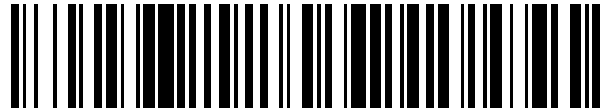


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 440 543**

51 Int. Cl.:

F03D 7/00 (2006.01)

F03D 11/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **06.01.2009 E 09150111 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **06.11.2013 EP 2080901**

54 Título: **Compensación de anemometría de turbina eólica**

30 Prioridad:

17.01.2008 US 15569

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:

29.01.2014

73 Titular/es:

**GENERAL ELECTRIC COMPANY (100.0%)
1 River Road
Schenectady, NY 12345, US**

72 Inventor/es:

**HONHOFF, SASKIA G.;
ROGERS, DONALD M. y
LANDWEHR, FELIX C.**

74 Agente/Representante:

CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 440 543 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín europeo de patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Compensación de anemometría de turbina eólica

La materia objeto que se describe en la presente memoria se refiere, en general, a la medición y la realización de pruebas de caudal y, más en particular, a la compensación de las mediciones de la velocidad del viento en góndola a flujo libre para turbinas eólicas.

Una turbina eólica es una máquina para convertir la energía cinética del viento en energía mecánica. Si esa energía mecánica se usa directamente por maquinaria, tal como para bombear agua o para moler trigo, entonces puede hacerse referencia a la turbina eólica como molino de viento. De manera similar, si la energía mecánica se transforma adicionalmente en energía eléctrica, entonces puede hacerse referencia a la turbina como generador eólico o planta de energía eólica.

Las turbinas eólicas usan una o más superficies aerodinámicas en forma de "pala" para generar sustentación y capturar cantidad de movimiento a partir del aire en movimiento que se imparte entonces a un rotor. Cada pala se afianza habitualmente en su extremo de "raíz", y "se extiende" entonces en sentido radial "hacia el exterior" hasta un extremo libre "de punta". El "borde de entrada", o anterior, de la pala conecta los puntos más adelantados de la pala que entran en contacto con el aire en primer lugar. El "borde de salida", o posterior, de la pala es en donde el flujo de aire que se ha separado por el borde de entrada vuelve a unirse después de pasar por encima de las superficies de succión y de presión de la pala. Una "línea de cuerda" conecta los bordes de entrada y de salida de la pala en la dirección del flujo de aire típico a través de la pala. La longitud de la línea de cuerda es, simplemente, la "cuerda".

Las turbinas eólicas habitualmente se categorizan de acuerdo con el eje vertical u horizontal alrededor del cual rotan las palas. Un así denominado generador eólico de eje horizontal se ilustra de manera esquemática en la figura 1 y se encuentra disponible de GE Energy de Atlanta, Georgia, Estados Unidos. Esta configuración particular para una turbina 2 eólica incluye un poste 4 que soporta un tren 6 de transmisión con un rotor 8 que está cubierto por una envuelta protectora a la que se hace referencia como "góndola". Las palas 10 están dispuestas en un extremo del rotor 8, en el exterior de la góndola, para accionar una caja 12 de transmisión conectada con un generador 14 eléctrico en el otro extremo del tren 6 de transmisión en el interior de la góndola con un sistema 16 de control.

Con el fin de evitar el daño a las palas, el sistema 16 de control está configurado, habitualmente, para iniciar de manera automática la turbina eólica a unas velocidades del viento mínimas de aproximadamente 8 a 16 millas por hora (3,58 a 7,15 metros por segundo), y entonces detener la turbina a unas velocidades del viento máximas de aproximadamente 55 millas por hora (24,59 metros por segundo). Además, el sistema 16 de control también puede estar configurado para gestionar diversos otros aspectos del funcionamiento de turbina eólica, tal como la salida de potencia, la medición de curva de potencia, la guiñada de góndola y el cabeceo de pala, en respuesta a la velocidad del viento y/o a otras entradas de sistema de control. Estos y/u otros aspectos del sistema 16 de control habitualmente se implementan en dos clases amplias, y a menudo solapadas, de sistemas de control que tienen muchas variaciones y combinaciones: control lógico o secuencial, y control de realimentación o lineal. No obstante, la así denominada lógica difusa también puede usarse para combinar parte de la simplicidad del diseño de los sistemas de control lógico con la utilidad de los sistemas de control lineal, y viceversa.

Los sistemas de control de realimentación habitualmente incluyen un lazo de control, con sensores, algoritmos de control y accionadores, que habitualmente se dispone con el fin de regular una variable de parámetro operativo a un valor nominal o de referencia. El así denominado "control PID" es un tipo común de sistema de control de realimentación que puede aplicarse a las turbinas eólicas. Los sistemas de control de "lazo abierto", por otro lado, se usan para controlar el funcionamiento de turbina eólica de unas maneras dispuestas previamente que no hacen uso de realimentación.

Los sistemas 16 de control de módem para turbinas 2 eólicas se implementan en general con ordenadores locales y/o remotos, a menudo como parte de un sistema de control integrado de manera local y/o un sistema de control distribuido más amplio. Estos ordenadores habitualmente están configurados para emular a los dispositivos lógicos realizando mediciones de entradas de conmutadores, calculando una función lógica a partir de esas mediciones, y enviando entonces los resultados a unos conmutadores controlados de manera electrónica. A pesar de que los sistemas de control tanto lógico como de realimentación se implementan para turbinas eólicas con controladores lógicos programables, el sistema 16 de control también puede implementarse con otras tecnologías no computarizadas tal como relés eléctricos o mecánicos, tubos de vacío, sistemas electrónicos, hidráulicos y/o neumáticos, e incluso ajustes manuales, simples y periódicos.

Tal como se ha indicado en lo que antecede, las entradas al sistema 16 de control habitualmente incluyen diversas características eólicas, tal como velocidad y dirección del viento, que se toman a partir de un anemómetro con una veleta. Tal como se ilustra en la figura 1, el anemómetro 18 puede montarse sobre, o cerca de, la góndola de la turbina 2 eólica. Por ejemplo, el anemómetro de tipo cazoleta que se ilustra consiste en unas cazoletas en los extremos de los brazos, que rotan cuando sopla el viento. No obstante, también pueden usarse otros tipos de anemómetros, incluyendo anemómetros de tipo veleta, anemómetros de tubo de Pitot, anemómetros de hilo caliente y anemómetros sónicos.

Las "mediciones de característica del viento en la góndola" que se realizan usando estos instrumentos son objeto de una diversidad de efectos que dan lugar a imprecisiones, incluyendo el efecto turbulento de las palas 10 que rotan entrando y saliendo de la trayectoria de flujo de fluido del anemómetro 18 y/o veleta sobre la góndola. Por consiguiente, tal como se ilustra en la figura 2, una torre 20 meteorológica o "met" adicional se dispone a veces a una distancia adecuada D aguas arriba de la turbina 2 eólica para tomar las mediciones de velocidad y dirección del viento "en flujo libre" o "de flujo libre" que aproximan la velocidad y la dirección del viento "real" que se habrían medido en la ubicación de la turbina en el caso de que la turbina no se encontrara presente. De hecho, tales mediciones de velocidad y dirección del viento son particularmente importantes para las "Mediciones de rendimiento energético de las turbinas eólicas que producen electricidad" tal como se describe en la norma de la Comisión Electrotécnica Internacional "IEC 61400-12".

El documento EP 1 811 172 analiza un procedimiento para medir el viento en una instalación de potencia eólica. Se usan dos dispositivos de medición y estos están separados en la medida de lo posible uno con respecto a otro encima de una cámara de máquinas.

La publicación de patente de los Estados Unidos con N° 2007/0125165 (a partir de la solicitud con N° de serie 11/295.275) divulga una técnica para corregir el error de medición en los datos que se producen por un anemómetro basado en góndola y para determinar la velocidad del viento de flujo libre que usa la siguiente fórmula deducida por medios empíricos,

$$V_{\text{góndola, corregida}} = \left(\frac{a - \sqrt[3]{C_p}}{b} \right) * V_{\text{góndola, medida}} + c$$

en la que C_p es un coeficiente de potencia y a, b y c representan valores asociados con aspectos de la turbina y el funcionamiento de la misma. No obstante, sin la torre 20 met, estas y otras técnicas de corrección de error de velocidad del viento en la góndola convencionales no pueden tener en cuenta de manera adecuada los efectos turbulentos de las palas 10 que rotan entrando y saliendo de la trayectoria de flujo de fluido del anemómetro 18 sobre la góndola. A veces, se hace referencia a la relación entre esta velocidad del viento medida sobre la góndola de turbina y la velocidad del viento en flujo libre real como "función de transferencia de góndola a flujo libre", o simplemente "función de transferencia".

En el presente caso se abordan diversos aspectos de tales enfoques convencionales mediante la provisión, en diversas realizaciones, de un procedimiento tal como se define en las reivindicaciones adjuntas.

Diversos aspectos de la presente invención de tecnología se describirán a continuación con referencia a las siguientes figuras ("FIGURAS") que no se han dibujado necesariamente a escala, pero que usan los mismos números de referencia para designar partes correspondientes en la totalidad de cada una de las varias vistas, y en las que:

La figura 1 es una vista lateral esquemática de una turbina eólica convencional.

La figura 2 es una vista lateral esquemática de la turbina 2 eólica de la figura 1 con una torre meteorológica;

La figura 3 es una representación gráfica de la velocidad del viento en la góndola axial frente a la posición de rotor.

La figura 4 es una representación gráfica de la velocidad del viento en la góndola lateral frente a la posición de rotor.

La figura 5 es una representación gráfica de la velocidad del viento en la góndola hacia arriba frente a la posición de rotor.

La figura 6 es una representación gráfica de la velocidad del viento en la góndola horizontal frente a la posición de rotor.

La figura 7 es una representación gráfica de la velocidad del viento en la torre frente a la velocidad del viento en la góndola.

La figura 8 es una representación gráfica de la pendiente y el coeficiente de determinación frente a la posición de rotor.

La figura 9 es una representación gráfica de la diferencia entre la velocidad del viento en la góndola y la velocidad del viento en la torre frente a la velocidad del viento en la góndola axial.

La figura 10 ilustra de manera esquemática un procedimiento de estimación de una velocidad del viento en flujo libre para una turbina eólica que tiene un rotor.

La figura 3 es una representación gráfica de la velocidad del viento en la góndola a lo largo del eje del rotor "U" que se ilustra en la figura 2 para velocidades del viento axiales promedio de entre nueve y diez metros por segundo. Más específicamente, la representación gráfica muestra la velocidad del viento en la góndola que se mide con un anemómetro de registro sónico tridimensional a lo largo del eje del rotor como una función de la posición angular del rotor para mediciones que entran en un valor de "intervalo" de entre nueve y diez metros por segundo ("m / s") a lo largo del eje del rotor "U" en la figura 2. No obstante, también pueden usarse otros anemómetros y / u orientaciones espaciales. Las figuras 4 y 5 muestran unas representaciones gráficas similares de mediciones de velocidad del viento promedio a lo largo de los ejes lateral y hacia arriba, "V" y "W", identificados en la figura 2 para el mismo intervalo de velocidad del viento axial "U" de nueve a diez m / s. Debido a que el eje del rotor "U" puede elevarse con respecto a la horizontal, la figura 6 ilustra adicionalmente las mediciones de velocidad del viento horizontal "H" para velocidades del viento axiales medidas "U" en el intervalo de nueve a diez m / s.

La figura 7 es un diagrama de dispersión que muestra la velocidad del viento horizontal medida "M" en la torre 20 meteorológica para el intervalo de nueve a diez m / s, frente a la velocidad del viento medida en la góndola horizontal "H" de la figura 6, para todas las posiciones angulares del rotor. En este ejemplo, la velocidad del viento en la torre horizontal "M" se usa para designar una velocidad del viento real. No obstante, también pueden usarse otras designaciones de velocidad del viento real. Preferible, pero no necesariamente, las mediciones de velocidad del viento real se tomarán de una forma tal que se minimice el efecto del dispositivo de medición y / u otros factores externos sobre las lecturas.

La figura 7 también muestra dos rangos angulares de orientaciones de rotor y las correlaciones correspondientes entre "M" y "H" para esos rangos. La línea 30 de referencia ilustra un valor de pendiente que es de aproximadamente 0,15 para "M" / "H" en el que la posición angular del rotor se encuentra entre 59 y 61 grados. La línea 32 de referencia ilustra un valor para el coeficiente de regresión de determinación "R cuadrado" para "M" frente a "H" que es de aproximadamente 0,55 en el que la posición angular del rotor se encuentra entre 119 y 121 grados. Otra correlación también puede usarse para encontrar y / o clasificar la correlación entre la velocidad del viento medida y real para diversos rangos de orientación angular del rotor incluyendo, pero sin limitarse a, mínimos cuadrados ponderados, Chi cuadrado, correlación biserial puntual, coeficiente de correlación y / o producto-momento de Pearson, ρ de Spearman, τ de Kendall, correlación policórica, correlación cruzada, autocorrelación y / o cópulas.

La figura 8 es una representación gráfica de la pendiente y el coeficiente de determinación que se han analizado en lo que antecede con respecto a la figura 7 para diversas posiciones de rotor. La figura 8 ilustra que los máximos valores de pendiente y coeficiente de determinación para "M" y "H" tienen lugar para unas posiciones de rotor de aproximadamente 20°, 140° y 260°, en las que los cero grados se miden con una de las palas dispuesta sustancialmente en sentido vertical. No obstante, también pueden usarse otras posiciones de partida para determinar la posición angular del rotor.

Las diversas mediciones y cálculos que se han descrito en lo que antecede también pueden llevarse a cabo para la dirección del viento y / o en conexión con otros "intervalos" de velocidad del viento además del intervalo de nueve a diez m / s que se ha analizado en lo que antecede. Cuando se consideran otros intervalos de velocidad del viento, la posición angular para la correlación (de coeficiente de determinación) máxima entre la velocidad del viento real y la velocidad del viento medida en la góndola en otras posiciones angulares del rotor son tal como sigue:

Intervalo de Velocidad del viento (m / s)	Primera Posición (grados)	Segunda Posición (grados)	Tercera Posición (grados)
3-4	50	170	290
4-8	40	160	280
8-9	30	150	270
9-10	20	140	260
10-11	10	130	250
11-13	0	120	240
13-14	350	110	230
14-16	340	100	220

La tabla anterior ilustra cómo disminuye (rota hacia cero) la posición angular de la correlación máxima entre las velocidades del viento medida y real para unas velocidades del viento más altas. Por lo tanto, la mejor correlación entre la velocidad del viento real y la velocidad del viento medida en la góndola puede encontrarse en determinadas posiciones angulares que variarán para diferentes rangos de velocidad del viento medida en la góndola. Otras posiciones, y / o rangos de posición, también pueden determinarse dentro de cualquier tolerancia aceptable para la correlación entre la velocidad del viento real y la velocidad del viento medida en la góndola que no sea necesariamente la correlación más fuerte. Estas posiciones angulares también pueden volver a calcularse para cada

configuración de palas de turbina eólica, y / o pueden usarse las posiciones que se han indicado en lo que antecede como la estimada más fuerte para cualquier configuración de palas de turbina eólica. Se esperan unos resultados similares para determinar las posiciones angulares del rotor para la mejor correlación entre la dirección del viento real y la dirección del viento medida en la góndola y / u otras características eólicas.

- 5 Por otro lado, las posiciones angulares en las que es menos probable que la velocidad y la dirección del viento medida en la góndola se correlacionen con la velocidad del viento real pueden determinarse con el siguiente cálculo geométrico:

$$d * 360 * Nr / (v * 60),$$

10 en la que "d" es la distancia entre el plano del rotor y el anemómetro, "Nr" es la velocidad de rotor (en revoluciones por minuto) y "v" es la medida promedio en tiempo de la velocidad del viento en la góndola. Las otras dos "posiciones influenciadas" en las que es menos probable que las velocidades del viento medidas en la góndola se correlacionen con la velocidad del viento real están entonces 120° y 240° después de la posición que se indica por está fórmula. A la inversa, también puede determinarse, por lo tanto, que las posiciones angulares en las que es más probable que las velocidades del viento medidas en la góndola se correlacionen con la velocidad del viento real tienen lugar 60° antes de (o después de) las posiciones influenciadas dadas por la fórmula anterior. Como alternativa, también puede determinarse que las posiciones angulares en las que es más probable que la velocidad del viento medida en la góndola se correlacione con la velocidad del viento real tienen lugar aproximadamente para todas las velocidades del viento en las posiciones de rotor de 60°, 180°, 300° en las que las palas 10 se encuentran lo más alejadas con respecto a la trayectoria de flujo del viento hasta el anemómetro 18.

20 La figura 9 es una representación gráfica de la diferencia entre la velocidad del viento en la góndola y la velocidad del viento en la torre frente a la velocidad del viento en la góndola axial. En la figura 9, la línea de representación 40 gráfica traza la diferencia "Δ" entre la velocidad del viento medida en la góndola y la velocidad del viento real, frente a la velocidad del viento en la góndola axial medida "U" para las posiciones de rotor enumeradas en la tabla anterior. Debido a que parte de los datos para la posición de 240° parecen ser erróneos, también se ilustran varios filtros de datos adicionales en la figura 9. La línea de representación 42 gráfica ilustra un caso especial en el que la posición de 240° se ha ignorado. La línea de representación 44 gráfica ilustra otro caso especial en el que un promedio móvil de un minuto se ha aplicado a los datos. La línea de representación 46 gráfica es otro caso especial en el que un promedio móvil de un minuto se ha aplicado a los datos y la posición de 240° se ha ignorado. La línea de representación 48 gráfica ilustra otro caso especial más, en el que solo se utiliza una única medición para cada posición angular.

La figura 10 ilustra de manera esquemática un sistema y procedimiento 50 de estimación de una característica del viento en flujo libre para una turbina eólica que tiene un rotor. Por ejemplo, la característica del viento en la góndola puede estar seleccionada del grupo que consiste en, pero sin limitarse a, velocidad del viento y velocidad y dirección. El diagrama de flujo de la figura 10 muestra la arquitectura general, la funcionalidad y el funcionamiento de una de muchas posibles implementaciones del sistema y procedimiento 50. Por ejemplo, parte o la totalidad de las etapas para el sistema y procedimiento 50 que se muestra en la figura 10 pueden implementarse en soporte lógico, soporte lógico inalterable y / o soporte físico que comprende un listado ordenado de instrucciones ejecutables para implementar funciones lógicas. Al implementarse en soporte lógico como parte del sistema 16 de control que se muestra en la figura 1, cada bloque puede representar un módulo, segmento o porción de código, que comprende una o más instrucciones ejecutables para implementar la función o funciones lógicas especificadas. También debería indicarse que, en diversas implementaciones alternativas, las funciones que se indican en los bloques pueden tener lugar fuera del orden que se indica en la figura 10. Por ejemplo, dos bloques que se muestran en sucesión en la figura 10 pueden ejecutarse, de hecho, de manera sustancialmente concurrente y / o los bloques pueden ejecutarse a veces en el orden inverso, o en otro, dependiendo de la funcionalidad implicada.

45 Estas instrucciones pueden incorporarse en cualquier medio de lectura por ordenador para su uso por, o en conexión con, un dispositivo, aparato o sistema de ejecución de instrucciones, tal como un sistema basado en ordenador, un sistema que contiene procesador, un controlador lógico programable y / u otro sistema que pueda extraer las instrucciones del dispositivo, aparato o sistema de ejecución de instrucciones y ejecutar las instrucciones. Este "medio de lectura por ordenador" puede ser cualquier medio que pueda contener, almacenar, comunicar, propagar o transportar el programa para su uso por, o en conexión con, el dispositivo, aparato o sistema de ejecución de instrucciones. Por ejemplo, el medio de lectura por ordenador puede ser un sistema, aparato, dispositivo o medio de propagación electrónico, magnético, óptico, electromagnético, por infrarrojos o de semiconductor. Otros ejemplos no exhaustivos del medio de lectura por ordenador incluirían lo siguiente: una conexión eléctrica (electrónica) que tiene uno o más hilos, un disquete de ordenador portátil (magnético), una memoria de acceso aleatorio (RAM) (electrónica), una memoria de solo lectura (ROM) (electrónica), una memoria de solo lectura programable borrable (EPROM o memoria Flash) (electrónica), una fibra óptica (óptica) y una memoria de solo lectura de disco compacto portátil (CDROM) (óptica). Obsérvese que el medio de lectura por ordenador podría ser incluso papel u otro medio adecuado sobre el cual se imprime el programa, debido a que el programa puede capturarse de manera electrónica, a través de por ejemplo exploración óptica del papel u otro medio, a continuación compilarse, interpretarse o procesarse de otro modo de una forma adecuada si fuera necesario y, a continuación, almacenarse en una memoria informática.

- 5 En el ejemplo no limitante que se muestra en la figura 10, el sistema y procedimiento 50 incluye una etapa 52 para estimar una velocidad del viento en la góndola y / u otra característica del viento en la góndola para la turbina. Por ejemplo, la velocidad del viento en la góndola puede estimarse de manera implícita o explícita como un valor aproximadamente constante a lo largo de un periodo predeterminado de funcionamiento de la turbina. Este valor puede modificarse entonces dependiendo de la estación, las condiciones atmosféricas, y / u otras variables locales, particulares. Tales estimadas periódicas de la velocidad del viento en la góndola podrían realizarse incluso de manera manual por el personal operativo.
- 10 Como alternativa, o además, la velocidad del viento en la góndola puede estimarse mediante la medición de una velocidad de góndola real con el tiempo, tal como mediante la medición de una velocidad del viento en la góndola promedio para múltiples posiciones angulares y / o múltiples rotaciones del rotor. Por ejemplo, la velocidad del viento en la góndola real puede estimarse a partir de una o más mediciones anteriores de velocidad del viento en la góndola real, incluyendo las realizadas para una o más de las posiciones angulares del rotor que se indican en la tabla anterior.
- 15 Otra opción para estimar la velocidad del viento en la góndola incluye medir una salida de potencia de la turbina, y entonces introducir una velocidad del viento a partir de una curva de potencia para la turbina. Otra opción más para estimar la velocidad del viento en la góndola incluye usar la fórmula $d * 360 * Nr / (v * 60)$ que se ha analizado en lo que antecede, y / u otros cálculos, para calcular una velocidad del viento "v" a partir de un valor medido de velocidad de rotor "Nr" para una posición de rotor dada y una distancia "d" entre el plano del rotor y el anemómetro.
- 20 La etapa 52 del sistema y procedimiento 50 en la figura 10 incluye determinar, a partir de la velocidad del viento en la góndola estimada, al menos una posición angular del rotor para medir una característica del viento en la góndola para la turbina. Por ejemplo, tal como se ha analizado en lo que antecede, la etapa de determinación puede incluir correlacionar una velocidad del viento real con la velocidad del viento en la góndola para cada una de varias posiciones angulares del rotor; y elegir la al menos una posición angular en base a la correlación. Cualquier nivel aceptable de correlación puede usarse, incluyendo cualquiera de las correlaciones más fuertes que se han analizado en lo que antecede. En particular, pueden determinarse tres posiciones angulares para medir la velocidad y / o dirección del viento en la góndola a partir de la tabla que se ha mostrado en lo que antecede para cualquier velocidad del viento estimada que entre en uno de los rangos enumerados en la columna izquierda. Además de usar una tabla de consulta de este tipo, una información similar podría capturarse y / o utilizarse en forma de función o gráfico. Como alternativa, o además, la posición angular puede determinarse a partir de la fórmula $d * 360 * Nr / (v * 60)$ tal como se ha analizado en lo que antecede.
- 30 La etapa 54 del sistema y procedimiento 50 en la figura 10 incluye la medición de la característica del viento en la góndola en la posición angular determinada. Por ejemplo, la velocidad y / o dirección del viento en la góndola pueden medirse usando un anemómetro sónico. No obstante, también pueden usarse otros anemómetros y / o veletas adecuadamente rápidos.
- 35 La etapa 56 del sistema y procedimiento 50 en la figura 10 incluye compensar, de manera opcional, la característica medida del viento en la góndola con el fin de llegar a una característica del viento en flujo libre o de otro tipo. Por ejemplo, la compensación puede incluir establecer un factor de corrección para la velocidad del viento en la góndola; y ajustar la velocidad del viento en la góndola con el factor de corrección. En particular, un valor de "Δ" puede asociarse con la velocidad del viento medida en la góndola usando cualquiera de las representaciones gráficas en la figura 9. El valor de "Δ" asociado puede añadirse entonces a la velocidad del viento medida en la góndola con el fin de llegar a una velocidad del viento en flujo libre. Además de usar la representación gráfica que se muestra en la figura 9, una información similar podría capturarse y / o utilizarse en forma de tabla de consulta o función. Como alternativa, o además, otras relaciones lineales y / o no lineales también pueden implementarse para relacionar características eólicas medidas y compensadas, incluyendo las que se divulgan en la publicación de patente de los Estados Unidos con N° 2007/0125165 que se ha analizado en lo que antecede. También pueden usarse tipos similares de representaciones gráficas, tablas de consulta y / o funciones para convertir unas características eólicas de góndola medidas en otras formas útiles. La característica medida del viento en la góndola no compensada puede usarse directamente en la realización de mediciones de rendimiento energético y / o el control de la turbina mediante la compensación de otros aspectos de esos sistemas.
- 40 La velocidad del viento en la góndola ajustada puede usarse como una estimada o sustitución para la velocidad del viento en flujo libre con respecto a cualquier aspecto de la tecnología eólica, incluyendo las mediciones de rendimiento energético de las turbinas eólicas que producen electricidad que se han analizado en lo que antecede. Las diversas técnicas que se han descrito en lo que antecede permiten que se determinen características eólicas de flujo libre, tal como velocidad y / o dirección, sin la necesidad de una torre 20 meteorológica, que sería necesaria de otro modo con el fin de tener en cuenta los efectos turbulentos de las palas 10 que rotan entrando y saliendo de la trayectoria de flujo de fluido del anemómetro 18 sobre la góndola. Además, debido a que muchas instalaciones eólicas no están dotadas con una torre 20 met, las técnicas que se describen en el presente caso permiten que se realicen unas mediciones de rendimiento energético (y / o de otro tipo) más precisas con unas modificaciones relativamente simples a las turbinas eólicas que producen electricidad existentes o a otras instalaciones.
- 50
- 55

Debería resaltarse que las realizaciones que se han descrito en lo que antecede, y en particular cualesquiera realizaciones “preferidas”, son meramente ejemplos de diversas implementaciones que se han expuesto en la presente memoria para proporcionar una comprensión clara de diversos aspectos de la presente tecnología. Será posible alterar muchas de estas realizaciones sin alejarse sustancialmente del alcance de la protección que se define únicamente por la correcta interpretación de las siguientes reivindicaciones.

5

REIVINDICACIONES

1. Un procedimiento (50) de estimación de una característica del viento en flujo libre para una turbina (2) eólica que tiene un rotor (8), que comprende:
- 5 medir una salida de potencia de la turbina (2);
 estimar (52) una velocidad del viento en la góndola para la turbina (2) a partir de una curva de potencia para la turbina (2) y la salida de potencia medida;
 determinar, a partir de la velocidad estimada del viento en la góndola, al menos una posición angular del rotor (8) para medir una característica del viento en la góndola para la turbina;
10 medir (54) la característica del viento en la góndola en la posición angular determinada del rotor; y
 estimar la característica del viento en flujo libre para la turbina (2) en base a la característica medida del viento en la góndola.
2. El procedimiento (50) enunciado en la reivindicación 1, en el que la característica del viento en la góndola está seleccionada del grupo que consiste en velocidad y dirección.
3. El procedimiento (50) enunciado en cualquier reivindicación anterior, en el que la característica del viento en la góndola es la velocidad.
- 15 4. El procedimiento (50) enunciado en cualquier reivindicación anterior, que comprende además la etapa de compensar la velocidad del viento medida en la góndola.
5. El procedimiento (50) enunciado en cualquier reivindicación anterior, en el que la etapa de compensación comprende
- 20 establecer un factor de corrección para la velocidad del viento en la góndola; y
 ajustar la velocidad del viento en la góndola con el factor de corrección.
6. El procedimiento (50) enunciado en cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, en el que la etapa de determinación comprende
- 25 correlacionar una velocidad real del viento con la velocidad del viento en la góndola para cada una de varias posiciones angulares del rotor (8); y
 elegir la al menos una posición angular en base a la correlación.
7. El procedimiento (50) enunciado en la reivindicación 6, en el que la etapa de elección comprende además elegir la al menos una posición angular con la correlación más fuerte.

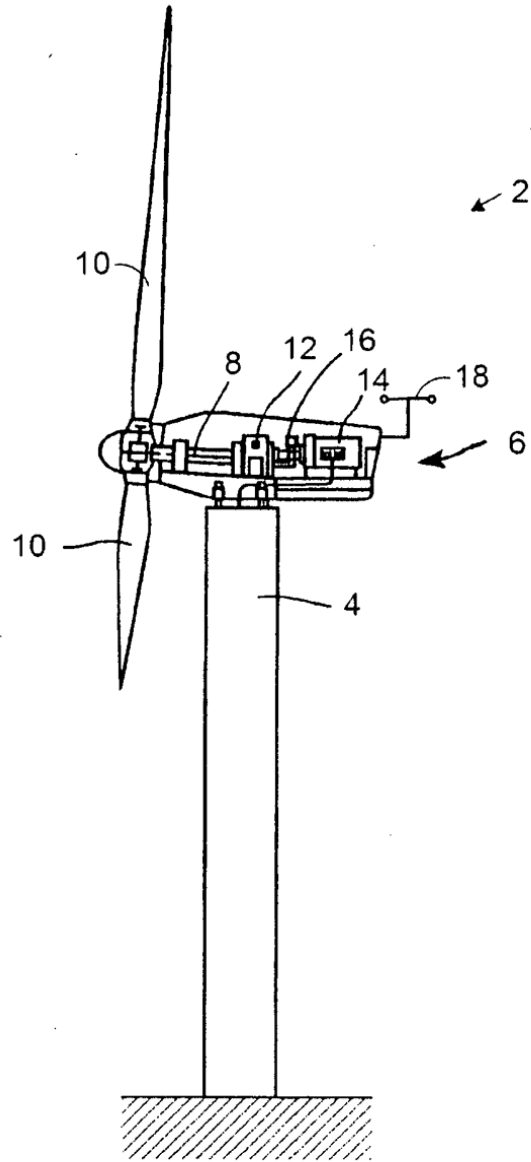


FIG. 1
TÉCNICA ANTERIOR

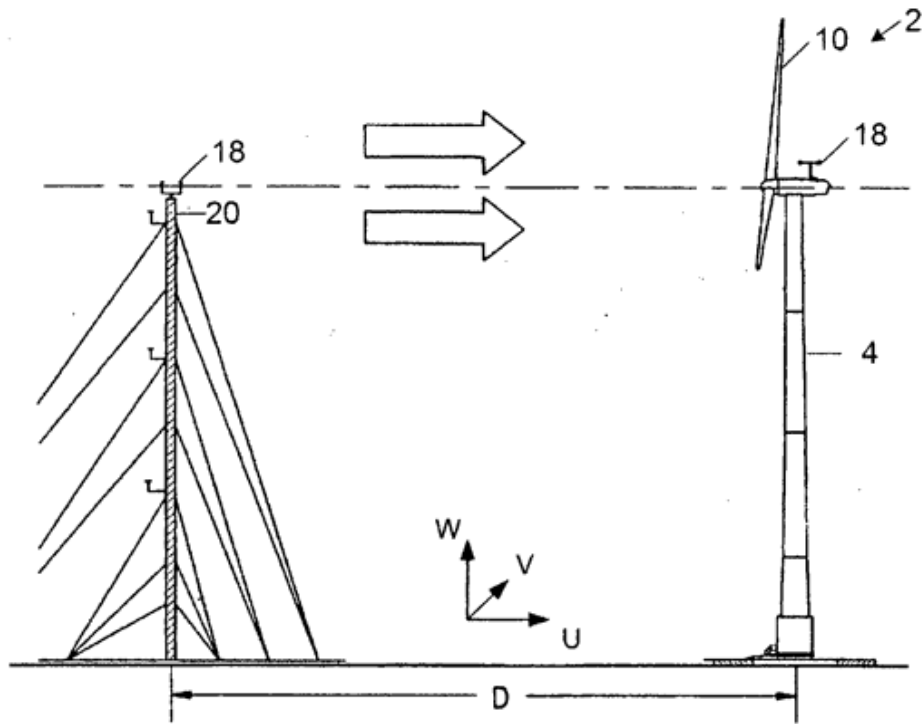


FIG. 2
TÉCNICA ANTERIOR

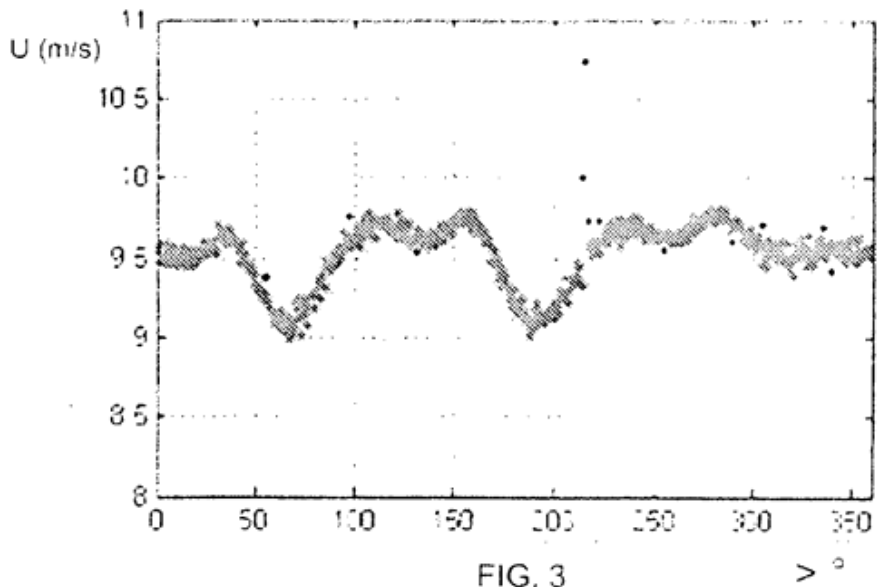
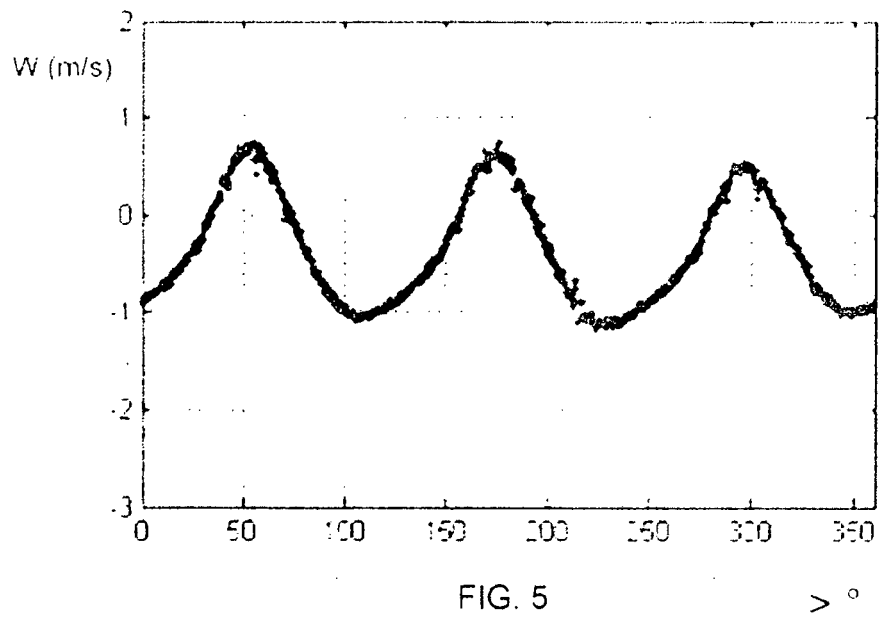
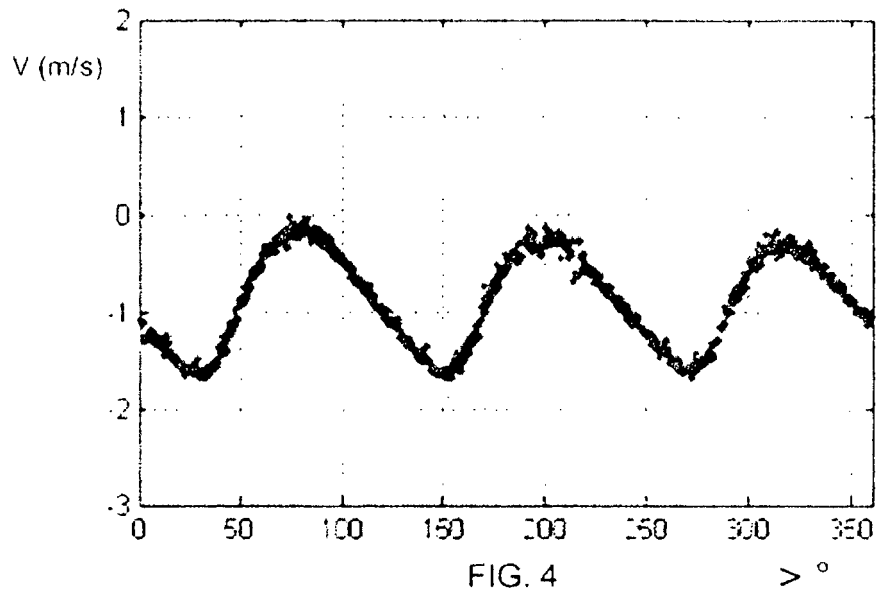
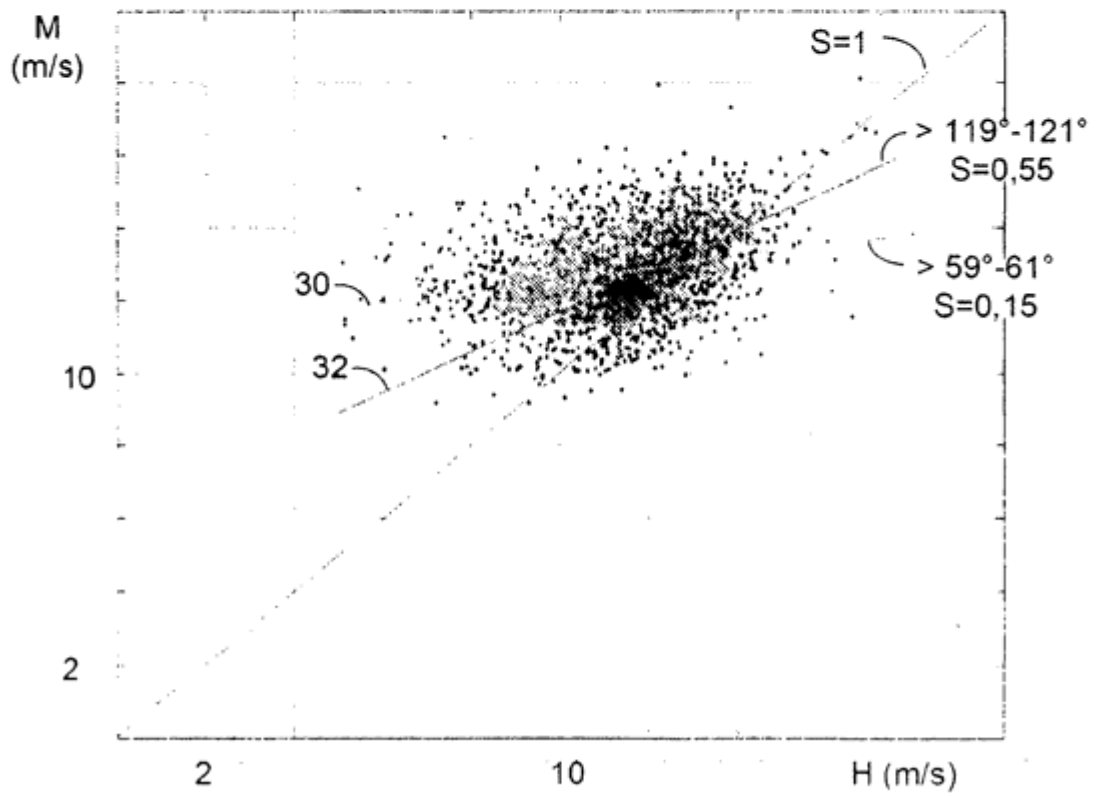
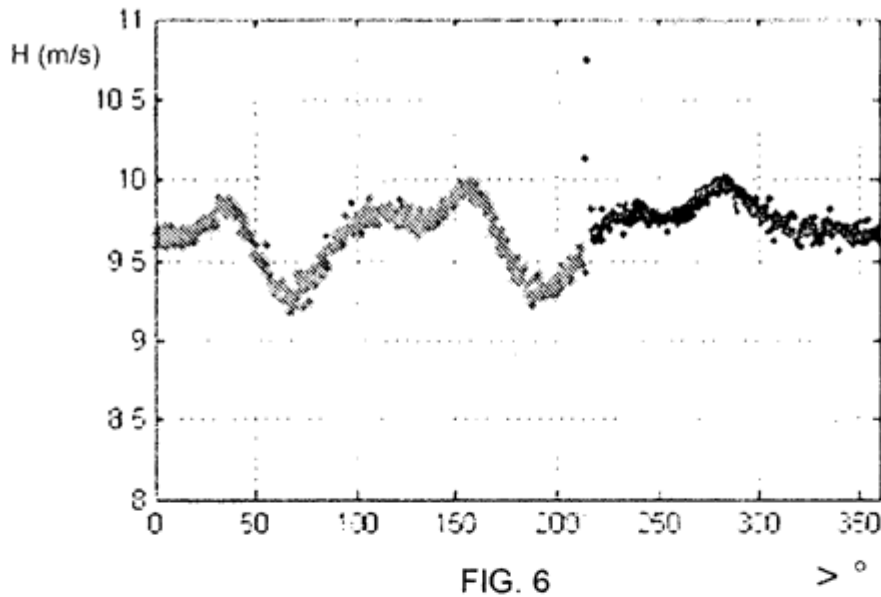


FIG. 3





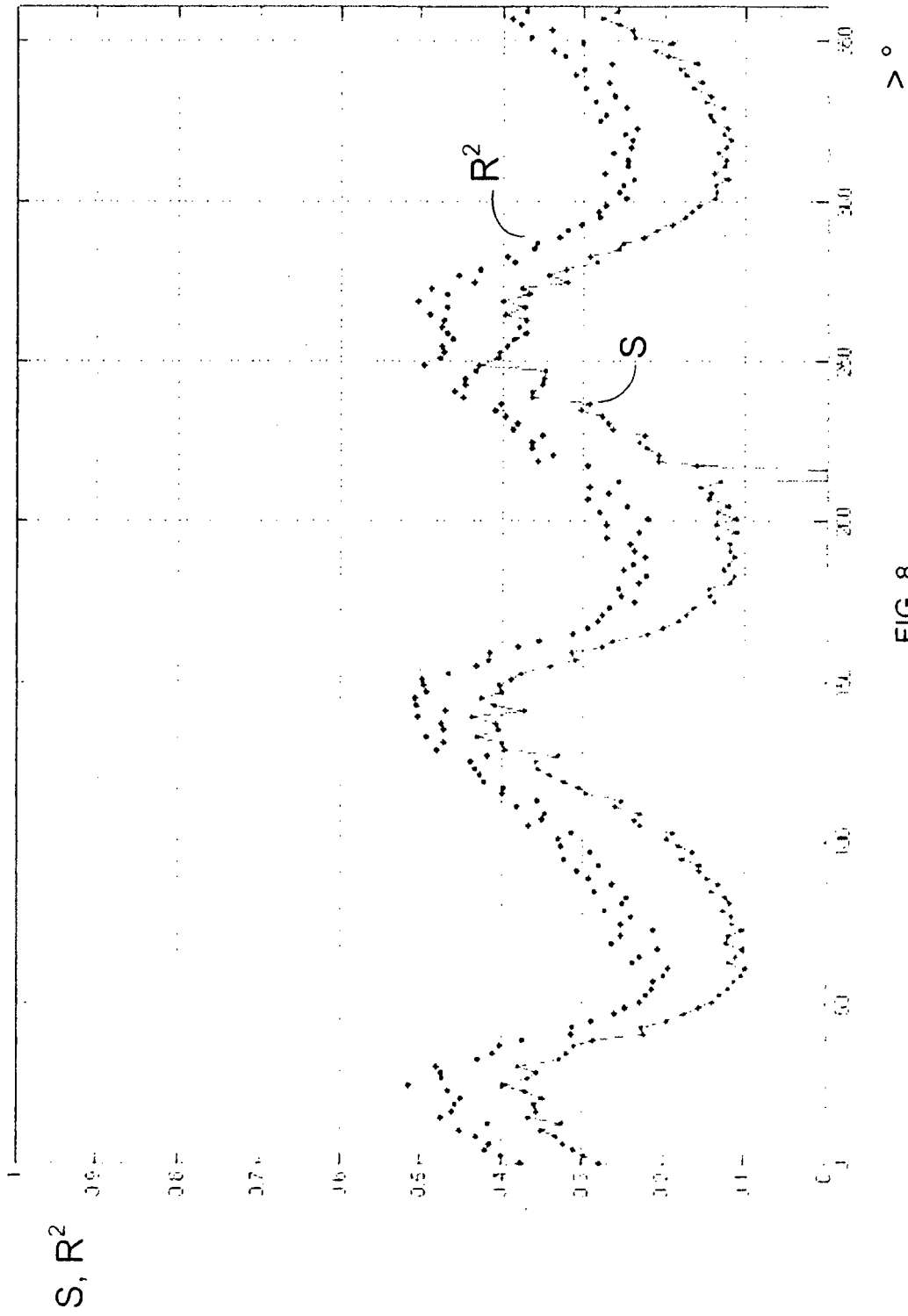


FIG. 8

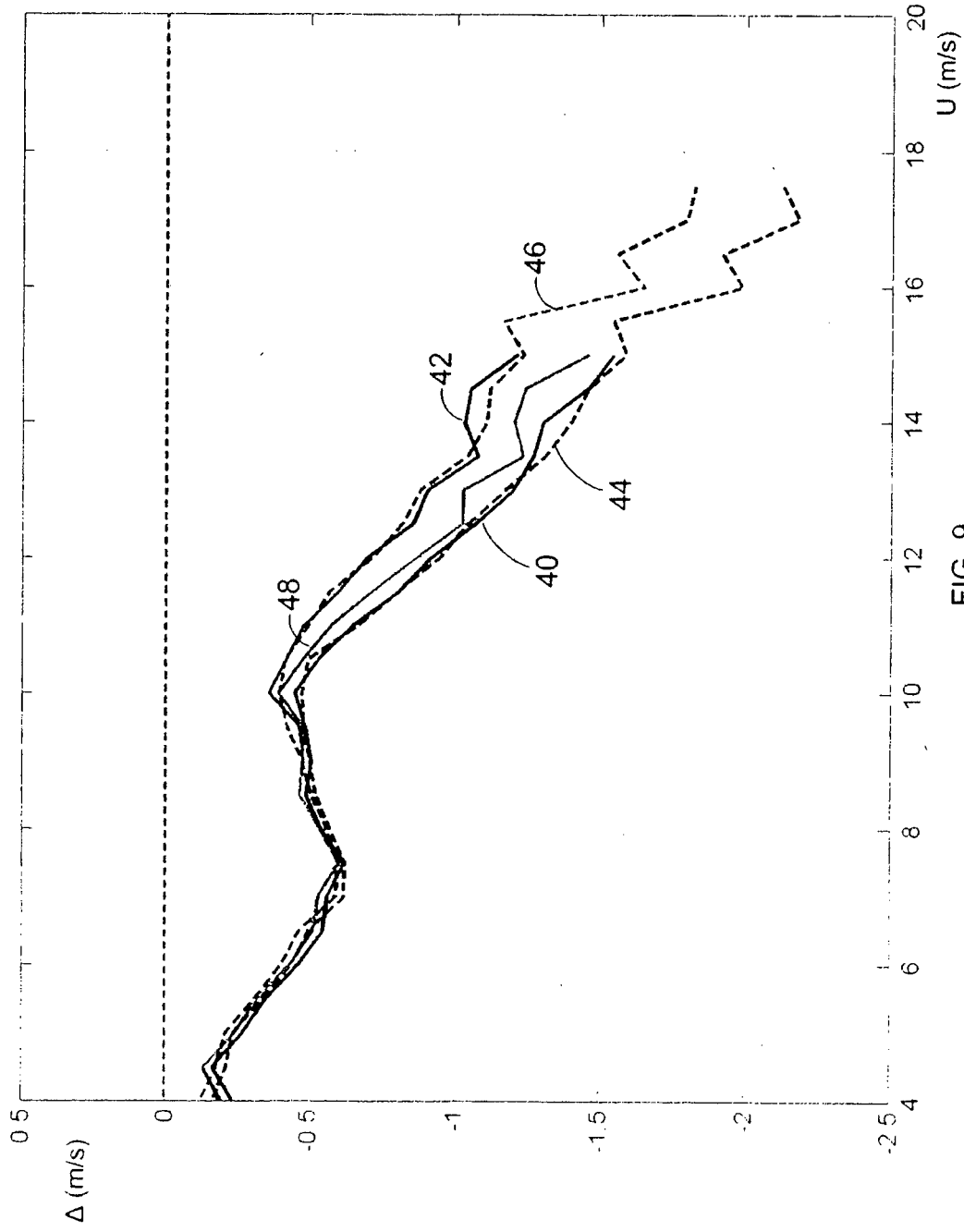


FIG. 9

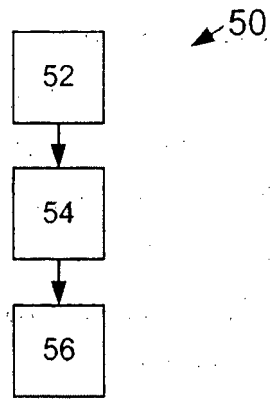


FIG. 10