentes, aunque estén correlacionadas.

Se deberán evaluar las fuentes de distorsión del viento en el área de ensayo para:

- elegir la ubicación de la torre meteorológica;
- definir los sectores de medida idóneos;
- estimar los factores de corrección apropiados para las perturbaciones del flujo de aire;
- evaluar la incertidumbre debida a la perturbación del viento.

En particular, deberán considerarse los siguientes factores:

- variaciones topográficas;
- otros aerogeneradores;
- obstáculos (edificios, árboles, etc.).

El área de ensayo será documentada como se detalla en el capítulo 6.

2.2.1 Distancia de la torre meteorológica

Se deberá tener cuidado al ubicar la torre meteorológica. No se colocará demasiado cerca del aerogenerador ya que la velocidad del viento disminuye delante de la máquina, ni demasiado lejos ya que la correlación entre la velocidad del viento y la salida de potencia eléctrica es menor. La torre meteorológica se colocará a una distancia del aerogenerador de entre 2 y 4 veces el diámetro del rotor D del aerogenerador. Se recomienda una distancia de 2,5 veces el diámetro del rotor D . La torre se ubicará dentro del sector de medida seleccionado. En caso de un aerogenerador de eje vertical, D se debe tomar como 1,5 veces el diámetro de rotor horizontal máximo.

La Figura 1 muestra los requisitos de separación entre la torre meteorológica y el aerogenerador. Puede verse igualmente la distancia recomendada de separación de 2,5 veces el diámetro del rotor entre el aerogenerador y la torre.

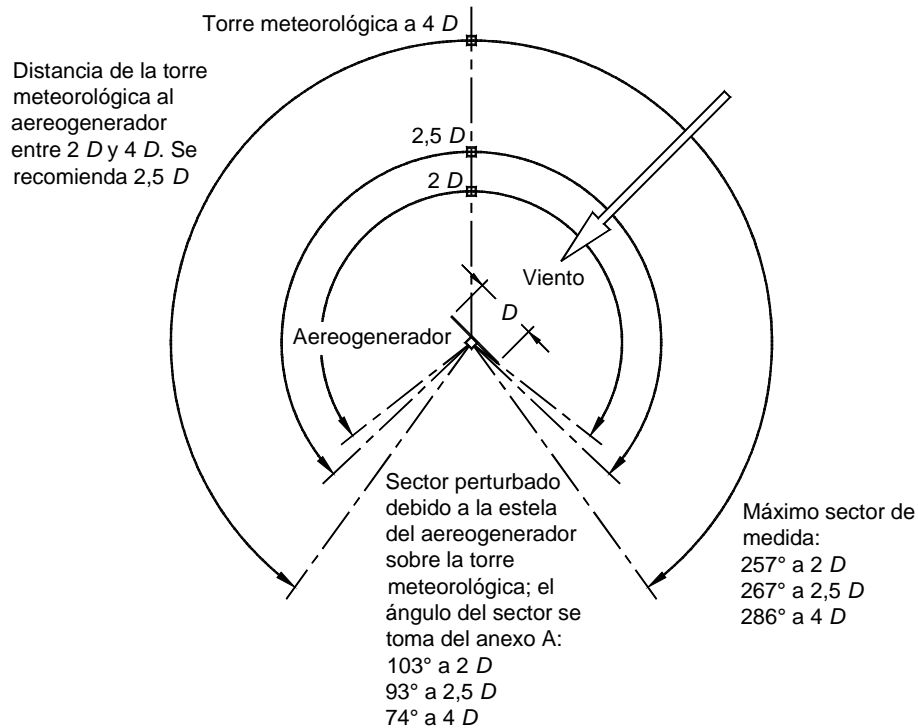


Figura 1. Requisitos de distancia de la torre meteorológica y máximos sectores de medida permitidos

2.2.2 Sector de medida

El sector de medida debe excluir aquellas direcciones que tengan obstáculos significativos, variaciones relevantes en la topografía u otros aerogeneradores, considerando esto tanto desde el aerogenerador como desde la torre meteorológica.

Los sectores de medida perturbados a excluir debidos a que la torre meteorológica se encuentra en la estela del aerogenerador a ensayar, corresponden a distancias de 2, 2,5 y 4 veces el diámetro del rotor del aerogenerador, tal como se muestra en la Figura 1. Para el resto de distancias entre el aerogenerador a ensayar y la torre meteorológica, y para todos los aerogeneradores y obstáculos adyacentes, las direcciones a excluir debidas a efectos de estelas deben determinarse utilizando el procedimiento del Anexo A.

2.2.3 Factores de corrección e incertidumbres debidas a distorsiones de flujo de aire en el área de ensayo

Sí el área de ensayo cumple con los requisitos definidos en el Anexo A, no es necesario realizar más análisis del terreno, ni se requieren factores de corrección de las distorsiones de flujo de aire. La incertidumbre estándar aplicada debido a distorsiones de flujo de aire en el área de ensayo deberá ser de un 2 % o más de la medida de la velocidad del viento, si la torre meteorológica está situada a una distancia entre 2 y 3 veces el diámetro del rotor del aerogenerador, y de un 3 % o más si la distancia es de 3 ó 4 veces dicho diámetro.

Sí el área de ensayo no cumple los requisitos definidos en el anexo A, o se requiere una incertidumbre menor debido a distorsiones de flujo de aire, se debe realizar una calibración del emplazamiento, o un análisis del emplazamiento mediante un modelo de flujo de aire tridimensional, validado el tipo pertinente de terreno.

Sí se realiza un ensayo experimental del área de ensayo, es recomendable usar el procedimiento descrito en el anexo B. Los factores de corrección de la distorsión de flujo de aire medido para cada sector deben ser usados. La incertidumbre estándar atribuida a la corrección del emplazamiento no debe ser menor que un tercio del valor de corrección máximo encontrado dentro del sector completo de medida y del sector de 60° centrado en la dirección del viento predominante.

Sí la evaluación teórica de los factores de corrección del emplazamiento se realiza usando un modelo tridimensional validado, se deberán utilizar sectores menores o iguales a 30°. La incertidumbre estándar asignada a la corrección del emplazamiento no debe ser menor que la mitad del valor máximo de corrección encontrado dentro del sector completo de medida y del sector de 60° centrado en la dirección del viento predominante.

Aunque se pueda utilizar el procedimiento de calibración del área de ensayo (Anexo B) para la determinación de las características de la curva de potencia de un aerogenerador individual dentro de un parque eólico, es importante evaluar la coherencia de los resultados en terrenos muy complejos.

3. EQUIPOS DE ENSAYO

3.1 POTENCIA ELÉCTRICA

La potencia eléctrica neta del aerogenerador se medirá utilizando un dispositivo de medida de potencia (por ejemplo un convertidor de potencia), y estará basado en medidas de corriente y tensión en cada fase.

La clase de los transformadores de corriente cumplirá con los requisitos de la NTC 2205 (IEC 60044-1), y la clase de los transformadores de tensión, si se usan, con los requisitos de la NTC 2207 (IEC 60186). Se recomienda que todos ellos sean de clase 0,5 ó mejor.

La precisión del dispositivo de medida de potencia, si éste es un convertidor, cumplirá los requisitos de la IEC 60688, y se recomienda que sea de clase 0,5 ó mejor. Si el dispositivo de medida de potencia no es un convertidor de potencia, la precisión será entonces equivalente a la clase 0,5 de los convertidores de potencia. El rango de operación del dispositivo de medida de potencia se ajustará para medir todos los picos de potencia instantáneos, positivos y negativos, producidos por el aerogenerador. Como guía, el rango completo de escala del dispositivo de medida de potencia, se ajustará desde el -50 % hasta el 200 % de la potencia nominal del aerogenerador. Todos los datos se deberán revisar periódicamente durante el ensayo para asegurar que los límites del rango del dispositivo no se han sobrepasado. El dispositivo de medida de potencia se instalará en el punto de conexión a la red eléctrica, para asegurar que sólo se mide la salida neta de la potencia activa entregada a dicha red.

3.2 VELOCIDAD DEL VIENTO

Las medidas de la velocidad del viento se deben hacer con un anemómetro de cazoletas instalado correctamente a la altura del cubo en una torre meteorológica, en un punto que represente la corriente del viento sin perturbar que incide sobre el aerogenerador.

La velocidad del viento debe medirse con un anemómetro de cazoletas con una constante de distancia inferior a 5 m, y que conserve su calibración durante todo el periodo de medida. La calibración del anemómetro se realizará respecto a un anemómetro de cazoletas de referencia, antes y después de la realización del ensayo de curva de potencia. La segunda calibración puede reemplazarse durante el periodo de ensayo por una comparación "in situ" con otro

ANTEPROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA

anemómetro de referencia calibrado, montado a una distancia de 1,5 m a 2 m de la altura del cubo entre ellos. Durante la calibración el anemómetro debe montarse en una configuración similar a la que se utilice durante el ensayo de curva de potencia. Se indicará la incertidumbre de medida del anemómetro.

El anemómetro debe montarse dentro del $\pm 2,5$ % de la altura del cubo, preferiblemente en la parte superior de un tubo vertical de sección circular, fuera de la influencia de la parte superior de la torre meteorológica. Como alternativa, el anemómetro puede montarse en una cruceta sobre la torre meteorológica apuntando en la dirección predominante del viento.

Se debe tener cuidado en reducir las distorsiones de flujo de aire que se producen en la proximidad del anemómetro. Para reducir los efectos de flujo de aire sobre el anemómetro, éste se montará de modo que su separación vertical con cualquier mastil del montaje sea de al menos 7 veces el diámetro de dicho mastil, y su separación en horizontal de la torre a la altura del anemómetro sea de al menos 7 veces el diámetro máximo de la torre; siendo la sección de la torre de tipo circular, cónica ó de celosía. No se montará ningún otro instrumento que pueda provocar que el flujo del viento sobre el anemómetro se vea perturbado.

Toda corrección que se aplique a la velocidad del viento indicada, para tener en cuenta factores como la distorsión de flujo de aire debida al terreno, será registrada claramente. La incertidumbre en la corrección también debe ser evaluada y registrada, y normalmente no será menor que la mitad de la diferencia entre el valor corregido y sin corregir.

3.3 DIRECCIÓN DEL VIENTO

Las medidas de la dirección del viento se deben hacer con una veleta de viento, que esté montada sobre la torre meteorológica a la altura del cubo, permitiendo una desviación en altura de un 10 %. Se debe poner especial atención en su colocación para evitar la distorsión de corriente del viento entre el anemómetro y la veleta. La precisión absoluta en la medida de la dirección del viento debe ser mejor que 5° .

3.4 DENSIDAD DEL AIRE

La densidad del aire se obtendrá de la medida de la temperatura y de la presión atmosférica, utilizando la ecuación (3). A altas temperaturas se recomienda medir también la humedad relativa y corregir con ella.

El sensor de temperatura atmosférica se montará al menos a 10 m de altura del suelo. Se debería montar en la torre meteorológica próxima a la altura del cubo, para tener una buena representación de la temperatura del aire en el centro del rotor del aerogenerador.

El sensor de presión atmosférica se debería montar sobre la torre meteorológica, próxima a la altura del cubo, para tener una buena representación de la presión atmosférica del centro del rotor del aerogenerador. Sí el sensor de presión atmosférica no se monta próximo a la altura del cubo, las medidas de presión atmosférica se deben corregir de acuerdo a lo dispuesto en la Norma ISO 2533 para la altura del cubo.

3.5 PRECIPITACIÓN

Para distinguir las medidas obtenidas en periodos secos y húmedos, la precipitación debe ser monitoreada durante el periodo de medida, y documentada en el informe del ensayo

3.6 ESTADO DEL AEROGENERADOR

Al menos un parámetro que indique el estado operacional del aerogenerador debe ser monitoreada. La información del estado se debe utilizar en el proceso de determinación de la disponibilidad del aerogenerador.

3.7 SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS

Se debe usar un sistema digital de adquisición de datos que tenga una velocidad de muestreo de al menos 0,5 Hz por canal, para recoger las medidas y almacenar los datos preprocesados.

Se realizará una calibración total de toda la cadena del sistema de adquisición de datos instalada para cada señal. Como guía, la incertidumbre del sistema de adquisición de datos debe ser despreciable comparada con la incertidumbre de los sensores.

4. PROCEDIMIENTO DE MEDIDA

4.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo del procedimiento de medida es recoger datos que cumplan un conjunto de criterios claramente definidos, para asegurar que los datos son de suficiente cantidad y calidad para determinar con precisión las características de la curva de potencia del aerogenerador. El procedimiento de medida se debe documentar como se detalla en el capítulo 6, para que cada paso del procedimiento y cada condición del ensayo puedan ser revisados, y si es necesario repetidos.

La precisión de las medidas debe expresarse en términos de incertidumbre de medida tal como se describe en el anexo C. Durante el periodo de medida se deben comprobar periódicamente los datos para asegurar la alta calidad y repetibilidad de los resultados del ensayo. Se deben mantener registros de ensayo para documentar todos los eventos importantes durante el ensayo de curva de potencia.

4.2 OPERACIÓN DEL AEROGENERADOR

Durante el periodo de medida el aerogenerador debe estar en operación normal, tal como se prescribe en el manual de operación del mismo, y la configuración de la máquina no se debe modificar. Todos los datos recogidos cuando el aerogenerador no esté disponible serán descartados.

4.3 TOMA DE DATOS

Los datos se deben recoger de forma continua a una frecuencia de muestreo de al menos 0,5 Hz. La temperatura, presión atmosférica y precipitaciones y el estado operacional del aerogenerador pueden ser muestreados a una frecuencia menor, pero como mínimo a una muestra por minuto.

El sistema de adquisición almacenará datos muestreados, grupos de datos preprocesados, o ambos. Los grupos de datos preprocesados deben comprender la siguiente información de los datos muestreados:

- valor medio;
- desviación estándar;
- valor máximo;
- valor mínimo.

La duración total de cada grupo de datos preprocesados debe estar entre 30 s y 10 min, y debe ser el resultado de dividir 10 min entre un número entero. Además, si los grupos de datos tienen una duración menor de 10 min, no habrá intervalo de tiempo entre grupos de datos adyacentes. Se adquirirán datos hasta que los requisitos definidos en 4.6 sean satisfechos.

4.4 SELECCIÓN DE DATOS

Los grupos de datos seleccionados deben estar basados en periodos de adquisición continuos de 10 min. Los valores de media y desviación estándar para cada periodo de 10 min, cuando se obtengan de grupos de datos preprocesados, deben estar calculados de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

$$X_{10min} = \frac{1}{N_k} \sum_1^{N_k} X_k \quad (1)$$

$$\sigma_{10min} = \sqrt{\frac{1}{N_k N_s - 1} \sum_1^{N_k} (N_s (X_{10min} - X_k)^2 + \sigma_k^2 (N_s - 1))} \quad (2)$$

en donde

- N_k es el número de grupos de datos dentro de un periodo de 10 min;
- X_k es el parámetro promediado sobre el periodo de tiempo preprocesado;
- X_{10min} es el parámetro promediado sobre 10 min;
- N_s es el número de muestras de datos de los grupos de datos preprocesados;
- σ_k es la desviación estándar del parámetro preprocesado;
- σ_{10min} es la desviación estándar del parámetro preprocesado promediado sobre 10 min.

Se deben excluir de la base de datos los grupos de datos afectados por las siguientes circunstancias:

- aerogenerador no disponible;
- fallo del equipo de ensayo;
- direcciones del viento fuera del sector de medida.

ANTEPROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA

Los grupos de datos adquiridos bajo condiciones especiales de operación (por ejemplo: alta rugosidad de las palas debido al polvo, sal, insectos, hielo) o bajo condiciones atmosféricas especiales (por ejemplo: precipitaciones, viento con alta cortante) que ocurran durante el periodo de medida deben seleccionarse como una base de datos especial, y el criterio de selección debe indicarse en el informe de medida.

4.5 CORRECCIÓN DE DATOS

Los grupos de datos seleccionados deberán ser corregidos para la distorsión de flujo de aire (véase el numeral 2.2), y para la presión atmosférica si se mide a una altura que no sea la altura del cubo (véase el numeral 3.4). Las correcciones se pueden aplicar si se puede demostrar que se puede obtener una mayor precisión (por ejemplo, correcciones de anemómetros por errores debidos a sobrevelocidad en emplazamientos con alta turbulencia).

4.6 BASE DE DATOS

Después de la normalización de datos (véase el numeral 5.1) los grupos de datos seleccionados deben clasificarse usando el procedimiento llamado "método de los intervalos" (véase el numeral 5.2). Los grupos de datos seleccionados deben cubrir un rango de la velocidad del viento que se extiende desde 1 m/s por debajo de la velocidad de arranque del aerogenerador, hasta 1,5 veces la velocidad del viento al 85 % de la potencia nominal del aerogenerador. Como alternativa el rango de la velocidad del viento se debe extender desde 1 m/s por debajo de la velocidad de arranque hasta la velocidad del viento a la cual la "AEP medida" es mayor o igual al 95 % de la "AEP extrapolada" (véase el numeral 5.3). El rango de la velocidad del viento se dividirá en intervalos contiguos de 0,5 m/s, centrados en múltiplos enteros de 0,5 m/s.

La base de datos se considerará completa cuando se cumplan los siguientes criterios:

- cada intervalo incluye un mínimo de 30 min de datos muestreados;
- la duración total del periodo de medidas incluye un mínimo de 180 h con el aerogenerador disponible dentro del rango de las velocidades del viento.

La base de datos debe presentarse en el informe de datos como se describe en el capítulo 6.

5. RESULTADOS DERIVADOS

5.1 NORMALIZACIÓN DE DATOS

Los grupos de datos seleccionados deberán ser normalizados a las dos densidades del aire de referencia. Una deberá ser el promedio de los datos de la densidad del aire medida en el emplazamiento redondeada a la cantidad más próxima a 0,05 kg/m³. El otro deberá ser la densidad al nivel del mar, referida a la atmósfera estándar ISO (1,225 kg/m³). No es necesaria la normalización de la densidad del aire para la media real cuando la densidad media real se encuentre dentro de 1,225 kg/m³ ± 0,05 kg/m³. La densidad del aire se determina midiendo la temperatura y la presión del aire, de acuerdo con la ecuación:

$$\rho_{10\min} = \frac{B_{10\min}}{R \cdot T_{10\min}} \quad (3)$$

ANTEPROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA

en donde

- ρ_{10min} es la densidad del aire derivada promediada cada 10 min;
 T_{10min} es la temperatura absoluta medida del aire promediada cada 10 min;
 B_{10min} es la presión del aire medida promediada cada 10 min;
 R es la constante de gas 287,05 J/(kg x K).

Para aerogeneradores regulados por pérdida aerodinámica con un ángulo de calaje y una velocidad de rotación constantes, la normalización debe aplicarse a los datos de salida de la potencia medida usando la ecuación:

$$P_n = P_{10min} \cdot \frac{\rho_0}{\rho_{10min}} \quad (4)$$

en donde

- P_n es la potencia de salida normalizada;
 P_{10min} es la potencia medida promediada cada 10 min;
 ρ_0 es la densidad del aire de referencia;
 ρ_{10min} es la densidad del aire medida promediada cada 10 min.

Para aerogeneradores regulados por cambio de paso, la normalización de la velocidad del viento debe aplicarse de acuerdo con la ecuación:

$$V_n = V_{10min} \left(\frac{\rho_{10min}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (5)$$

en donde

- V_n es la velocidad del viento normalizada;
 V_{10min} es la velocidad del viento medida promediada cada 10 min;
 ρ_0 es la densidad del aire de referencia;
 ρ_{10min} es la densidad del aire medida promediada cada 10 min.

5.2 DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE POTENCIA MEDIDA

La curva de potencia medida es determinada aplicando el "método de los intervalos" con los grupos de datos normalizados, usando intervalos de 0,5 m/s y calculando los valores medios de la velocidad del viento normalizada y de la salida de potencia normalizada para cada intervalo de la velocidad del viento de acuerdo con las ecuaciones siguientes:

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (6)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (7)$$

en donde

- V_i es la media de la velocidad del viento normalizada en un intervalo i ;
- $V_{n,i,j}$ es la velocidad del viento normalizada de un grupo de datos j en un intervalo i ;
- P_i es la media de la salida de potencia normalizada en un intervalo i ;
- $P_{n,i,j}$ es la salida de potencia normalizada de un grupo de datos j en un intervalo i ;
- N_i es el número de grupos de datos de 10 min en un intervalo i .

La curva de potencia debe presentarse como se detalla en el capítulo 6.

5.3 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL (AEP)

La producción energética anual es estimada aplicando la curva de potencia medida a diferentes distribuciones de frecuencia de la velocidad del viento de referencia. Una distribución de Rayleigh, que es igual que una de distribución de Weibull con un factor de forma con un valor de 2, debe usarse como distribución de frecuencia de la velocidad del viento de referencia. Los cálculos de la AEP deben hacerse para medias anuales de las velocidades del viento de 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 y 11 m/s, de acuerdo con la ecuación:

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N \left[F(V_i) - F(V_{i-1}) \right] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (8)$$

en donde

- AEP es la producción energética anual;
- N_h es el número de horas de un año ≈ 8760 ;
- N es el número de intervalos;
- V_i es la media de la velocidad del viento normalizada en un intervalo i ;
- P_i es la media de la salida de potencia normalizada en un intervalo i .

y

$$F(V) = 1 - \exp \left(- \frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_{ave}} \right)^2 \right) \quad (9)$$

en donde

- $F(V)$ es la función de probabilidad acumulada de la distribución de Rayleigh para la velocidad del viento;
- V_{ave} es la media anual de la velocidad del viento a la altura del cubo;
- V es la velocidad del viento.

La suma se inicia tomando V_{i-1} , igual a $V_i - 0,5$ m/s y P_{i-1} , igual a 0,0 kW.

La AEP puede ser calculada de dos formas, una denominada como "AEP - medida", y la otra como "AEP - extrapolada". Si la curva de potencia medida no incluye datos hasta la velocidad de desconexión, la curva de potencia debe extrapolarse desde la máxima velocidad del viento medida hasta la velocidad del viento de corte del aerogenerador.

La AEP - medida debe ser obtenida a partir de la curva de potencia medida, asumiendo valores de cero de potencia para todas las velocidades del viento inferiores y superiores al rango de operación de la curva de potencia medida.

La AEP - extrapolada debe ser obtenida a partir de la curva de potencia medida, asumiendo valores de cero de potencia para todas las velocidades del viento inferiores a la velocidad del viento más baja de la curva de potencia medida, y una potencia constante para vientos entre la velocidad más alta de la curva de potencia y la velocidad del viento de corte del aerogenerador. La potencia constante usada para la AEP - extrapolada debe ser el valor de potencia del intervalo con la velocidad del viento más alta de la curva de potencia medida.

La AEP - medida y la AEP - extrapolada deben presentarse en el informe del ensayo de acuerdo a lo dispuesto en el capítulo 6. Para todos los cálculos de la AEP, la disponibilidad del aerogenerador deberá ser del 100 %. Para medias anuales dadas de la velocidad del viento, la estimación de la AEP - medida se deberá marcar como "incompleta" cuando los cálculos muestren que la AEP - medida es menor que el 95 % de la AEP - extrapolada.

Las estimaciones de la incertidumbre en la medida en términos de incertidumbre normalizada de la AEP de acuerdo al anexo C, se deberán documentar para la AEP - medida para todas las medias anuales dadas de la velocidad del viento.

Las incertidumbres de la AEP, descritas arriba, solo tratan las incertidumbres que se originan en el ensayo de curva de potencia, y no tienen en cuenta las incertidumbres debidas a otros factores importantes. Un pronóstico práctico de la AEP debería incluir incertidumbres adicionales, incluyendo las que se refieren a: distribución del viento local, densidad del aire local, alta intensidad de turbulencia atmosférica, alto factor de cortante, variaciones en las curvas de potencia de un aerogenerador dentro de un parque eólico, disponibilidad del aerogenerador y variaciones en las curvas de potencia de un aerogenerador debidas a efectos de rugosidad en las palas.

5.4 COEFICIENTE DE POTENCIA

El coeficiente de potencia, C_p del aerogenerador puede añadirse a los resultados del ensayo, y presentarse como se indica en el capítulo 6. El C_p deberá ser determinado de la curva de potencia medida de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$C_{P,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2} \rho_0 A V_i^3} \quad (10)$$

en donde

- $C_{P,i}$ es el coeficiente de potencia en un intervalo i ;
- V_i es la media de la velocidad del viento normalizada en un intervalo i ;
- P_i es la media de la salida de potencia normalizada en un intervalo i ;
- A es el área barrida por el rotor del aerogenerador;
- ρ_0 es la densidad del aire de referencia.

6. FORMATO DEL INFORME

El informe del ensayo debe contener la siguiente información:

- descripción del aerogenerador: identificación de la configuración específica de la máquina a ensayar, incluyendo al menos la siguiente información:
 - fabricante, tipo, número de serie, año de producción;
 - diámetro de rotor verificado;
 - velocidad o rango de velocidades del rotor;
 - potencia y velocidad del viento nominales;
 - datos de las palas: fabricante, modelo, números de serie, número de palas, paso fijo o variable, y ángulos de calajes verificados;
 - altura del cubo y tipo de torre.
- descripción del área de ensayo (véase el numeral 2.2): la descripción del área de ensayo deberá incluir fotografías, de todos los sectores de medida, tomadas preferiblemente desde el aerogenerador a ensayar a la altura del cubo. Un mapa del emplazamiento mostrando los alrededores del área de ensayo cubriendo una distancia radial de al menos 20 veces el diámetro del rotor, e indicando la topografía, el aerogenerador de ensayo, la torre meteorológica, los obstáculos significativos, otros aerogeneradores, y el sector de medida;
- descripción de las condiciones de conexión eléctricas, por ejemplo, tensión, frecuencia y sus tolerancias;
- descripción de los equipos de ensayo (véase el capítulo 3): identificación de los sensores y del sistema de adquisición de datos, incluyendo la documentación de las calibraciones de los sensores, de las líneas de transmisión y del sistema de adquisición de datos;
- descripción del procedimiento de medida (véase el capítulo 4): documentación de los pasos del procedimiento, condiciones de ensayo, velocidad de muestreo, tiempo promediado, periodo de medida y libro de registros del ensayo donde se recojan los principales eventos acontecidos durante el ensayo de la curva de potencia;

ANTEPROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA

- presentación de los datos (véanse los numerales 4.3 a 4.6): los datos deben presentarse en ambos formatos, tabulados y gráficamente, suministrando las estadísticas de la salida de potencia medida como una función de las velocidades del viento y de parámetros meteorológicos relevantes. Se presentarán gráficos de dispersión de la media, desviación estándar, máximos y mínimos de la salida de potencia como función de la velocidad del viento y gráficos de dispersión de la media de la velocidad del viento y la intensidad de turbulencia como función de la dirección del viento para cada grupo de datos seleccionados. Ejemplos de gráficos de dispersión de la salida de potencia para los datos de ensayo de la curva de potencia son mostrados en la Figura 2.

Bases de datos especiales que consisten en datos adquiridos bajo condiciones atmosféricas o operacionales especiales también se deberán presentar como se ha descrito anteriormente;

- presentación de la curva de potencia medida para ambas densidades de referencia del aire, (véanse los numerales 5.1 y 5.2): una representación tabular y gráfica de la curva de potencia medida debe ser incluida. La densidad del aire de referencia será constatada en el gráfico y en la tabla. Para cada intervalo, la tabla deberá incluir la velocidad del viento normalizada y promediada, la salida de potencia normalizada y promediada, el número de grupos de datos, y las incertidumbres estándar de la categoría A, de la categoría B y las combinadas (determinadas de acuerdo con el Anexo C). Un gráfico deberá presentar los mismos datos que en las tablas de la velocidad del viento, salida de potencia y su incertidumbre combinada. Un ejemplo de una curva de potencia medida se puede ver en la Tabla 1, y en forma de gráfico en la Figura 3.

Curvas de potencia especiales basadas en datos obtenidos bajo condiciones atmosféricas y operacionales especiales, también deberán presentarse como se describe anteriormente;

- presentación de la producción energética anual (AEP) estimada, véase el numeral 5.1 Se incluirá una presentación tabular de la estimación de AEP calculada para ambas curvas de potencia, medida y extrapolada. La tabla debe indicar la densidad del aire de referencia, y la velocidad del viento de corte del aerogenerador. Para cada media anual de la velocidad del viento la tabla deberá incluir la AEP medida, las incertidumbres de la AEP medida (determinadas de acuerdo con el anexo C), y la AEP extrapolada. La tabla se marcará como "incompleta" en las medias anuales de la velocidad del viento cuando la AEP medida es inferior a un 95 % de la AEP extrapolada;
- presentación del coeficiente de potencia, (véase el numeral 5.4): se incluirá la presentación tabular y gráfica del coeficiente de potencia como función de la velocidad del viento;
- se incluirán suposiciones de incertidumbres para todas las componentes de incertidumbre;
- desviaciones: cualquier desviación de los requisitos de esta norma deberá ser claramente documentada en los informes del ensayo, y cada desviación se razonará técnicamente.

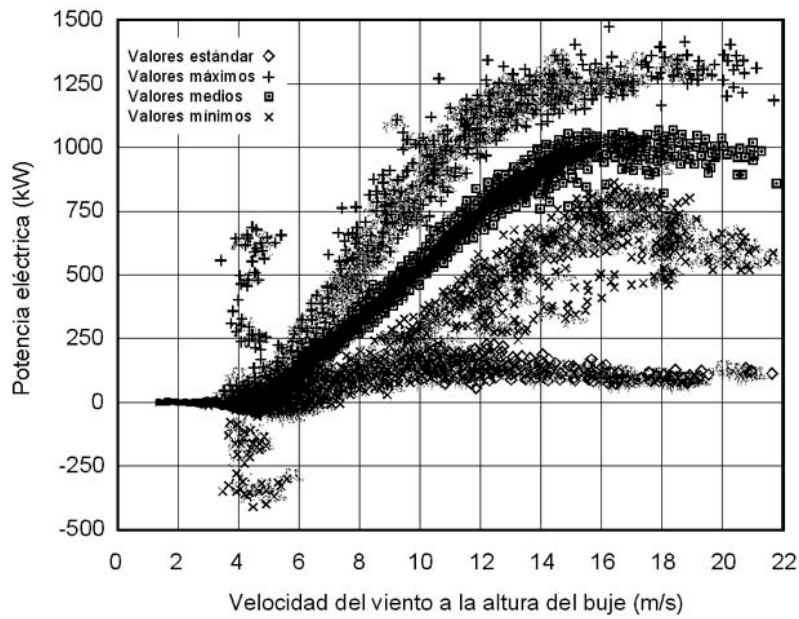


Figura 2. Presentación de datos del ejemplo: gráficos de dispersión del ensayo de curva de potencia

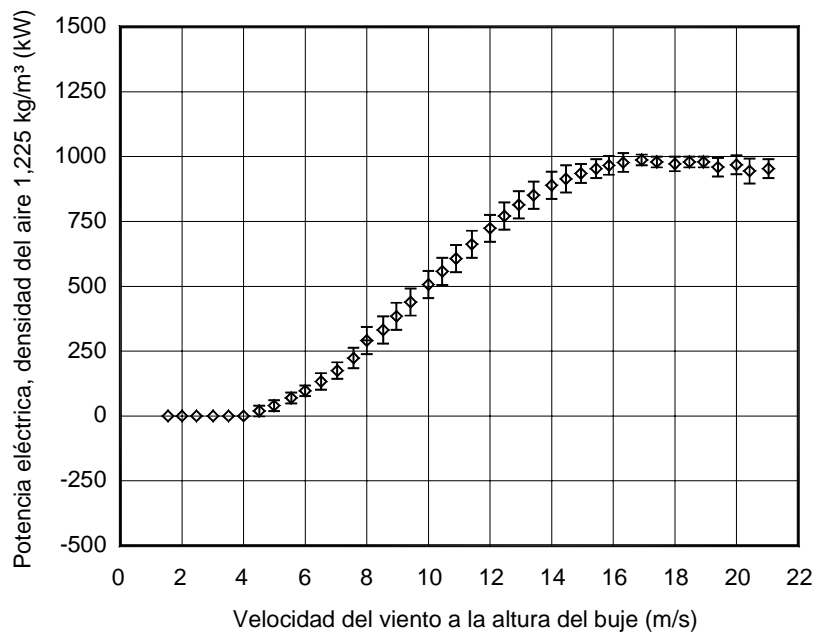


Figura 3. Presentación de una curva de potencia medida del ejemplo

**ANTEPROYECTO DE
NORMA TÉCNICA COLOMBIANA**

Tabla 1. Ejemplo de presentación de una curva de potencia medida

Curva de potencia medida Densidad del aire de referencia 1,225 kg/m ³				Categoría A de Incertidumbre	Categoría B de incertidumbre	Incertidumbre combinada
Intervalo n° i	Velocidad del viento a la altura del cubo V _i m/s	Salida de potencia P _i kW	No. de grupos de datos N _i de medias de 10 min	Incertidumbre estándar S _i kW	Incertidumbre estándar u _i kW	Incertidumbre estándar U _{c,i} kW
1	1,59	-0,85	8	0,00	6,31	6,31
2	2,02	-0,74	15	0,08	6,30	6,30
3	2,51	-0,81	18	0,05	6,30	6,30
4	3,04	-0,50	22	0,09	6,30	6,30
5	3,53	-0,67	27	0,10	6,30	6,30
6	4,04	0,16	41	0,67	6,31	6,35
7	4,55	7,32	55	1,02	7,21	7,28
a	4,99	25,90	61	1,22	12,45	12,51
9	5,54	61,43	54	1,98	18,40	18,50
10	6,00	93,16	95	1,51	20,13	20,19
11	6,47	129,78	90	1,87	23,71	23,78
12	6,97	174,46	81	2,55	27,32	27,44
13	7,53	231,77	68	2,91	33,10	33,23
14	8,02	283,63	61	2,79	34,56	34,67
15	8,52	339,55	73	3,56	39,19	39,35
16	9,00	387,22	69	3,36	35,38	35,54
17	9,51	445,98	69	2,91	42,88	42,98
18	9,99	504,41	81	2,58	46,23	46,30
19	10,50	565,17	79	2,86	47,72	47,80
20	11,01	620,67	74	3,73	44,69	44,85
21	11,50	680,87	78	3,07	53,04	53,13
22	12,02	731,22	85	3,42	43,10	43,24
23	12,46	770,77	60	4,00	41,44	41,64
24	13,03	820,11	102	2,63	41,46	41,55
25	13,53	850,86	88	3,57	31,81	32,01
26	13,99	884,94	79	4,68	37,79	38,08
27	14,47	923,82	85	3,36	42,99	43,12
28	14,98	940,46	61	4,59	21,13	21,62
29	15,49	956,59	28	7,35	21,01	22,25
30	15,92	972,27	27	7,19	23,81	24,87
31	16,50	990,54	33	3,46	21,99	22,26
32	16,93	994,74	14	7,80	14,15	16,16
33	17,45	987,43	12	3,00	15,38	15,67
34	18,01	976,59	23	10,26	17,36	20,16
35	18,51	980,11	23	4,71	13,58	14,37
36	18,91	984,33	13	6,84	14,52	16,05
37	19,50	954,56	5	12,15	35,38	37,40
38	20,01	975,12	7	9,84	29,91	31,49
39	20,53	934,42	8	9,46	55,36	56,16
40	20,97	952,60	5	11,97	31,26	33,47

Tabla 2. Ejemplo de presentación de la producción energética anual estimada

Producción energética anual estimada			
Densidad del aire de referencia: 1,225 kg/m ³			
Velocidad del viento de corte: 25 m/s			
(Potencia constante extrapolada en el último intervalo)			
Media anual de la velocidad del viento a la altura del cubo (Rayleigh) m/s	AEP - medida (curva de potencia medida) MWh	Incertidumbre de la curva de potencia medida expresada en términos de desviación estándar de la AEP MWh, %	AEP - extrapolada (curva de potencia extrapolada) MWh
4	412	111 27 %	412
5	911	154 17 %	911
6	1 536	191 12 %	1 536
7	2 207	219 10 %	2 214
8	2 847	236 8 %	2 880
9	3 395	245 7 %	3 487
10	3 812	248 6 %	4 001
11	4 092 incompleta	245 6 %	4 403

**ANEXO A
(Normativo)**

EVALUACIÓN DEL ÁREA DE ENSAYO

El área de ensayo debe evaluarse para determinar si satisface los requisitos de este anexo.

A.1 REQUISITOS RESPECTO A LAS VARIACIONES TOPOGRÁFICAS

Hasta una cierta distancia del aerogenerador el terreno del área de ensayo, debe presentar solamente pequeñas variaciones en el plano que pasa a través de la base de la torre del aerogenerador y el terreno que abarcan los sectores especificados en la Tabla A.1. La pendiente del plano y las variaciones del terreno del plano deben cumplir con los requisitos previstos en la Tabla A.1 y mostrados en la Figura A.1, siendo L la distancia entre el aerogenerador y la torre meteorológica y siendo D el diámetro del rotor del aerogenerador. En el caso de aerogeneradores de eje vertical, para D se deberá elegir el máximo diámetro horizontal del rotor.

Tabla A.1. Requisitos del área de ensayo: variaciones topográficas

Distancia	Sector	Pendiente máxima %	Máxima variación del terreno del plano
$< 2 L$	360°	$< 3^*$	$< 0,08 D$
$\geq 2 L$ y $< 4 L$	sector de medida	$< 5^*$	$< 0,15 D$
$\geq 2 L$ y $< 4 L$	fuera del sector de medida	$< 10^{**}$	No aplicable
$\geq 4 L$ y $< 8 L$	sector de medida	$< 10^*$	$< 0,25 D$

* La pendiente máxima del plano, que genere el mejor ajuste del terreno del sector y pase por la base de la torre.

** La línea de máxima pendiente que une la base de la torre con cada punto individual del terreno dentro del sector.

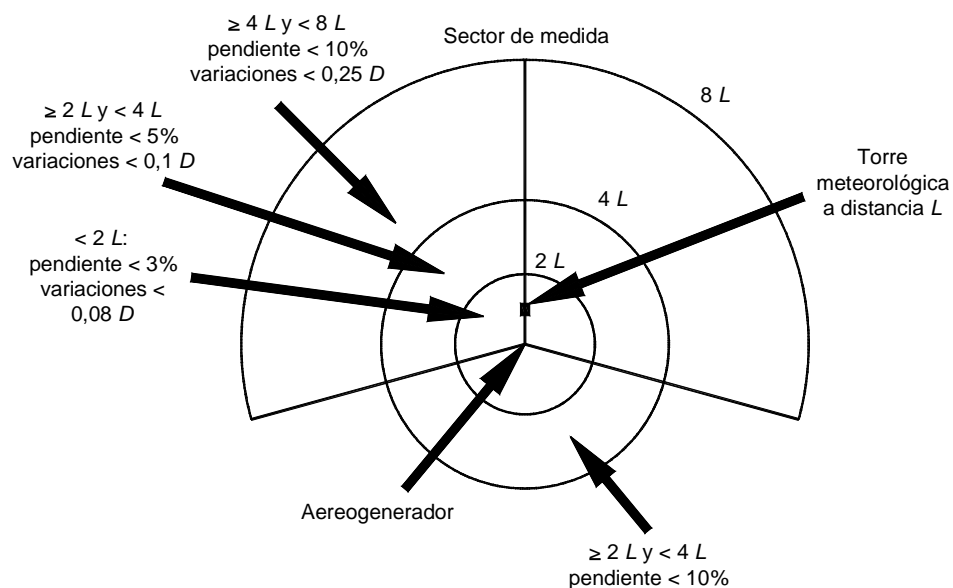


Figura A.1 Requisitos sobre variaciones topográficas, vista en planta

A.2 REQUISITOS RESPECTO A LOS AEROGENERADORES ADYACENTES EN OPERACIÓN

El aerogenerador bajo ensayo y la torre meteorológica no deben estar influidos por otros aerogeneradores adyacentes en operación. La distancia mínima entre el aerogenerador de ensayo y la torre meteorológica con otro aerogenerador adyacente en operación deberá ser de 2 diámetros del rotor D_n del aerogenerador adyacente. Los sectores a excluir debido a la estela de los aerogeneradores adyacentes en operación se tomarán de la Figura A.2. Las dimensiones a tener en cuenta son la distancia real L_n , y el diámetro de rotor D_n del aerogenerador adyacente en operación. Los sectores a excluir deben calcularse tanto para el aerogenerador a ensayar como para la torre meteorológica, y deberán estar centrados en la dirección del aerogenerador adyacente en operación hacia la torre meteorológica o aerogenerador a ensayar. Un ejemplo se puede ver en la Figura A.3. Aerogeneradores parados se tomarán como obstáculos.

A.3 REQUISITOS RESPECTO A OBSTÁCULOS

No deberán existir obstáculos significativos (por ejemplo: edificios, árboles, aerogeneradores parados), a una distancia razonable de la torre meteorológica y del aerogenerador a ensayar dentro del sector de medidas. Solo se permitirán pequeños edificios conectados al aerogenerador o al equipo de medidas. Obstáculos menores que las variaciones permitidas al terreno, como se ha definido anteriormente, pueden ser obviados. Los sectores excluidos por las estelas de los obstáculos significativos se deben tomar de la Figura A.2. Las dimensiones a tener en cuenta son la distancia real L_c , y el diámetro equivalente de rotor D_e del obstáculo. El diámetro equivalente del rotor de un obstáculo se define como:

$$D_e = \frac{2 I_h I_w}{I_h + I_w} \quad (\text{A.1})$$

en donde

D_e es el diámetro equivalente del rotor;

I_h es la altura del obstáculo;

I_w es la anchura del obstáculo.

Los sectores a excluir deben obtenerse para ambos, el aerogenerador a ensayar y la torre meteorológica. Deberán estar centrados en la dirección del obstáculo hacia la torre meteorológica o en la dirección del obstáculo hacia el aerogenerador a ensayar. Un ejemplo se puede ver en la Figura A.3. Para aerogeneradores fuera de servicio, I_h será la altura total e I_w el valor mayor entre el diámetro de la torre cercana a la góndola y la mayor cuerda de la pala.

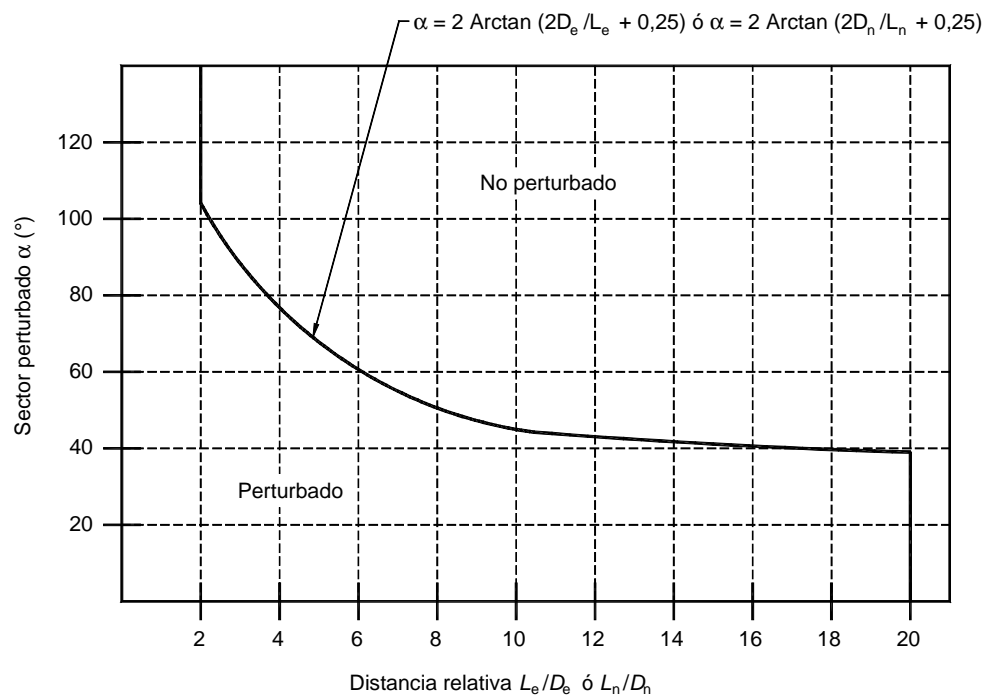


Figura A.2. Sectores a excluir debidos a estelas de aerogeneradores adyacentes en operación y a obstáculos significativos

ANTEPROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA

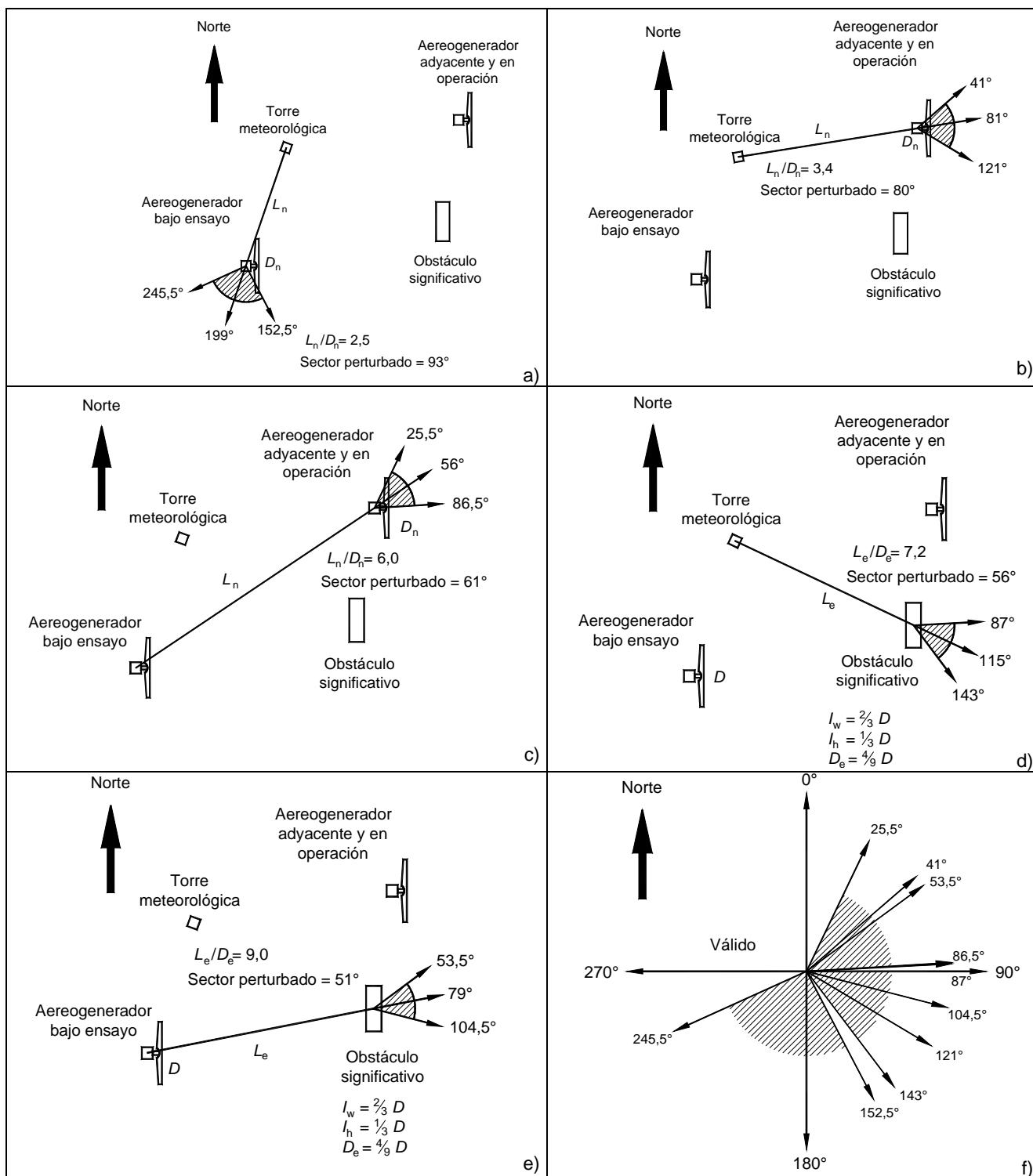


Figura A.3. Un ejemplo de los sectores a excluir debidos a estelas del aerogenerador bajo ensayo, un aerogenerador adyacente en operación y un obstáculo significativo

ANEXO B
(Informativo)

CALIBRACIÓN DEL ÁREA DE ENSAYO

El objetivo de una calibración experimental del área de ensayo es determinar los factores de corrección en la distorsión de flujo de aire, debidos a la topografía del emplazamiento. La calibración del área de ensayo se debe realizar adquiriendo datos de la velocidad y dirección del viento a la altura del cubo, sobre una torre meteorológica temporal, situada en el mismo lugar del aerogenerador a ensayar, y en la torre meteorológica que se usará durante el ensayo de la curva de potencia.

Las medidas de las velocidades y direcciones del viento seguirán los requisitos del capítulo 3. La adquisición de datos seguirá los requisitos del numeral 4.3, y la selección de datos del numeral 4.4. Los datos serán ordenados en sectores de dirección del viento de un ancho máximo de 30°. Para cada sector de dirección del viento se adquirirán un mínimo de 24 h de datos en un rango de velocidades desde 5 m/s hasta 10 m/s.

Para las torres meteorológicas los factores de corrección de distorsión de flujo de aire deberán ser establecidos para cada sector de dirección, haciendo una regresión con los datos medidos del viento de la torre temporal en el lugar del aerogenerador con los datos medidos del viento de la torre meteorológica de referencia.

Las incertidumbres asociadas a la medida de los factores de corrección deberán obtenerse de las medidas. Deben aplicarse los procedimientos para el análisis de las incertidumbres que se describen en el Anexo C. La incertidumbre estimada se usará al aplicar los factores de corrección de las distorsiones de la flujo de aire, pero la incertidumbre no será menor de lo establecido en 2.2.3.

ANEXO C
(Normativo)

EVALUACIÓN DE INCERTIDUMBRES EN LAS MEDIDAS

Este anexo se refiere a los requisitos para la determinación de incertidumbres en las medidas. La base teórica para determinar la incertidumbre usando el "método de los intervalos", con un ejemplo de trabajo de estimación de incertidumbres, puede encontrarse en el Anexo D.

La curva de potencia medida será complementada con una estimación de la incertidumbre de las medidas. La estimación deberá basarse en la publicación informativa ISO "Guía para la expresión de la incertidumbre en la medida".

Siguiendo la guía ISO, hay dos tipos de incertidumbres: categoría A, de la que se puede deducir la magnitud de cada parámetro de las medidas, y categoría B de la que se deduce por otros métodos. En ambas categorías, las incertidumbres se expresan en términos de desviaciones estándar denominándose incertidumbres estándar.

Magnitudes a medir

Las magnitudes a medir son la curva de potencia eléctrica, determinada por los valores medidos y normalizados en los intervalos de la potencia eléctrica y de la velocidad del viento. (véanse los numerales 5.1 y 5.2), y la producción energética anual estimada (véase el numeral 5.3). Las incertidumbres en las medidas se transforman en incertidumbres en las magnitudes a medir mediante factores de sensibilidad.

Componentes de la incertidumbre

La Tabla C.1 suministra una lista mínima con los parámetros de incertidumbre que deben ser incluidos en el análisis de incertidumbres.

**ANTEPROYECTO DE
NORMA TÉCNICA COLOMBIANA**

Tabla C.1. Lista de las componentes de incertidumbre

Parámetro medido	Componente de incertidumbre	Categoría de incertidumbre
Potencia eléctrica	Transformadores de corriente	B
	Transformadores de tensión	B
	Convertidor de potencia ó dispositivo de medida de potencia	B
	Sistema de adquisición de datos (SAD) (véase abajo)	B
	Variaciones de la potencia eléctrica	A
Velocidad del viento	Calibración del anemómetro	B
	Características de operación	B
	Efectos del montaje	B
	Sistema de adquisición de datos (SAD) (véase abajo)	B
	Distorsiones de flujo de aire debidas al terreno	B
Temperatura del aire	Sensor de temperatura	B
	Protección contra radiación	B
	Efectos del montaje	B
	Sistema de adquisición de datos (SAD) (véase abajo)	B
Presión del aire	Sensor de presión	B
	Efectos del montaje	B
	Sistema de adquisición de datos (SAD) (véase abajo)	B
Sistema de adquisición de datos (SAD)	Transmisión de señales	B
	Precisión del sistema	B
	Acondicionamiento de señales	B

**ANEXO D
(Informativo)**

**BASE TEÓRICA PARA DETERMINAR LA INCERTIDUMBRE DE LA MEDIDA
USANDO EL MÉTODO DE LOS INTERVALOS**

En su forma más general la incertidumbre estándar combinada de la potencia en un intervalo i , $u_{c,i}$ puede ser expresada como:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M c_{k,i} u_{k,i} c_{l,i} u_{l,i} \rho_{k,l,i,j} \quad (D.1)$$

en donde

- $C_{k,i}$ es el factor de sensibilidad del componente k en un intervalo i ;
- $U_{k,i}$ es la incertidumbre estándar del componente k en un intervalo i ;
- M es el número de componentes de incertidumbre en cada intervalo;
- $\rho_{k,l,i,j}$ es el coeficiente de correlación entre la componente de incertidumbre k en un intervalo i , y la componente de incertidumbre l en un intervalo j (en la expresión las componentes k y l están ambas en el intervalo i).

La componente de incertidumbre es la cantidad individual de entrada a la incertidumbre de cada parámetro medido.

La incertidumbre estándar combinada en la producción energética anual estimada u_{AEP} puede, en general, expresarse como:

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M f_i c_{k,i} u_{k,i} f_j c_{l,j} u_{l,j} \rho_{k,l,i,j} \quad (D.2)$$

donde

- f_i es la ocurrencia relativa de velocidad del viento entre V_{i-1} , y V_i : $F(V_i) - F(V_{i-1})$ dentro de un intervalo i ;
- $F(V)$ es la función de distribución de probabilidad acumulada de Rayleigh para la velocidad del viento;
- N es el número de intervalos;
- N_h es el número de horas en un año ≈ 8760 .

Rara vez es posible deducir explícitamente todos los valores de los coeficientes de correlación $\rho_{k,l,i,j}$ y normalmente son necesarias simplificaciones importantes.

Para poder simplificar las expresiones anteriores de incertidumbres combinadas a un nivel práctico, es necesario hacer las siguientes suposiciones:

ANTEPROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA

- las componentes de incertidumbre están totalmente correlacionadas ($\rho = 1$, se hace la suma lineal para obtener la incertidumbre estándar combinada) o son independientes ($\rho = 0$, se hace la suma cuadrática, es decir, la incertidumbre estándar combinada es la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las componentes de incertidumbre);
- todas las componentes de incertidumbre (sean de la categoría A o B) son independientes entre sí (sean del mismo o de diferentes intervalos), excepto en las componentes de incertidumbre de la categoría B, que están completamente correlacionadas con las componentes de la categoría B del mismo origen (por ejemplo: la incertidumbre del convertidor de potencia) en diferentes intervalos.

Usando estas suposiciones la incertidumbre combinada de la potencia dentro de un intervalo, $u_{c,i}$ puede ser expresado como:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + \sum_{k=1}^{M_B} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 = s_i^2 + u_i^2 \quad (D.3)$$

en donde

- M_A es el número de componentes de incertidumbre de la categoría A;
- M_B es el número de componentes de incertidumbre de la categoría B;
- $s_{k,i}$ es la incertidumbre estándar de la categoría A del componente k en un intervalo i;
- s_i son las incertidumbres combinadas de la categoría A en un intervalo i;
- U_i son las incertidumbres combinadas de la categoría B en un intervalo i.

Se podrá observar que $U_{c,i}^2$ no es independiente del tamaño del intervalo, debido a la dependencia de $s_{p,i}$ del número de grupos de datos en ese intervalo (véase la ecuación D.10).

Las suposiciones implican que la incertidumbre estándar combinada de la producción de energía, U_{AEP} es:

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + N_h^2 \sum_{k=1}^{M_B} \left(\sum_{i=1}^N f_i c_{k,i} u_{k,i} \right)^2 \quad (D.4)$$

El significado del segundo término en esta ecuación es que cada componente de incertidumbre de la categoría B individual es desarrollado hasta la correspondiente incertidumbre AEP, aplicando la suposición de una correlación completa entre intervalos para todas las componentes individuales. Finalmente las componentes de incertidumbre combinadas entre intervalos son sumadas cuadráticamente dando como resultado la incertidumbre de la AEP.

En la práctica puede no ser conveniente hacer la suma de las componentes de incertidumbre de la categoría B entre intervalos antes de hacer sus combinaciones individuales. Una aproximación, que permite a las componentes de incertidumbre de la categoría B ser combinadas dentro de los intervalos antes de combinarlas entre ellas (por ejemplo: s_i y u_i pueden ser usadas), nos lleva a una expresión más conveniente:

**ANTEPROYECTO DE
NORMA TÉCNICA COLOMBIANA**

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 \sum_{K=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + N_h^2 \left(\sum_{i=1}^N f_i \sqrt{\sum_{K=1}^{M_B} c_{k,i}^2 u_{k,i}^2} \right)^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 s_i^2 + N_h^2 \left(\sum_{i=1}^N f_i u_i \right)^2 \quad (D.5)$$

La U_{AEP} obtenida por esta expresión es siempre igual o mayor que la obtenida usando la ecuación D.4.

Incertidumbre extendida

Las incertidumbres estándar combinadas de la potencia y la AEP pueden adicionalmente ser expresadas como incertidumbres extendidas. Refiriéndose a la guía ISO y suponiendo distribuciones normales, se pueden calcular los intervalos que tengan niveles de confianza mostrados en la Tabla D.1, multiplicando las incertidumbres estándar por el factor de cobertura también mostrado en dicha tabla.

Tabla D.1. Incertidumbres extendidas

Nivel de confianza %	Factor de cobertura
68,27	1
90	1,645
95	1,960
95,45	2
99	2,576
99,73	3

EJEMPLO

En el siguiente ejemplo se hace una estimación de las incertidumbres de categorías A y B para cada intervalo de la curva de potencia medida. Se obtiene la incertidumbre de la curva de potencia, y finalmente se estima la incertidumbre de la AEP .

El ejemplo sigue la guía ISO, y parte de las suposiciones hecha en los puntos anteriores. Usando la combinación de las componentes de incertidumbre de la categoría B de acuerdo con la ecuación D.5, todas las componentes de incertidumbre dentro de cada intervalo pueden ser combinadas antes para expresar la incertidumbre combinada de la categoría B de cada parámetro medido, como por ejemplo para la velocidad del viento:

$$u_{V,i}^2 = u_{V1,i}^2 + u_{V2,i}^2 + \dots \quad (D.6)$$

donde las componentes de incertidumbre se refieren a las componentes de la Tabla D.2, usando los símbolos e índices de la misma. En segundo lugar, las incertidumbres estándar de las magnitudes a medir pueden ser expresadas por las incertidumbres de los parámetros de medida en un intervalo i:

$$u_{c,i}^2 = s_{P,i}^2 + u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 \quad (D.7)$$

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \left(\sum_{i=1}^N f_i^2 s_{P,i}^2 s_w^2 + \left(\sum_{i=1}^N f_i \sqrt{u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{m,i}^2 u_{m,i}^2} \right)^2 \right) \quad (D.8)$$

donde las incertidumbres debidas al sistema de adquisición de datos forman parte de la incertidumbre de cada parámetro de medida y la distorsión de la flujo de aire debida al terreno está incluida en la incertidumbre de la velocidad del viento. La incertidumbre asociada a variaciones del clima, s_w , se evalúa por separado.

El ejemplo solo considera las componentes de incertidumbre, que deben ser incluidas en el análisis de incertidumbre de acuerdo con la Tabla C.1. En el ejemplo es usada la curva de potencia medida, mostrada en las Figuras 2 y 3, y en la Tabla 1. La curva de potencia es extrapolada (cuando falten grupos de datos preprocesados) con una potencia constante, que es la potencia en el último intervalo, hasta la velocidad del viento de corte de 25 m/s. Los resultados del análisis de incertidumbre del ejemplo son también mostrados en la Figura 3 y en la Tabla 1. Todos los factores de sensibilidad son listados en la Tabla D.3 y las incertidumbres de la categoría B son listadas en la Tabla D.4.

Incertidumbres de la categoría A

La única incertidumbre de la categoría A que necesita ser considerada es la incertidumbre de los datos de potencia eléctrica medidos y normalizados en cada intervalo.

Incertidumbres de la categoría A para la potencia eléctrica

La desviación estándar de la distribución de los datos de potencia normalizada en cada intervalo es calculada por la ecuación:

$$\sigma_{P,i} = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{j=1}^{N_i} (P_i - P_{n,i,j})^2} \quad (D.9)$$

en donde

- $\sigma_{P,i}$ es la desviación estándar de los datos de potencia normalizados en un intervalo i ;
- N_i es el número de grupos de datos de 10 minutos en un intervalo i ;
- P_i es la salida de potencia promediada y normalizada en un intervalo i ;
- $P_{n,i,j}$ es la salida de potencia normalizada del grupo de datos j en un intervalo i .

ANTEPROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA

Tabla D.2. Lista de incertidumbres de las categorías B y A

Categoría B: Instrumentos	Nota	Norma	Incertidumbre	Sensibilidad
Salida de potencia			$U_{P,i}$	$C_{P,i} = 1$
Transformadores de corriente *	a	NTC 2205 (IEC 60044-1) NTC 2207 (IEC 60186) IEC 60688	$U_{P1,i}$	
Transformadores de tensión *	a		$U_{P2,i}$	
Convertidor de potencia o	a		$U_{P3,i}$	
Dispositivo de medida de potencia *	c		$U_{P4,i}$	
Velocidad del viento			$U_{V,i}$	$c_{V,i} \approx \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}}$
Anemómetro *	b		$U_{V1,i}$	
Características operacionales *	cd		$U_{V2,i}$	
Efectos del montaje *	c		$U_{V3,i}$	
Densidad del aire			$U_{T,i}$	$c_{Ti} \approx \frac{P_i}{288,15K}$
Temperatura				
Sensor de temperatura *	a	ISO 2533	$U_{T1,i}$	
Protección de radiación *	cd		$U_{T2,i}$	
Efectos del montaje *			$U_{T3,i}$	
Presión del aire			$U_{B,i}$	
Sensor de presión *	a		$U_{B1,i}$	
Efectos del montaje *	c		$U_{B2,i}$	
Sistema de adquisición de datos			$U_{d,i}$	El factor de sensibilidad se obtiene del parámetro de incertidumbre real
Transmisión de señales *	b		$U_{d1,i}$	
Precisión del sistema *	cd		$U_{d2,i}$	
Acondicionamiento de señales *			$U_{d3,i}$	
Categoría B: Terreno				
Distorsiones de flujo de aire debidas al terreno *	bc		$U_{V4,i}$	$c_{v,i}$ (véase arriba)
Categoría B: Método				
Método			$U_{m,i}$	
Corrección de la densidad del aire	cd		$U_{m1,i}$	$C_{T,i}$ y $C_{B,i}$
Método de los intervalos	c		$U_{m2,i}$	(véase arriba)
Categoría A: Estadístico				
Potencia eléctrica *	e		$S_{P,i}$	$C_{P,i} = 1$
Variaciones climáticas	e		S_w	-
* parámetro requerido para la estimación de incertidumbre				
NOTA - Identificación de incertidumbres: a = referencia a la norma b = calibración c = otro método "objetivo" d = "supuesto/estimado" e = estadísticas				

La incertidumbre estándar de la potencia promediada y normalizada en el intervalo es estimada por la ecuación:

$$s_i = s_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}} \quad (D.10)$$

en donde

- $s_{P,i}$ es la incertidumbre estándar de la categoría A de la potencia en un intervalo i;
- $\sigma_{P,i}$ es la desviación estándar de los datos de potencia normalizada en un intervalo i;
- N_i es el número de grupos de datos de 10 minutos en un intervalo i.

ANTEPROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA

Incertidumbres de la categoría A en las variaciones climáticas

El ensayo de curva de potencia puede haberse llevado a cabo bajo condiciones atmosféricas especiales que afectan al resultado del ensayo sistemáticamente, como la que produce una estratificación atmosférica estable (alto factor de cortante vertical y baja turbulencia), o inestable (baja cortante y alta turbulencia), o frecuentes y/o grandes cambios de dirección del viento. El orden de magnitud de ésta incertidumbre puede ser ensayado: a) subdividiendo los datos registrados en segmentos con un tamaño lo suficientemente grande que tengan una pequeña incertidumbre (estadística) de potencia, b) por la producción energética anual estimada para cada una de las curvas de potencia obtenidas, y c) calculando la desviación estándar de la estimación de producción energética anual.

Incertidumbres de la categoría B

Las incertidumbres de la categoría B están relacionadas a los instrumentos, al sistema de adquisición de datos, y al terreno que rodea el área de ensayo. Si las incertidumbres están expresadas como límites de incertidumbre, o tienen factores de cobertura implícitos no unitarios, deberá ser estimada la incertidumbre estándar o se deberán convertir en incertidumbres estándar.

NOTA Consideremos una incertidumbre expresada como un límite de incertidumbre $\pm U$. Si suponemos una distribución de probabilidad rectangular, la incertidumbre estándar es:

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (\text{D.11})$$

Si se supone una distribución de probabilidad triangular, la incertidumbre estándar es:

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{6}} \quad (\text{D.12})$$

Incertidumbres de la categoría B en el sistema de adquisición de datos

Pueden haber incertidumbres procedentes de las líneas de transmisión, el acondicionamiento de señal, la conversión analógica a digital, y el procesamiento de los datos, en el sistema de adquisición. Las incertidumbres pueden ser diferentes para cada canal de medida. La incertidumbre estándar del sistema de adquisición de datos para el rango completo de un cierto canal de medida, $U_{d,i}$, puede ser expresada como:

$$u_{d,i} = \sqrt{u_{d1,i}^2 + u_{d2,i}^2 + u_{d3,i}^2} \quad (\text{D.13})$$

en donde

- $u_{d1,i}$ es la incertidumbre en la transmisión y el acondicionamiento de la señal en un intervalo i
- $u_{d2,i}$ es la incertidumbre en la digitalización en un intervalo i , por ejemplo para cuantificar la resolución;
- $u_{d3,i}$ es la incertidumbre del resto de las partes del sistema de adquisición de datos integrado ("software", sistema de almacenamiento) en un intervalo i .

ANTEPROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA

Suponemos en este ejemplo que el sistema de adquisición de datos tiene una incertidumbre estándar $u_{d,i}$, del 0,1 % del rango completo de cada canal de medida.

Incertidumbres de la categoría B en la potencia eléctrica

La incertidumbre del sensor de potencia está formada por las contribuciones de incertidumbre de los transformadores de corriente y tensión, y por el convertidor de potencia. Las incertidumbres de estos subcomponentes están normalmente establecidas por su clasificación.

La incertidumbre estándar de la potencia eléctrica para cada intervalo, $u_{p,i}$, se calcula combinando las incertidumbres estándar del transductor de potencia, de los transformadores de corriente y tensión y del sistema de adquisición de datos:

$$u_{p,i} = \sqrt{u_{P1,i}^2 + u_{P2,i}^2 + u_{P3,i}^2 + u_{dP,i}^2} \quad (D.14)$$

en donde

- $u_{P1,i}$ es la incertidumbre en los transformadores de corriente en un intervalo i ;
- $u_{P2,i}$ es la incertidumbre en los transformadores de tensión en un intervalo i ;
- $u_{P3,i}$ es la incertidumbre en el convertidor de potencia en un intervalo i ;
- $u_{dP,i}$ es la incertidumbre en el sistema de adquisición de datos del canal de la potencia en un intervalo i .

En el ejemplo, los transformadores de corriente y tensión, y el convertidor de potencia se toman como clase 0,5.

Los transformadores de corriente de clase 0,5 (las cargas nominales de los transformadores de corriente están aquí diseñadas para alcanzar el valor de potencia nominal, 1 000 kW, y no el 200 % de la potencia nominal). Estos tienen unos límites de incertidumbre, referidos a la NTC 2205 (IEC 60044-1), de $\pm 0,5$ % de la corriente al 100 % de carga. Al 20 % y 5 % de las cargas, sin embargo, los límites de incertidumbre se incrementan al $\pm 0,75$ % y $\pm 1,5$ % de la corriente respectivamente. Para las medidas de curva de potencia de un aerogenerador, la producción energética más importante es conseguida a una potencia reducida. De esta manera, se pueden anticipar los límites de incertidumbre de $\pm 0,75$ % de la corriente al 20 % de carga como una buena media. La distribución de incertidumbre se supone como rectangular. Se supone que las incertidumbres de los tres transformadores de corriente son causadas por factores de influencia externos, como son la temperatura del aire, la frecuencia de la red, etc. Se supone, por tanto, que están totalmente correlacionadas (una excepción de las suposiciones generales) y se suman linealmente. Como cada transformador de corriente contribuye con un tercio de la medida de potencia, la incertidumbre de todos los transformadores de corriente es proporcional a ésta como sigue:

$$u_{P1,i} = \frac{0,75 \% \cdot P_i [kW]}{\sqrt{3}} \frac{1}{3} = 0,43 \% \cdot P_i [kW] \quad (D.15)$$

ANTEPROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA

Los transformadores de tensión de clase 0,5 tienen unos límites de incertidumbre, referidos a la ntc 2207 (IEC 60186), de $\pm 0,5 \%$ de la tensión en todas las cargas. La distribución de incertidumbre se supone rectangular. La tensión de la red es normalmente, bastante, constante e independiente de la potencia del aerogenerador. Las incertidumbres de los tres transformadores de tensión son, como en el caso de los transformadores de corriente, causadas por la influencia de factores externos como la temperatura del aire, la frecuencia de la red, etc. Se supone, por tanto, que están totalmente correlacionadas (una excepción de las suposiciones generales) y se suman linealmente. Como cada transformador de tensión contribuye con un tercio de la medida de potencia, la incertidumbre de todos los transformadores de tensión es proporcional a ésta como sigue:

$$u_{P2,i} = \frac{0,5 \% \cdot P_i [kW]}{\sqrt{3}} \frac{1}{3} = 0,29 \% \cdot P_i [kW] \quad (D.16)$$

Si los transformadores de corriente y tensión no se utilizasen dentro de los límites de carga operacionales admitidos por su circuito secundario, se deberán añadir las incertidumbres asociadas.

El transductor de potencia de clase 0,5, referido a la Norma IEC 60688, con una potencia nominal de 2 000 kW (200 % de la potencia nominal, 1 000 kW, del aerogenerador), tiene un límite de incertidumbre de 10 kW. La distribución de incertidumbre se supone rectangular. La incertidumbre del transductor de potencia es entonces:

$$u_{P3,i} = \frac{10 kW}{\sqrt{3}} = 5,8 kW \quad (D.17)$$

Considerando el rango de potencia eléctrica del canal de medida como 2 500 kW y una incertidumbre del sistema de adquisición de datos de un 0,1 % de este rango, la incertidumbre estándar del sensor de potencia eléctrica para cada intervalo es:

$$\begin{aligned} u_{P,i} &= \sqrt{(0,43\% \cdot P_i [kW])^2 + (0,29\% \cdot P_i [kW])^2 + (5,8 kW)^2 + (0,1\% \cdot 2\,500 kW)^2} \\ &= \sqrt{(0,52 \% \cdot P_i [kW])^2 + (6,3 kW)^2} \end{aligned} \quad (D.18)$$

Incertidumbres de la categoría B en la velocidad del viento

Las incertidumbres de la medida de la velocidad del viento son una combinación de varios componentes de incertidumbre. Normalmente, las más importantes son las distorsiones de flujo de aire debidas al terreno, los efectos del montaje del anemómetro, y la incertidumbre debida a la calibración del anemómetro. Si el terreno cumple con los requisitos del anexo A, las distorsiones de flujo de aire debidas al terreno están determinadas como 2 % ó 3 %, dependiendo de la distancia entre la torre meteorológica y el aerogenerador. Si se realiza una calibración experimental del área de ensayo de acuerdo con el Anexo B, la incertidumbre estándar derivada de ésta calibración debe ser usada, pero no será menor a 1/3 de la máxima distorsión de flujo de aire. Si se realiza un análisis del área de ensayo con un modelo de flujo tridimensional, una incertidumbre de no más de 1/2 de la máxima distorsión de flujo de aire

ANTEPROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA

debe ser usada. Las distorsiones de flujo de aire debidas a los efectos del montaje del anemómetro (sombras de cruceta y torre) son considerables, si el anemómetro no está montado en un tubo en lo más alto de la torre meteorológica. La incertidumbre de la calibración del anemómetro y la incertidumbre debida a las características operacionales (sobrevelocidad, respuesta coseno, sensibilidad a la temperatura y densidad del aire) pueden ser dominantes en las medidas.

La incertidumbre de la categoría B de la velocidad del viento en un intervalo i , $u_{V,i}$, puede ser expresada como:

$$u_{V,i} = \sqrt{u_{V1,i}^2 + u_{V2,i}^2 + u_{V3,i}^2 + u_{V4,i}^2 + u_{dV,i}^2} \quad (D.19)$$

en donde

- $u_{V1,i}$ es la incertidumbre de la calibración del anemómetro en un intervalo i ;
- $u_{V2,i}$ es la incertidumbre debida a las características operacionales del anemómetro en un intervalo i ;
- $u_{V3,i}$ es la incertidumbre de la distorsión de flujo de aire debidas a efectos del montaje en un intervalo i ;
- $u_{V4,i}$ es la incertidumbre de la distorsión de flujo de aire debidas al terreno en un intervalo i ;
- $u_{dV,i}$ es la incertidumbre en el sistema de adquisición de datos del canal de velocidad del viento en un intervalo i .

El factor de sensibilidad se determina como la pendiente local de la curva de potencia medida:

$$c_{V,i} = \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \quad (D.20)$$

La incertidumbre estándar de la calibración del anemómetro se estima que es 0,2 m/s. La incertidumbre debida a las características operacionales del anemómetro se estima que es el 0,5 % de la velocidad del viento. La incertidumbre estándar de la distorsión de flujo de aire debida a efectos del montaje se estima que es el 1 % de la velocidad del viento, y la distorsión de flujo de aire debida al terreno se estima que es el 3 % de la velocidad del viento. Considerando un rango de la velocidad del viento de 30 m/s de un canal de medida, y una incertidumbre del equipo de adquisición de datos de un 0,1 % de este rango, la incertidumbre estándar para la velocidad del viento en cada intervalo es:

$$\begin{aligned} u_{V,i} &= \sqrt{(0,2 \text{ m/s})^2 + (0,5\% \cdot V_i [\text{m/s}])^2 + (1\% \cdot V_i [\text{m/s}])^2 + (3\% \cdot V_i [\text{m/s}])^2 + (0,1\% \cdot 30 \text{ m/s})^2} \\ &= \sqrt{(3,2\% \cdot V_i [\text{m/s}])^2 + (0,20 \text{ m/s})^2} \end{aligned} \quad (D.21)$$

Incertidumbres de la categoría B de la densidad del aire

La densidad del aire se deriva de las medidas de la temperatura y de la presión del aire.

ANTEPROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA

La medida de la temperatura debe incluir los siguientes componentes de incertidumbre:

- incertidumbre de la calibración del sensor de temperatura;
- incertidumbre debida a la imperfecta protección de radiación del sensor de temperatura (una mala protección del sensor incrementa la temperatura);
- incertidumbres debidas a efectos del montaje (variaciones del perfil vertical de temperatura del aire del día a la noche, influyen en la estimación de temperatura, si el sensor no está a la altura del cubo).

La incertidumbre estándar en la medida de la temperatura del aire para cada intervalo, $u_{T,i}$, puede ser expresada como:

$$u_{T,i} = \sqrt{u_{T1,i}^2 + u_{T2,i}^2 + u_{T3,i}^2 + u_{dT,i}^2} \quad (D.22)$$

en donde

- $u_{T1,i}$ es la incertidumbre de la calibración del sensor de temperatura en un intervalo i ;
- $u_{T2,i}$ es la incertidumbre debida a la protección de la radiación imperfecta del sensor de temperatura en un intervalo i ;
- $u_{T3,i}$ es la incertidumbre debida a efectos del montaje del sensor de temperatura en un intervalo i ;
- $u_{dT,i}$ son las incertidumbres en el sistema de adquisición de datos del canal de temperatura del aire en un intervalo i .

El factor de sensibilidad para las medidas de la temperatura del aire sobre el nivel del mar es estimado por:

$$c_{T,i} \approx \frac{P_i}{288,15} [kW / K] \quad (D.23)$$

Las medidas del sensor de presión del aire deben incluir primero un factor de corrección para corregir la presión del aire a la altura del cubo, si el sensor no es colocado a esa altura. Una incertidumbre debida a estas correcciones debe ser considerada, y la incertidumbre (calibración) del sensor de presión debe incluirse. La incertidumbre estándar en la medida de la presión del aire para cada intervalo, $u_{B,i}$, es:

$$u_{B,i} = \sqrt{u_{B1,i}^2 + u_{B2,i}^2 + u_{dB,i}^2} \quad (D.24)$$

en donde

- $u_{B1,i}$ es la incertidumbre de la calibración del sensor de presión del aire en un intervalo i ;
- $u_{B2,i}$ es la incertidumbre debida a efectos del montaje del sensor de presión del aire en un intervalo i ;
- $u_{dB,i}$ son las incertidumbres en el sistema de adquisición de datos del canal de presión del aire en un intervalo i .

ANTEPROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA

El factor de sensibilidad para la medida de la presión del aire sobre el nivel del mar es estimado por:

$$c_{B,i} \approx \frac{P_i}{1\ 013} [kW / hPa] \quad (D.25)$$

La incertidumbre debida a la humedad relativa puede ser significativa si la media de la temperatura del aire es alta. A nivel del mar y con una temperatura de 20 °C, la densidad varía un 1,2 % entre el 0 % y el 100 % de la humedad relativa. Ésta varía un 2 % y un 4 % a 30 °C y 40 °C, respectivamente. Es recomendable, entonces, medir la humedad relativa a altas temperaturas, para poder corregir según su valor. La influencia de la humedad relativa no está contemplada en este ejemplo.

La incertidumbre estándar del sensor de temperatura se supone como 0,5 °C. Se supone que la protección del sensor de temperatura produce una incertidumbre estándar de 2 °C. La incertidumbre estándar de los efectos debidos al montaje del sensor de temperatura, son dependientes de la distancia vertical a la altura del cubo. Por encima de 10 m se supone una incertidumbre estándar de 1/3 °C cada 10 m desde la altura del cubo, y si está montado por debajo de 10 m se supone una incertidumbre estándar adicional de 1 °C. Con el sensor a un nivel de 2 m del suelo, y una altura del cubo de 30 m, la incertidumbre estándar debida al montaje es 1,9 °C. Considerando un rango de temperatura de 40 °C en el canal de medida, y una incertidumbre del sistema de adquisición de datos del 0,1 % de este rango, la expresión de la incertidumbre estándar para la temperatura del aire en cada intervalo es:

$$u_{T,i} = \sqrt{(0,5\ K)^2 + (2,0\ K)^2 + (1,9\ K)^2 + (0,1\% \cdot 40\ K)^2} = 2,8\ K \quad (D.26)$$

Se estima que el sensor de presión tiene una incertidumbre estándar de 3,0 hPa. Se asume que la presión es corregida a la altura del cubo de acuerdo con la Norma ISO 2533 (que para una atmósfera normal y una diferencia de altura de 28 m entre el sensor y el cubo, es 3,4 hPa). La incertidumbre debida al despliegue se supone que es el 10 % de la corrección, que es 0,34 hPa. Considerando un rango de presión de 100 hPa en el canal de medida, y una incertidumbre del sistema de adquisición de datos del 0,1 % de este rango, la expresión de la incertidumbre estándar para la presión del aire es:

$$u_{B,i} = \sqrt{(3,0\ hPa)^2 + (0,34\ hPa)^2 + (0,1\% \cdot 100\ hPa)^2} = 3,0\ hPa \quad (D.27)$$

Incertidumbres de la categoría B combinadas

Las incertidumbres de la categoría B son combinadas en cada intervalo como:

$$\begin{aligned} u_i &= \sqrt{u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2} \\ &= \sqrt{(1,14\% \cdot P_i [kW])^2 + (6,3\ kW)^2 + c_{V,i}^2 (3,2\% \cdot V_i [m/s])^2 + (0,20\ m/s)^2} \end{aligned} \quad (D.28)$$

ANTEPROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA

Incertidumbre estándar combinada - Curva de potencia

Las incertidumbres estándar combinadas de cada intervalo de la curva de potencia son halladas combinando todas las incertidumbres de la categoría A y de la categoría B.

$$u_{c,i} = \sqrt{s_i^2 + u_i^2} = \sqrt{s_{P,i}^2 + u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2} \quad (\text{D.29})$$

$$= \sqrt{s_{P,i}^2 + (1,14\% \cdot P_i [\text{kW}])^2 + (6,3 \text{ kW})^2 + c_{V,i}^2 (3,2\% \cdot V_i [\text{m/s}])^2 + (0,20 \text{ m/s})^2}$$

Incertidumbre estándar combinada - Producción de energía

Las incertidumbres estándar combinadas de la *AEP* son halladas combinando individualmente las incertidumbres de la categoría A y de la categoría B por intervalos:

$$u_{AEP} = N_h \sqrt{\sum_{i=1}^N f_i^2 s_i^2 + \left(\sum_{i=1}^N f_i u_i\right)^2} \quad (\text{D.30})$$

$$= N_h \sqrt{\sum_{i=1}^N f_i^2 s_{P,i}^2 + \left(\sum_{i=1}^N f_i \sqrt{(1,14\% \cdot P_i [\text{kW}])^2 + (6,3 \text{ kW})^2 + c_{V,i}^2 (3,2\% \cdot V_i [\text{m/s}])^2 + (0,20 \text{ m/s})^2}\right)^2}$$

Tabla D.3. Factores de sensibilidad

Intervalo n° i	Curva de potencia		Factores de sensibilidad		
	Velocidad del viento V_i ms^{-1}	Potencia eléctrica P_i kW	Velocidad del viento $\alpha_{v,i}$ kW/ms^{-1}	Temperatura del aire $\alpha_{T,i}$ kW/K	Presión del aire $\alpha_{B,i}$ kW/hPa
1	1,59	-0,85	-1,71	0,00	0,00
2	2,02	-0,74	0,26	0,00	0,00
3	2,51	-0,81	-0,14	0,00	0,00
4	3,04	-0,50	0,57	0,00	0,00
5	3,53	-0,67	-0,33	0,00	0,00
6	4,04	0,16	1,60	0,00	0,00
7	4,55	7,32	14,15	0,03	0,01
8	4,99	25,89	41,94	0,09	0,03
9	5,54	61,43	64,60	0,21	0,06
10	6,00	93,16	68,84	0,32	0,09
11	6,47	129,78	79,25	0,45	0,13
12	6,97	174,46	88,47	0,61	0,17
13	7,53	231,77	103,46	0,80	0,23
14	8,02	283,63	103,93	0,98	0,28
15	8,51	339,55	113,87	1,18	0,34
16	9,00	387,22	98,50	1,34	0,38
17	9,51	445,98	115,67	1,55	0,44
18	9,99	504,41	120,47	1,75	0,50
19	10,50	565,17	119,84	1,96	0,56
20	11,01	620,67	107,78	2,15	0,61
21	11,50	680,87	124,37	2,36	0,67
22	12,02	731,22	96,45	2,54	0,72
23	12,46	770,77	89,68	2,67	0,76
24	13,03	820,11	86,27	2,85	0,81
25	13,53	850,86	62,13	2,95	0,84
26	13,99	884,94	73,13	3,07	0,87
27	14,47	923,82	81,68	3,21	0,91
28	14,98	940,46	32,89	3,26	0,93
29	15,49	956,59	31,44	3,32	0,94
30	15,92	972,27	36,74	3,37	0,96
31	16,50	990,54	31,49	3,44	0,98
32	16,93	994,74	9,75	3,45	0,98
33	17,45	987,43	-14,09	3,43	0,97
34	18,01	976,59	-19,21	3,39	0,96
35	18,61	980,11	7,07	3,40	0,97
36	18,91	984,33	10,51	3,42	0,97
37	19,50	954,56	-50,46	3,31	0,94
38	20,01	975,12	40,31	3,38	0,96
39	20,53	934,42	-78,58	3,24	0,92
40	20,97	952,60	40,87	3,31	0,94

Tabla D.4. Incertidumbre de la categoría B

Intervalo n° i	Potencia eléctrica $u_{P,i}$ kW	Velocidad de] viento		Temperatura del aire		Presión del aire	
		$u_{V,i}$ ms ⁻¹	$\alpha_{V,i} \times u_{V,i}$ kW	$u_{T,i}$ K	$\alpha_{T,i} \times u_{T,i}$ kW	$u_{B,i}$ hPa	$\alpha_{B,i} \times u_{B,i}$ kW
1	6,30	0,21	-0,35	2,80	-0,01	3,00	0,00
2	6,30	0,21	0,06	2,80	-0,01	3,00	0,00
3	6,30	0,22	-0,03	2,80	-0,01	3,00	0,00
4	6,30	0,22	0,13	2,80	0,00	3,00	0,00
5	6,30	0,23	-0,08	2,80	-0,01	3,00	0,00
6	6,30	0,24	0,38	2,80	0,00	3,00	0,00
7	6,30	0,25	3,50	2,80	0,07	3,00	0,02
8	6,30	0,26	10,74	2,80	0,25	3,00	0,08
9	6,31	0,27	17,27	2,80	0,60	3,00	0,18
10	6,32	0,28	19,09	2,80	0,91	3,00	0,28
11	6,34	0,29	22,81	2,80	1,26	3,00	0,38
12	6,36	0,30	26,51	2,80	1,70	3,00	0,52
13	6,41	0,31	32,39	2,80	2,25	3,00	0,69
14	6,47	0,33	33,83	2,80	2,76	3,00	0,84
15	6,54	0,34	38,49	2,80	3,30	3,00	1,01
16	6,61	0,35	34,54	2,80	3,76	3,00	1,15
17	6,71	0,36	42,11	2,80	4,33	3,00	1,32
18	6,82	0,38	45,43	2,80	4,90	3,00	1,49
19	6,95	0,39	46,86	2,80	5,49	3,00	1,67
20	7,08	0,41	43,68	2,80	6,03	3,00	1,84
21	7,23	0,42	52,08	2,80	6,62	3,00	2,02
22	7,36	0,43	41,81	2,80	7,11	3,00	2,17
23	7,47	0,45	40,01	2,80	7,49	3,00	2,28
24	7,61	0,46	39,90	2,80	7,97	3,00	2,43
25	7,70	0,48	29,63	2,80	8,27	3,00	2,52
26	7,80	0,49	35,86	2,80	8,60	3,00	2,62
27	7,92	0,50	41,20	2,80	8,98	3,00	2,74
28	7,98	0,52	17,08	2,80	9,14	3,00	2,79
29	8,03	0,53	16,80	2,80	9,30	3,00	2,83
30	8,08	0,55	20,10	2,80	9,45	3,00	2,88
31	8,14	0,56	17,77	2,80	9,63	3,00	2,93
32	8,15	0,58	5,63	2,80	9,67	3,00	2,95
33	8,13	0,59	-8,36	2,80	9,59	3,00	2,92
34	8,09	0,61	-11,72	2,80	9,49	3,00	2,89
35	8,10	0,63	4,42	2,80	9,52	3,00	2,90
36	8,12	0,64	6,70	2,80	9,56	3,00	2,92
37	8,02	0,66	-33,06	2,80	9,28	3,00	2,83
38	8,09	0,87	27,04	2,80	9,48	3,00	2,89
39	7,96	0,69	-53,95	2,80	9,08	3,00	2,77
40	8,01	0,70	28,62	2,80	9,26	3,00	2,82

ANEXO E
(Informativo)

BIBLIOGRAFÍA

Las siguientes normas pueden ser relevantes cuando se use esta norma:

IEC 61400-1:1994 - Aerogeneradores. Parte 1: Requisitos de seguridad.

IEC 61400-2:1996 - Aerogeneradores. Parte 2: Seguridad de los aerogeneradores pequeños.

DOCUMENTO DE REFERENCIA

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMISIÓN. Wind Turbine Generator Systems - Part 12: Wind Turbine Power Performance Testing. Geneve: IEC, 1998, 44p. (IEC 61400-12)