

RUIDO DE GENERADORES EÓLICOS: ANÁLISIS Y APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE MEDICIÓN SEGÚN NORMATIVA VIGENTE

CHRISTIAN A. HENIN^{1,2}, GINO IANNACE², LUIGI MAFFEI², IGNACIO E. ROGGIO^{1,2} Y GERMAN A. MIRETTI^{1,2}

¹Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Córdoba, Centro de Investigación y Transferencia en Acústica, Córdoba, Argentina.
christianhenin@gmail.com

²Seconda Università degli Studi di Napoli, Facoltà di Architettura, Centro Interdipartimentale per il Controllo dell'Ambiente Costruito RiAS, Aversa, Italia.
gino.iannace@unina2.it
luigi.maffei@unina2.it

Resumen – En los últimos años, el desarrollo de las energías renovables ha sufrido un crecimiento potencial a nivel mundial, siendo la eólica la más utilizada y difundida. Argentina es uno de los países con mayor potencial eólico del planeta, por ello es de esperar un crecimiento en este campo mediante la instalación de nuevos parques eólicos que complementen a los ya existentes.

Una de las problemáticas ligadas a los generadores eólicos es el impacto acústico derivado del ruido que producen. En este artículo se analiza la norma internacional IEC 61400-11 que describe las técnicas de medición de ruido para generadores eólicos y se presentan mediciones realizadas en parques eólicos instalados en la región de Campania (Italia).

Abstract – In the last years, the development of renewable energy has undergone a worldwide potential growth. In this sense, the eolics are the most used and disseminated. Argentina is one of the countries with the highest wind potential of the planet. Therefore, it is expected a big increase in this area through the installation of new wind farms to complement existing ones.

One of the problems linked to the wind generators is the noise impact due to the noise produced by them. The aim of this paper is to analyze the international standard IEC 61400-11 which describes the noise measurement techniques for wind generators and to show measurements made in wind farms installed in the region of Campania (Italy) that provide support for future considerations.

1. INTRODUCCIÓN

La energía eólica es actualmente, una de las energías renovables más difundidas y preferidas en el mundo. La capacidad de producción de este tipo de energía a nivel global en el 2009 alcanzó los 159.213MW y presentó una tasa de crecimiento del 31.7%, la más alta desde el 2001. Esta capacidad representa el 2% del consumo global de energía y se estima que una capacidad superior a los 200.000MW esté instalada a fines del 2010 y a los 1.900.000MW para el 2020 [1]. A su vez, Latinoamérica mostró un crecimiento alentador, duplicando su capacidad principalmente gracias a Brasil y México.

Argentina cuenta con muy buen potencial de producción de energía eólica en diferentes regiones, teniendo actualmente una capacidad de producción de solo 30MW, distribuida en 15 parques eólicos. El desarrollo de la energía eólica constituye una de las

prioridades del país en materia de fuentes renovables de energía y se ve reflejado por las políticas actuales del Gobierno Nacional a través de la sanción de diversas leyes. Estas son: Ley Nacional N° 25.019 sobre "Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar"; Ley Nacional N° 26.190 "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica"; y el programa GENREN. Este programa consiste en la licitación de 1.000 MW para generar energía proveniente de fuentes renovables. El gobierno recibió ofertas por 1.496 MW de los cuales más de 1.000 MW correspondieron a energía eólica. Finalmente se adjudicaron 895 MW de los cuales 754 MW conciernen a generación eólica distribuidos en 17 proyectos en las provincias de Buenos Aires, Chubut y Santa Cruz [2]. A su vez Argentina es el único país de Latinoamérica en el que hay fabricantes locales de aerogeneradores. Existen tres desarrolladores de

aerogeneradores de potencia. Las empresas eólicas son IMPSA Wind, NRG Patagonia e INVAP.

Debido al incremento del uso de generadores eólicos en la Argentina como fuente renovable de energía, este trabajo tiene por objetivo analizar la normativa internacional pertinente para la medición y evaluación del ruido producido por los generadores eólicos y su impacto acústico.

Se comienza con una breve descripción de los principales componentes, funcionamiento y fuentes de ruido de un Aerogenerador. A continuación se analiza la norma internacional IEC 61400-11, que tiene como objetivo proporcionar una metodología uniforme que asegurará la consistencia y precisión en la medición y el análisis de las emisiones acústicas por generadores eólicos. Esta norma proporciona un lineamiento para la medición, análisis y notificación de las emisiones acústicas complejas de los mismos (aerogeneradores). Seguidamente, se muestra los resultados de la medición efectuada en el parque eólico ubicado en Foiano di Val Fortore.

2. COMPONENTES DEL GENERADOR EÓLICO Y SU PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

2.1 Componentes

El aerogenerador está compuesto principalmente por el rotor, la góndola (nacela) y la torre como se muestra en la Fig. 1.

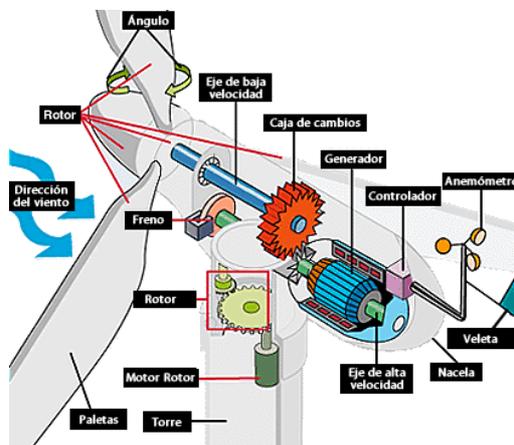


Figura 1: Componentes de un aerogenerador.

El rotor, compuesto por las palas y el buje, está situado al frente de la torre y la góndola en la mayoría de generadores eólicos modernos. Esto se debe a que la corriente de aire tras la torre es muy irregular y turbulenta. Los rotores se diseñan para transformar la energía cinética del viento en un momento de torsión en el eje del equipo. Los rotores modernos pueden llegar a tener un diámetro de 42 a 80 metros y producir potencias equivalentes de varios MW. La velocidad de rotación está normalmente limitada por

la velocidad de punta de pala, cuyo límite actual se establece por criterios acústicos. Para la fabricación del rotor se utiliza la tecnología ya conocida en los aviones y helicópteros además de tener algunas innovaciones propias más avanzadas, ya que los aerogeneradores trabajan en un entorno ciertamente muy diferente, con cambios en las velocidades y en las direcciones del viento.

La torre sitúa el generador a una mayor altura, donde los vientos son de mayor intensidad además de permitir el giro de las palas.

Dentro de la góndola se encuentran los dispositivos necesarios para la generación de energía, caja de cambios (multiplicador), control electrónico, freno, sistema de enfriamiento, etc. El sistema de control se hace cargo del funcionamiento seguro y eficiente del equipo, controla la orientación de la góndola, la posición de las palas y la potencia total entregada por el equipo. Asimismo, es necesario un sistema de control de las velocidades de rotación para que, en caso de vientos excesivamente fuertes que podrían poner en peligro la instalación, haga girar a las palas del rotor de tal forma que éstas presenten la mínima oposición al viento, con lo que el rotor se detendría. El mecanismo de orientación de un aerogenerador es utilizado para girar el rotor de la turbina y así obtener el máximo rendimiento o para protegerlo ante vientos peligrosos.

La caja de engranajes o multiplicadora transforma la baja velocidad del eje del rotor en alta velocidad de rotación en el eje del generador eléctrico.

Los aerogeneradores que se instalarán en nuestro país (La Rioja, Chubut) son diseños argentinos. Se caracterizan por ser generadores sincrónicos de imanes permanentes que eliminan gran parte de los componentes móviles del equipo, al no requerir caja multiplicadora. Ello reduce la cantidad de componentes individuales rotantes, disminuyendo los tiempos de paradas forzadas, lo que permitiría aumentar la eficiencia, aportar más cantidad de energía y disminuir el ruido mecánico que produce.

2.2 Funcionamiento

Un aerogenerador es un generador eléctrico movido por el rotor y accionado por el viento. La energía eólica o en realidad la energía cinética del aire en movimiento, proporciona energía mecánica al rotor que, a través de un sistema de transmisión mecánico, hace girar al generador eléctrico que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento.

Existen diferentes tipos de generadores eólicos, dependiendo de su potencia, la disposición de su eje de rotación, el tipo de generador, etc.

Los aerogeneradores pueden trabajar de manera aislada o agrupados en parques eólicos o plantas de generación eólica, distanciados unos de otros, en

función del impacto ambiental y de las turbulencias generadas por el movimiento de las palas [3].

En general, los aerogeneradores se diseñan para trabajar con velocidades del viento que varían entre 3 y 25m/s de promedio. La primera es la llamada velocidad de conexión y la segunda la velocidad de corte. Básicamente, el aerogenerador comienza a producir energía eléctrica cuando la velocidad del viento supera la velocidad de conexión y, a medida que la velocidad del viento aumenta, la potencia generada es mayor, siguiendo la llamada curva de potencia.

La regulación de la potencia viene determinada por el paso variable de las palas y por la regulación de la velocidad del generador controlado electrónicamente. A bajas velocidades la pala es orientada de forma que presenta una gran superficie vista en dirección al viento dominante. A medida que la velocidad del viento aumenta, esta superficie se reduce cambiando el ángulo de orientación de las palas. Si la velocidad del viento supera los 25m/s, las palas se giran totalmente para ofrecer la menor resistencia posible al viento y dejan de girar como medida de seguridad.

3. FUENTES DE RUIDO DE LOS GENERADORES EÓLICOS

Las emisiones sonoras en aerogeneradores pueden tener dos orígenes diferentes: el ruido mecánico y el ruido aerodinámico.

3.1 Ruido mecánico

El ruido mecánico se genera principalmente por la caja de cambios, aunque también se puede producir por otros dispositivos como por ejemplo el generador propiamente dicho [4]. El ruido mecánico tiene una energía dominante en las frecuencias por debajo de 1.000Hz y puede contener componentes de tono discreto. No obstante, el ruido y los tonos se pueden reducir de manera eficiente [5]. En los generadores instalados durante los últimos 10 años, los fabricantes han sido capaces de disminuir el ruido mecánico a un nivel inferior al ruido aerodinámico. Esto se debe también al hecho de que el tamaño de las turbinas se ha incrementado y el ruido mecánico no aumenta tan raudamente con las dimensiones del aerogenerador como lo hace el ruido aerodinámico.

3.2 Ruido aerodinámico

El ruido aerodinámico es típicamente la parte dominante de ruido del generador eólico en la actualidad. Contiene un ruido de banda ancha y una modulación de amplitud. El ruido se origina principalmente por el flujo de aire alrededor de la parte exterior de las palas [4]. Existe una fuerte relación entre la velocidad del viento y el ruido que producen las palas. A medida que aumenta la velocidad aumenta el ruido. A su vez, está directamente vinculado a la producción de energía,

por lo tanto es inevitable su existencia, a pesar de que se podría reducir en cierta medida modificando el diseño de las palas [5].

4. MÉTODO DE MEDICIÓN: NORMA IEC 61400-11

Esta parte de la norma IEC 61400 [6] presenta los procedimientos de medición que permiten caracterizar las emisiones de ruido de una turbina eólica. Esto implica el uso de métodos de medición adecuados a la evaluación de emisión de ruido en los lugares cerca de la máquina, a fin de evitar errores debidos a la propagación del sonido, pero lo suficientemente lejos para considerar el tamaño de la fuente como finita.

Los procedimientos de los métodos presentados por la norma, permiten caracterizar las emisiones de ruido de un único aerogenerador de una manera coherente y precisa.

4.1 Resumen del método

La norma IEC 61400 define los procedimientos que se utilizan en la medición, análisis y reportes de las emisiones acústicas de un generador eólico. Estos procedimientos garantizan la precisión y la coherencia de las mediciones acústicas y no-acústicas.

La aplicación del método descrito en la norma proporciona los niveles de potencia acústica aparente ponderados en A, espectros, y tonalidad a valores enteros de velocidades del viento entre 6 y 10m/s de cada aerogenerador.

Las mediciones se realizan en lugares cercanos a la turbina con el fin de minimizar la influencia de los efectos del terreno, las condiciones atmosféricas o el ruido provocado por el viento. Para tener en cuenta el tamaño del generador eólico que se está probando, se utiliza una distancia de referencia basada en las dimensiones del generador.

Se realizan mediciones con un micrófono en una placa colocada en el suelo, para reducir el ruido generado en el micrófono por el viento y minimizar la influencia de los diferentes tipos de suelo.

Las mediciones de los niveles de presión sonora y velocidades del viento se realizan simultáneamente durante cortos períodos de tiempo y sobre una amplia gama de velocidades del viento. Las velocidades del viento medidas se convierten en velocidades del viento correspondientes a una altura de referencia de 10 metros y una longitud de rugosidad de referencia de 0,05m. El término longitud de rugosidad es la distancia sobre el nivel del suelo a la que teóricamente la velocidad del viento debería ser nula [7]. Los niveles sonoros estandarizados son determinados a velocidades del viento de 6, 7, 8, 9 y 10m/s y utilizados para el cálculo de los niveles de potencia acústica aparente ponderados en A.

La directividad del viento se determina comparando los niveles de presión sonora ponderada en A, en tres posiciones adicionales alrededor de la

turbina, con aquellos medidos en la posición definida como referencia.

4.2 Micrófono con placa de medición y protector de viento

El micrófono se montará en el centro de una placa dura y plana con el diafragma del micrófono en el plano perpendicular a la placa y con el eje del micrófono apuntando hacia la turbina de viento, como en las Figuras 2 y 3. La placa deberá ser circular con un diámetro de por lo menos 1m y compuesta de madera dura (contrachapado, terciado, aglomerado) con un espesor de por lo menos 12mm o de metal con un espesor de al menos 2,5mm.

El protector de viento, para ser usado con el micrófono montado en el suelo, estará compuesto de un protector primario y en caso necesario, un secundario. El protector de viento principal consistirá en una mitad de una esfera de espuma poliuretánica porosa con un diámetro de aproximadamente 90mm, que se centra en el diafragma del micrófono, como en la Figura 2b.

El protector de viento secundario puede ser utilizado cuando es necesario obtener una adecuada relación señal ruido a bajas frecuencias con fuertes vientos.

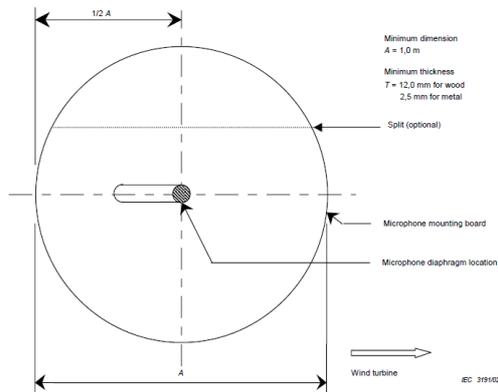


Figura 2a: Montaje del micrófono – Vista en planta.

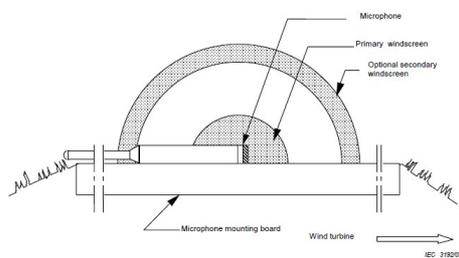


Figura 2b: Montaje del micrófono – Sección transversal.



Figura 3: Imagen del micrófono y la placa.

4.3 Posición de mediciones

4.3.1 Posición de mediciones acústicas

Se utilizará una posición y opcionalmente otras 3 para ubicar el micrófono. Las cuatro posiciones deberán estar dispuestas según un patrón estándar de medición con respecto al eje vertical de la torre de la turbina de viento, como se indica en la vista en planta en la Figura 4. La posición de medición requerida a favor del viento es identificada como la posición de referencia, como se muestra en la Figura 4. La dirección de las posiciones deberá tener una precisión de $\pm 15^\circ$ relativa a la dirección del viento en el momento de la medición. La distancia horizontal R_0 desde la línea central vertical de la torre de la turbina de viento a cada posición del micrófono deberá ser como se representa también en la Figura 4, con una tolerancia del 20% y se medirá con una precisión de $\pm 2\%$.

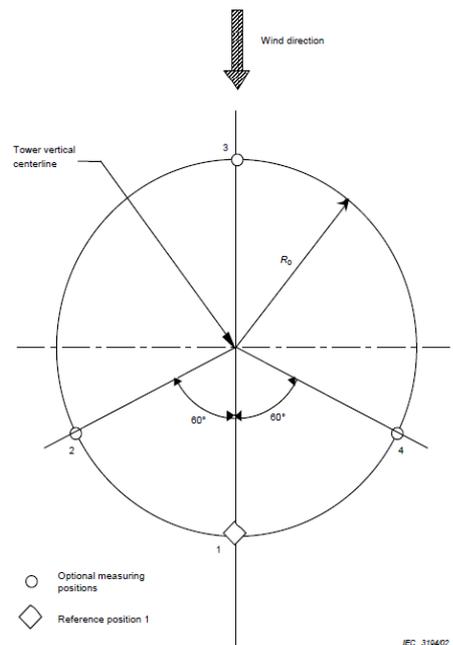


Figura 4: Patrón estándar de medición para las posiciones del micrófono – vista en planta.

En la Figura 5a se muestra la distancia de referencia R_0 para los generadores de eje horizontal dada por:

$$R_0 = H + \frac{D}{2}$$

(1)

Donde

H es la distancia vertical desde el nivel del suelo hasta el centro del rotor.

D es el diámetro del rotor.

En la Figura 5b se muestra la distancia de referencia R_0 para los generadores de eje vertical dada por:

$$R_0 = H + D$$

(2)

Donde

H es la distancia vertical desde el nivel del suelo hasta el plano ecuatorial del rotor.

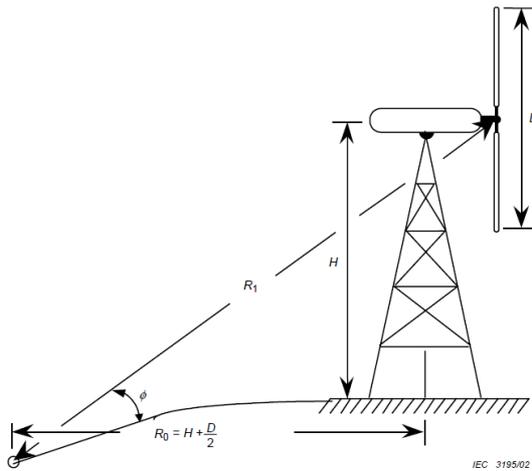


Figura 5a: Generador de eje horizontal.

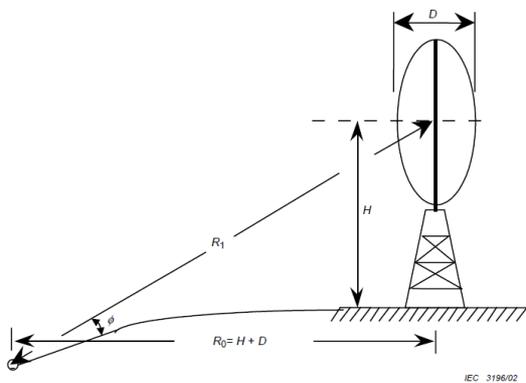


Figura 5b: Generador de eje vertical.

El ángulo de inclinación ϕ , como se ve en la Figura 4, deberá estar comprendido entre 25° y 40° . Esto puede requerir un ajuste de la posición dentro de las tolerancias establecidas anteriormente.

4.3.2 Posición de la medición de dirección y velocidad del viento

El anemómetro y transductor de la dirección del viento se montarán a una altura comprendida entre 10m y el centro del rotor de la turbina en dirección contraria al viento como se especifica en la Figura 6. Los transductores se colocarán a una distancia entre $2D$ y $4D$ desde el eje vertical del generador. La región permitida para su ubicación se encuentra en la Figura 7.

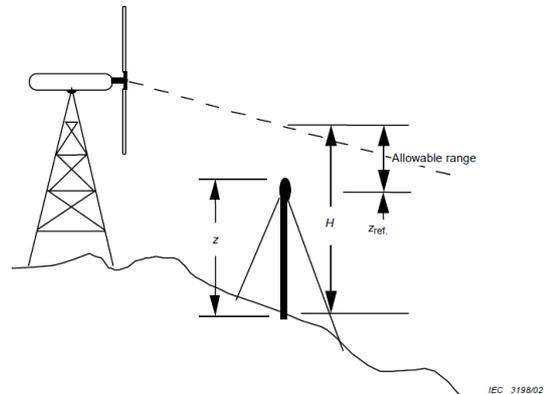


Figura 6: Rango permitido para la altura del anemómetro.

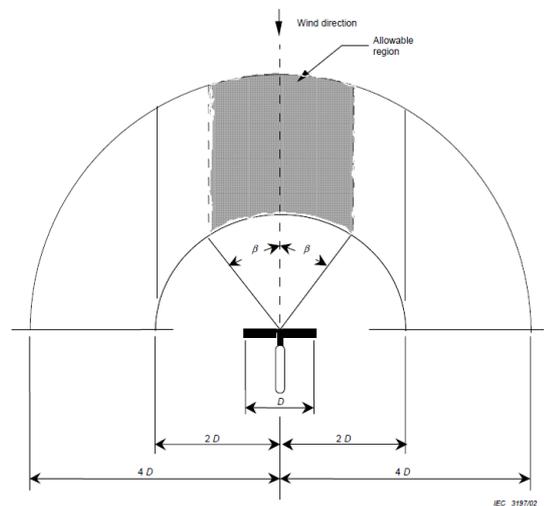


Figura 7: Región admisible para la posición del anemómetro.

Durante el curso de las mediciones, el anemómetro no podrá estar dentro de cualquier porción de estela de rotor de alguna turbina eólica o de otro tipo de estructura. La estela de una turbina de viento, se considerará que se extiende a 10 diámetros de rotor a favor del viento.

4.4 Mediciones acústicas

Las mediciones acústicas permitirán determinar la emisión de ruido del generador eólico en las velocidades de 6, 7, 8, 9 y 10 m/s. Se obtendrá:

- El nivel de potencia acústica aparente;
- Los niveles por bandas de tercio de octava;
- La tonalidad;

Mediciones opcionales pueden incluir directividad, infrasonido, ruido de baja frecuencia e impulsividad. Cabe destacar que las mediciones acústicas que se detallan a continuación se realizarán dentro de la posición definida como referencia.

4.4.1 Nivel de presión sonora ponderado en A

El nivel de presión sonora continuo equivalente ponderado en A del ruido de la turbina de viento se medirá en la posición de referencia por una serie de al menos 30 mediciones simultáneas con las mediciones de la velocidad del viento. Cada medición se integrará en un período de no menos de 1 minuto. Al menos tres mediciones deberán estar dentro de $\pm 0,5$ m/s alrededor de cada valor entero de velocidad del viento (6, 7, 8, 9 y 10m/s).

Para el ruido ambiente de fondo se efectuarán al menos, 30 mediciones en total, cubriendo los rangos correspondientes de velocidad del viento como en el caso anterior.

4.4.2 Mediciones por banda de tercio de octava

El espectro por banda de tercio de octava del ruido de la turbina de viento en la posición de referencia se determinará como el promedio de energía de al menos tres espectros, cada uno medido durante 1 minuto como mínimo para cada valor entero de velocidad del viento. Se medirán, por lo menos, bandas de tercio de octava con frecuencias centrales de 50Hz a 10kHz, inclusive.

Las mediciones de ruido ambiente de fondo con la turbina de viento detenida deberán cumplir los mismos requisitos.

4.4.3 Mediciones de banda angosta

Para cada valor entero de velocidad del viento, son requeridos al menos dos minutos de ruido de la turbina de viento y de ruido ambiente de fondo. Estos dos minutos deberán ser lo más cercanos posible a las velocidades de viento entero.

4.5 Mediciones no acústicas

La determinación de la velocidad del viento se puede obtener a partir de la salida eléctrica y la curva de potencia del aerogenerador o por medio de un anemómetro.

4.5.1 Determinación de la velocidad del viento a partir de la salida eléctrica y la curva de potencia

Para la mayoría de los generadores eólicos, la velocidad del viento puede determinarse a partir de la potencia eléctrica. La correlación entre el nivel sonoro medido y la potencia eléctrica medida es muy alta hasta arribar al punto de máxima potencia del generador.

La velocidad del viento se obtendrá a partir de mediciones de la potencia eléctrica producida utilizando la curva de potencia versus velocidad del viento, preferiblemente medida según la norma IEC 61400-12 y preferentemente de la misma turbina o en su defecto, por el mismo tipo de aerogenerador con los mismos componentes y ajustes. La curva de potencia proporciona la relación entre la velocidad del viento a la altura del rotor y la energía eléctrica que produce la turbina, la cual se calcula como energía eléctrica media durante el mismo período que las mediciones de ruido.

El uso de las mediciones de energía y la curva de potencia de un aerogenerador es el método preferido para la determinación de la velocidad del viento, siempre que el aerogenerador opere por debajo del punto de máxima potencia durante la serie de mediciones de ruido. Sin embargo, se debe tener en cuenta que durante las mediciones de ruido ambiente de fondo, la velocidad del viento deberá medirse con un anemómetro a una altura de al menos 10m.

4.5.2 Determinación de la velocidad del viento con un anemómetro

Se utilizará un anemómetro para medir la velocidad del viento. Los resultados de las mediciones de velocidad del viento se ajustan a una altura de 10 metros y a una longitud de rugosidad de referencia como se describe en la ecuación (3).

También será adecuado realizar mediciones con un anemómetro a una altura entre 10m y la altura del rotor durante las mediciones de ruido ambiente de fondo, cuando la turbina eólica se encuentra inmovilizada.

Los datos de velocidad del viento serán recogidos y promediados aritméticamente durante el mismo período que las mediciones acústicas.

4.5.3 Dirección del viento

La dirección del viento se observará desde un transductor de dirección del viento para garantizar que los lugares de medición se mantienen dentro de los 15° en acimut respecto a la posición de la góndola en contra al viento, y para medir la posición del anemómetro. La dirección del viento se calculará como la media durante el mismo período que las mediciones de ruido.

4.5.4 Otras condiciones atmosféricas

La temperatura del aire y la presión se medirán y registrarán por lo menos cada 2h.

4.6 Procedimientos de reducción de datos

4.6.1 Velocidad del viento

Las velocidades del viento medidas a una altura Z o determinadas por las mediciones de potencia eléctrica a una altura de centro del rotor H , se corregirán a la velocidad del viento V_S para las condiciones de referencia asumiendo los perfiles de viento en la ecuación (3):

$$V_S = V_Z \left[\frac{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_{0ref}}\right) \ln\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H}{z_{0ref}}\right) \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \right] \quad (3)$$

Donde

- Z_{0ref} es la longitud de rugosidad de referencia de 0,05m;
- Z_0 es la longitud de rugosidad;
- H es la altura del centro de rotor;
- Z_{ref} es la altura de referencia, 10m;
- Z es la altura del anemómetro.

La ecuación (3) utiliza los siguientes principios:

- La corrección para la altura de medición Z a la altura del centro de rotor H utiliza un perfil de viento logarítmico con una longitud de rugosidad del lugar Z_0 para explicar las condiciones del sitio real.
- La corrección de la altura de centro de rotor H a condiciones de referencia utiliza un perfil de viento logarítmico con una longitud de rugosidad de referencia Z_{0ref} . Esto describe la característica del ruido independientemente del terreno.

La longitud de rugosidad Z_0 puede ser calculada a partir de mediciones de la velocidad del viento a varias alturas o estimada de acuerdo a la Tabla 1.

Tipo de terreno	Longitud de rugosidad Z_0
Agua, nieve o superficies de arena	0,0001m
Tierra abierta, plana, césped cortado, suelo desnudo	0,01m
Tierras de sembrado con alguna vegetación	0,05m
Barrios, ciudades, bosques, muchos árboles y arbustos	0,3m

Tabla 1: Longitud de rugosidad.

4.6.2 Correcciones debidas al ruido ambiente de fondo

Todos los niveles de presión sonora medidos se corregirán por la influencia del ruido ambiente de fondo. Para los niveles L_{eq} de ruido de fondo que son 6

dB o más por debajo del nivel combinado de la turbina eólica y el ruido de fondo, se puede obtener el valor corregido mediante la ecuación (4):

$$L_S = 10 \log \left[10^{(0,1L_{s+n})} - 10^{(0,1L_n)} \right] \quad (4)$$

Donde

- L_S es el L_{eq} , en dB, solo de una turbina eólica funcionando.
- L_{s+n} es el L_{eq} , en dB, de la turbina de viento más el ruido ambiente de fondo.
- L_n es el L_{eq} del ruido ambiente de fondo, en dB.

Si el L_{eq} de la turbina eólica más ruido de fondo, L_{s+n} , es menor que 6dB pero superior a 3dB al nivel de fondo, L_{s+n} es corregido restando 1,3dB, pero los datos corregidos estarán marcados con un asterisco, "*". Estos datos no se utilizarán para la determinación del nivel de potencia acústica aparente o directividad. Si la diferencia es inferior a 3dB, no se informarán estos puntos de datos, pero deberá ser informado de que el ruido de la turbina de viento era menor que el ruido de fondo.

4.6.3 Nivel de potencia acústica aparente

Se efectuará un análisis de regresión de segundo orden con los 30 o más pares de datos de nivel de presión sonora continuo equivalente y de velocidad del viento en la posición de referencia, cubriendo todos los datos.

De este análisis, se determinará el valor de $L_{Aeq,k}$ a cada valor entero de velocidad del viento desde 6m/s a 10m/s. Los $L_{Aeq,k}$ son los valores de la regresión de segundo orden situados en la parte entera de la velocidad del viento.

Se efectuará un análisis de regresión similar con los 30 datos o más pares de las mediciones de ruido ambiente de fondo. El valor de $L_{Aeq,k}$ se corregirá para el ruido ambiente de fondo a los valores enteros de velocidades del viento y se identificarán como $L_{Aeq,c,k}$.

El nivel de potencia acústica aparente $L_{WA,k}$ se calcula a partir del nivel de presión sonora corregido, $L_{Aeq,c,k}$ en la posición de referencia mediante la ecuación (5):

$$L_{WA,k} = L_{Aeq,c,k} - 6 + 10 \log \left[\frac{4\pi R_1^2}{S_0} \right] \quad (5)$$

Donde

- $L_{Aeq,c,k}$ es el L_{Aeq} corregido a los valores enteros de velocidades del viento y en condiciones de referencia.

R_l es la distancia en metros desde el centro del rotor al micrófono.

S_0 es un área de referencia, $S_0 = 1\text{m}^2$.

4.6.4 Niveles por banda de tercio de octava

Los niveles por banda de tercio de octava del ruido de los generadores eólicos se corregirán con los correspondientes niveles por tercio de octava del ruido ambiente de fondo.

4.6.5 Tonalidad

La presencia de tonos en el ruido a diferentes velocidades del viento se determinará en base al análisis de banda angosta.

El análisis tonal abarcará el mismo rango de velocidades del viento que la medición de nivel de potencia acústica. Para cada intervalo de velocidad, se analizarán dos períodos de un minuto que se encuentren más cercanos al valor entero de velocidad del viento.

Las dos mediciones de un minuto se dividirán en 12 períodos de diez segundos, desde el cual se obtienen los 12 espectros de banda estrecha de energía promediada mediante la ventana Hanning.

Por cada espectro promedió de energía de 10 segundos, $j = 1$ a 12, en cada valor entero de velocidad del viento, $k = 6, 7, 8, 9, 10$:

- Se determinará el nivel de presión sonora de los tonos, $L_{pt,j,k}$.
- Se determinará el nivel de presión sonora del ruido de enmascaramiento $L_{pn,j,k}$ en la banda crítica alrededor del tono.
- Se calculará la tonalidad $\Delta L_{m,j,k}$, que es la diferencia entre el nivel de presión sonora del tono y el nivel de ruido de enmascaramiento.

La tonalidad general, ΔL_k , se determina como el promedio de energía de los 12 $\Delta L_{m,j,k}$ individuales.

El ancho de banda de una banda crítica (BW_C) se determinará por la ecuación (6):

$$BW_C = 25 + 75 \left(1 + 1,4 \left[\frac{f_C}{1000} \right]^2 \right)^{0,69} \quad (6)$$

Se necesita una identificación preliminar de tonos para la clasificación de las líneas del espectro.

El procedimiento siguiente se utiliza para identificar posibles tonos:

- Encontrar máximos locales en el espectro;
- Calcular la energía promedio en el centro de la banda crítica en cada máximo local, no incluyendo la línea del máxima local y las dos líneas adyacentes;
- Si el máximo local es de más de 6 dB por encima del promedio del nivel de ruido de enmascaramiento, entonces es un posible tono.

El nivel de presión sonora del tono $L_{pt,j,k}$, se determina por la suma de la energía de todas las líneas espectrales identificadas como tonos dentro de la

banda crítica. Cuando se trata de dos o más líneas adyacentes, se aplica una corrección al utilizar la ventana Hanning.

Se efectuará un espectro de banda estrecha de 2 minutos del ruido de fondo utilizando las dos mediciones de 1 minuto más cercanas a la velocidad del viento entero. Para la comparación con el correspondiente análisis de ruido de la turbina de viento, deberá garantizarse que los tonos no se originan desde el ruido ambiente de fondo. $L_{pn,avg,j,k}$ se corregirá acorde a la ecuación (4), con el nivel de ruido de fondo en la misma banda crítica y el mismo valor entero de velocidad del viento como se utiliza durante el análisis tonal. El nivel de ruido ambiente de fondo se calcula a partir de la suma de la energía de todas las líneas en la banda crítica. El nivel de ruido de fondo deberá ser menor al menos 6 dB que el ruido de la turbina de viento en las bandas críticas pertinentes. Si este no es el caso, se deberá dejar constatado que el ruido de enmascaramiento está influenciado por el ruido de fondo.

La tonalidad se determinará mediante la diferencia entre el nivel del tono $L_{pt,j,k}$ y el nivel de la máscara de ruido en la banda crítica correspondiente y viene dado por la ecuación (7):

$$\Delta L_{m,j,k} = L_{pt,j,k} - L_{pn,j,k} \quad (7)$$

ΔL_k es la energía promedio de los 12 $\Delta L_{m,j,k}$ donde $k = 6, 7, 8, 9, 10$ son los intervalos de la velocidad del viento.

4.6.6 Audibilidad

Para cada valor de ΔL_k , se deberá aplicar una corrección dependiente de la frecuencia para compensar la respuesta del oído humano a tonos de diferente frecuencia.

La “audibilidad tonal”, $\Delta L_{a,k}$, se define como:

$$L_{a,k} = \Delta L_k - L_a \quad (8)$$

L_a es el criterio de audibilidad dependiente de la frecuencia, definido como:

$$L_a = -2 - \log \left[1 + \left(\frac{f}{502} \right)^{2,5} \right] \quad (9)$$

Donde f es la frecuencia del tono, en Hz.

Esta curva de criterio ha sido determinada a partir pruebas de escucha y refleja la respuesta subjetiva de un sujeto de escucha 'normal' a tonos invariantes en el tiempo de diferentes frecuencias.

Un valor correspondiente de $\Delta L_{a,k}$ deberá calcularse para cada valor de ΔL_k . Para valores de audibilidad tonal que cumplen la condición:

$$\Delta L_{a,k} \geq -3 \text{ dB} \quad (10)$$

Los valores $\Delta L_{a,k}$ deberán ser reportados.

Para valores de audibilidad tonal que no cumplen la condición, es decir:

$$\Delta L_{a,k} < -3 \text{ dB} \quad (11)$$

No es requerido informar los valores.

4.7 Directividad

La directividad del ruido del generador eólico se determinará de los niveles de L_{Aeq} en las posiciones 2, 3 y 4, presentadas en la Figura 4, medidos simultáneamente con el L_{Aeq} en la posición de referencia 1. Se corregirán para los niveles de ruido de fondo y las diferentes distancias. La directividad Δ_i en cada posición se determinará usando la ecuación:

$$\Delta_i = L_{Aeq,i} - L_{Aeq,1} + 20 \log\left(\frac{R_i}{R_1}\right) \quad (12)$$

Donde

$L_{Aeq,i}$ es el nivel de presión sonora ponderado A en las posiciones 2, 3 o 4, corregido para el ruido de fondo en la misma posición, ansioso;

$L_{Aeq,1}$ es el nivel de presión sonora ponderado A en la posición de referencia 1, medido simultáneamente con $L_{Aeq,i}$ y también corregido para ruido de fondo;

R_i es la distancia entre el centro de rotor y las posiciones 2, 3 o 4;

R_1 es la distancia entre el centro de rotor y la posición de referencia 1.

5. MEDICIONES Y RESULTADOS

Las mediciones se realizaron en la localidad de Foiano di Val Fortore que está ubicada en la región de Campania, Italia. El equipo bajo prueba es un aerogenerador fabricado por *VESTAS* modelo *V90-3MW*. El generador está montado sobre una torre de acero tubular de 80m, el diámetro de su rotor es de 90m y cada una de las palas tiene una longitud de 44m.

Se midieron los niveles de presión sonora globales conjuntamente con la velocidad del viento utilizando un medidor de presión sonora *SOLO* marca *01dB*. Se determinó la velocidad del viento utilizando un sensor combinado de velocidad y dirección del viento tipo *DNA 721* marca *LSI-LASTEM* con un sistema de adquisición de datos *BABUC M* de la misma marca.

Se obtuvieron los pares de valores de niveles L_{Aeq} de ruido del aerogenerador y velocidad del viento, los

cuales se utilizaron para trazar la recta de regresión lineal de segundo orden. Todos los valores medidos de velocidad del viento fueron corregidos a una altura de referencia de 10m y una longitud de rugosidad de referencia de 0,05m mediante la ecuación (3). Estos resultados se observan en la Figura 8.

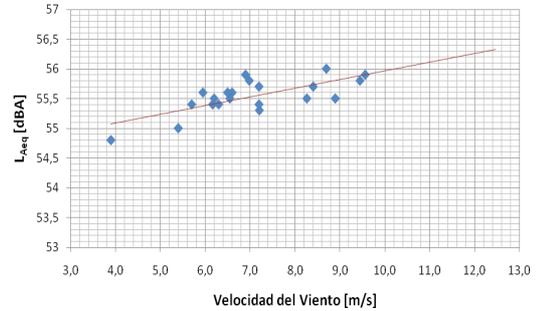


Figura 8: Regresión lineal de los niveles de ruido del generador eólico.

Para la determinación de los niveles de ruido ambiente de fondo se tomaron los niveles estadísticos optando por el índice L_{99} . En la Figura 9 se muestra la regresión lineal de estos valores.

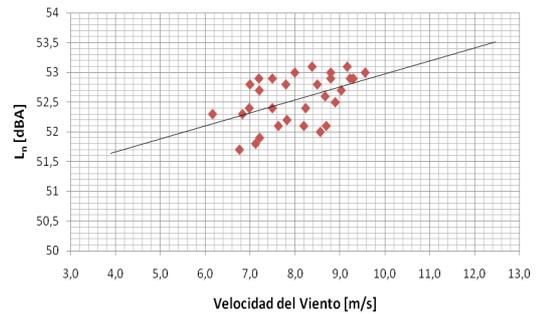


Figura 9: Regresión lineal de los niveles de ruido de fondo.

Luego de efectuar la correspondiente corrección con los niveles de ruido ambiente de fondo, se obtuvieron los valores $L_{Aeq,c,k}$, los cuales se evidencian en la Tabla 2.

Velocidad del viento	$L_{Aeq,c}$
6 m/s	54,1
7 m/s	54,2
8 m/s	54,4
9 m/s	54,5
10 m/s	54,7

Tabla 2: Niveles sonoros corregidos para cada velocidad del viento requerida.

Al realizar esta corrección se advierte que los valores de L_{Aeq} son menores que 6dB pero superior a 3dB al nivel de ruido ambiente de fondo. Los niveles sonoros de la turbina eólica más ruido de fondo se corrigieron restando 1,3dB, de acuerdo al parágrafo 4.6.2. Estos datos igualmente se utilizaron para la

determinación de la potencia acústica aparente a las distintas velocidades del viento requeridas. En la Tabla 3 se presentan dichos resultados y a su vez se muestran los valores proporcionados por el fabricante para su comparación.

Velocidad del viento	L_{WA} Calculados	L_{WA} Fabricante
5 m/s	103,8 dB(A)	100,9 dB(A)
6 m/s	104,0 dB(A)	104,2 dB(A)
7 m/s	104,1 dB(A)	106,1 dB(A)
8 m/s	104,3 dB(A)	107,0 dB(A)
9 m/s	104,4 dB(A)	106,9 dB(A)
10 m/s	104,6 dB(A)	

Tabla 3: Niveles de potencia acústica aparente obtenidos para cada velocidad del viento requerida.

Se puede observar que la pendiente de la curva obtenida con los valores calculados es menor que la pendiente de la curva proporcionada por el fabricante.

6. CONCLUSIONES

Cuando los aerogeneradores se encuentran en cercanías de lugares residenciales, se debe tener cuidado de garantizar que los parques eólicos en operación no causen molestias indebidas o interfieran en la calidad de vida de los residentes. Esto sugiere que el ruido producido por los aerogeneradores debe estar a un nivel razonable respecto con los niveles de ruido ambiente.

Con el objetivo de determinar los niveles de emisión de ruido de generadores eólicos de eje horizontal, en este trabajo se analizaron y aplicaron los procedimientos establecidos por la norma 61400-11. Se advierte que los resultados no se correlacionan perfectamente con los proporcionados por el fabricante. Trabajos de investigaciones previas citan numerosos factores como posibles responsables de la dispersión: los gradientes de viento y tamaño del generador, la dirección del viento, la turbulencia producida por el viento, los defectos en la construcción de la palas [8] [9].

Como inconvenientes adicionales en la medición se observó que los niveles sonoros producidos por el generador eólico son muy cercanos al ruido ambiente de fondo. Y además, para obtener mediciones válidas (según lo expresado en el párrafo 4.4.1) se deben realizar un número de mediciones considerablemente mayor a las 30 previstas por la norma.

7. REFERENCIAS

[1] World Wind Energy Association. *World Wind Energy Report 2009 published*. http://www.wwindea.org/home/index.php?option=com_content&task=view&id=266&Itemid=43.

[2] Asociación Argentina de Energía Eólica. <http://www.argentinaeolica.org.ar/>.

[3] Wikipedia, enciclopedia Online. *Aerogenerador*. <http://es.wikipedia.org/wiki/Aerogenerador>. Revisión 3:25, 12 de Mayo, 2010.

[4] Lowson M.V. "Aerodynamic noise of wind turbines". Proceedings of Internoise 96, Inter-Noise 1996. 479-484, Liverpool, England. 1996

[5] Wagner S., Bareiss R., Guidati G. "Wind turbine noise". Springer-Verlag Berlin Heidelberg 1996. European Commission. EUR 16823.

[6] International Electrotechnical Commission IEC 61400-11 Standard: Wind Turbine Generator Systems – Part 11: Acoustic noise measurement techniques. IEC, 2002.

[7] Danish Wind Industry Association. *Visita guiada*. <http://guidedtour.windpower.org/es/tour/wres/shear.htm>.

[8] Migliore P., Van Dam J., Huskey A. "Acoustic Tests of Small Wind Turbines". Wind Energy Symposium Reno. Nevada, USA. Enero 2004.

[9] Gamba R., Garrigues S. "Dispersal of measured sound power levels for wind turbines". Euronoise 2008. Paris, Francia. Junio 2008.