

## Outdoor Comparison of Cup Anemometers

Comparación de anemómetros de copa al aire libre

Abweichendes Verhalten von Schalensternanemometern im Freifeld

A. Albers, H. Klug, D. Westermann, DEWI Wilhelmshaven

### Zusammenfassung

Das Deutsche Windenergie-Institut (DEWI) führt im Rahmen des von der Europäischen Union geförderten Projektes „Identification of Variables for Site Calibration and Power Curve Assessment in Complex Terrain“ (JOR3-CT98-0257) Vergleichsmessungen von Schalensternanemometern unterschiedlicher Bauart unter Freifeldbedingungen durch. Es hat sich gezeigt, dass selbst in flachem Gelände Schalensternanemometer unterschiedlichen Typs, die in der Windszene weit verbreitet sind, Abweichungen in der Größenordnung von 2 % bzgl. der Windgeschwindigkeitsmessung aufweisen. Im Windkanal sind diese Effekte durch die Abwesenheit der in freier Strömung vorhandenen Turbulenz nicht nachvollziehbar. Die Ursache für das abweichende Verhalten verschiedener Schalensternanemometer ist nicht abschließend geklärt. Allerdings existieren verschiedene Hinweise, dass die in freier Strömung immer vorhandene turbulenzbedingte Schwankung der vertikalen Windgeschwindigkeitskomponente maßgeblich zu dem Effekt beiträgt. Da die resultierenden zusätzlichen Unsicherheiten bei Standortanalysen wie auch bei Leistungskennlinienmessungen für die Industrie nicht akzeptabel sind, gibt es aufgrund der neuen Ergebnisse starke Bestrebungen, in den Richtlinien über Vermessungen von Windenergieanlagen zu definieren, welche Windgeschwindigkeitskomponenten gemessen werden sollen, die Horizontalkomponente oder der Gesamtbetrag des Windgeschwindigkeitsvektors, inklusive der Vertikalkomponente. Bei Energieertragsprognosen sollte der für die Windmessung verwendete Anemometertyp mit dem für die Leistungskennlinienmessung verwendeten Anemometertyp der in Planung befindlichen Windenergieanlage abgestimmt werden. Abweichungen von 5% zwischen Ertragsprognose und realem Energieertrag sind sonst allein aufgrund der Verwendung verschiedener Anemometertypen möglich.

### 1. Introduction

Within the ongoing project “Identification of Variables for Site Calibration and Power Curve Assessment in Complex Terrain“ (SiteParIden, contract: JOR3-CT98-0257), which is co-funded by the European Commission, cup anemome-

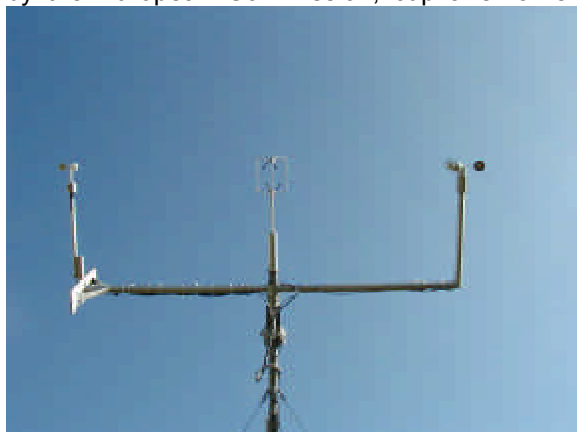


Fig. 1: Test rig for outdoor comparison of cup anemometers

Fig. 1: Aparatos de pruebas para la comparación de anemómetros de copa.

ters of different type are compared in the open. The aim of these investigations is to study how far cup anemometers are influenced by the

### 1. Introducción

Dentro del proyecto en curso “Identificación de Variables Para Calibración de Emplazamientos y Evaluación de Curvas de Potencia en terreno complejo” (Emplazamiento ParIden, contrato: JOR3-CT98-0257) cofinanciado por la comisión Europea, se comparan anemómetros de copa de diferentes tipos al aire libre. El propósito de estas investigaciones es estudiar hasta que punto los anemómetros de copa están influenciados por las turbulencias presentes en la atmósfera y hasta que punto los efectos de flujo inducidos por el terreno influyen en las mediciones anemométricas. Para ello, se están realizando mediciones de viento simultáneas con diferentes anemómetros de copa montados con la misma disposición en el campo de pruebas, tanto en terreno llano por DEWI, como en terreno complejo por el Netherland Energy Research Foundation (ECN). Los resultados de esas mediciones difieren bastante de lo esperado. Incluso en terreno llano se han encontrado grandes desviaciones entre las diferentes medidas de los anemómetros, del orden del 2 %. Estos hallazgos, llevan a conclusiones que repercuten significativamente en las evaluaciones de curva de potencia y de emplazamientos.

turbulence present in the atmosphere and how far terrain induced flow effects influence the anemometer measurements. For this purpose simultaneous wind speed measurements with different cup anemometers mounted in the same arrangement in the field are performed in flat terrain by DEWI and in complex terrain by the Netherlands Energy Research Foundation (ECN). The results from these measurements deviate far from the expectations. Even in flat terrain large deviations between wind speed measurements with different cup anemometers in the order of 2 % have been found. These findings are linked with significant consequences for wind turbine power performance tests as well as for site assessments.

## 2. Methodology

Two cup anemometers of different type have been mounted on a special test rig on top of a 8 m high met mast (see Fig. 1). The cup anemometers are separated by a distance of 2.4 m. A sonic anemometer is centred between the cup anemometers for measurements of turbulence characteristics. The whole test rig is aligned automatically perpendicular to the wind. Before anemometers of different type have been compared, detailed tests with two identical anemometers have been made in order to ensure that at the two anemometer positions the same wind regime is present. Furthermore, to avoid effects caused by different wind tunnel calibrations, all anemometers are calibrated in the same wind tunnel according to the latest standards [1], [2]. In flat terrain the experiments have been repeated in various heights up to 70 m above ground at different locations by using a simplified test rig (without ultra sonic anemometer, use of a very limited wind direction sector instead aligning the rig perpendicular to the wind). All cup anemometer comparisons are based on averages of the wind speed measurements over 10 minute intervals.

## 3. Expectations Until 2000

In the last years wind speed measurements related to wind energy applications went through a long harmonisation process. In the beginning of the ninetieth large deviations between different wind tunnel calibration procedures have been identified as a severe problem in terms of wind turbine testing and site assessment. Meanwhile, a good comparability of wind tunnel calibrations is achieved by MEASNET [1]. But unfortunately still anemometer calibrations outside the MEASNET quality ensurance are used for wind speed measurements or power performance measurements which show unacceptable differences (Fig. 2). Furthermore, it is known that cup anemometers are influenced by the vertical flow component [2]. This effect is strongly dependent

## 2. Metodología

Se han montado dos anemómetros de copa en el extremo de un mástil de medición de 8 metros en una zona especial de pruebas (ver figura 1). Los dos anemómetros están a una distancia de 2.4 m. Un anemómetro sónico está situado en el centro de ambos para medir las características de la turbulencia. La zona de pruebas está alineada permanentemente en dirección perpendicular al viento. Antes de esta prueba con anemómetros distintos, se han realizado pruebas con anemómetros iguales para verificar que los regímenes de viento son iguales en las dos posiciones. Además, para evitar efectos causados por diferentes calibraciones, todos los anemómetros se han calibrado en el mismo túnel de viento de acuerdo con las últimas normativas [1], [2].

En terrenos llanos, los experimentos se han repetido a diversas alturas sobre el nivel del suelo hasta 70 m en diferentes lugares, usando una disposición más sencilla (sin anemómetro sónico, usando un sector de viento muy limitado en vez de alinearlos perpendiculares al viento). Todas las comparaciones entre anemómetros de copa se basan en medias de intervalos de diez minutos de medidas de velocidad de viento.

## 3. Espectativas hasta el 2000

En los últimos años, las mediciones de velocidad del viento relacionadas con aplicaciones de energía eólica han ido armonizándose. Al principio de los 90, las grandes diferencias entre los procedimientos de calibración en los diferentes túneles de viento supusieron grandes problemas en cuanto a pruebas de aerogeneradores y evaluaciones de emplazamientos. Entre tanto, se ha conseguido un buen nivel de comparabilidad en calibraciones de túnel de viento gracias a

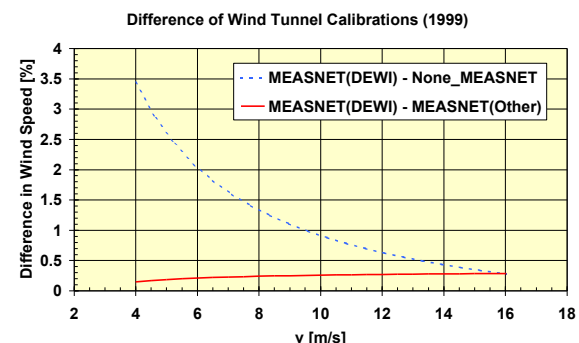


Fig. 2: Observed differences of wind tunnel calibrations in 1999.

Fig. 2: Diferencias observadas en la calibración en túneles de viento en 1999.

MEASNET [1]. Por desgracia, todavía se utilizan para mediciones de viento o curvas de potencia, anemómetros fuera de la calidad asegurada por

on the type of anemometer and in some cases also on the wind speed (Fig. 3).

Overall, the general expectation until the new millennium was that good quality cup anemometers would deviate insignificantly in flat terrain when they are calibrated in the same wind tunnel. In complex terrain with steep terrain slopes significant deviations were expected, because systematic vertical flow inclination can occur.

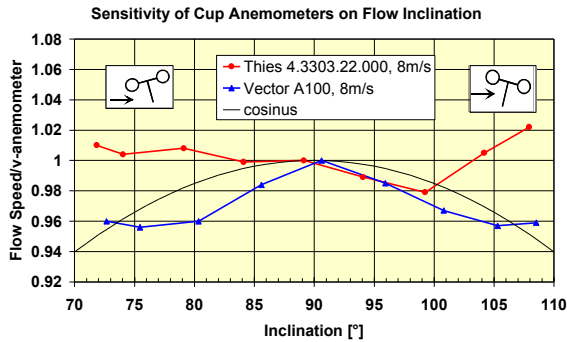


Fig. 3: Influence of vertically inclined air flow on two different cup anemometers as observed in a wind tunnel.

Fig. 3: Influencia en dos anemómetros del flujo de aire inclinado verticalmente, tal como se ve en un túnel de viento

4. Results

The investigations have been initialised with measurements 8 m above ground. Contrary to all expectations cup anemometers of different type show large differences in wind speed measurements up to 4 % even in flat terrain (Fig. 4). The experiments have been repeated at higher height levels above ground. Fig. 5 illustrates that at 30 m height the different cup

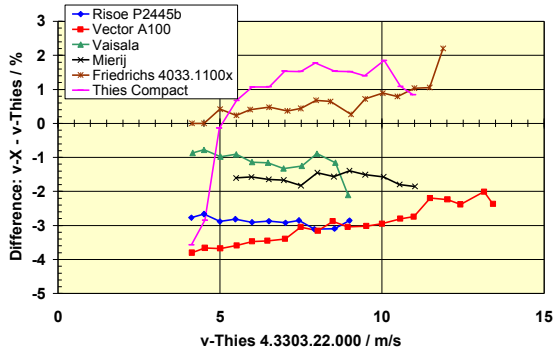


Fig. 4: Difference in wind speed measurements of various cup anemometers compared to the Thies 4.3303.22.000 cup anemometer in flat terrain measured 8 m above ground.

Fig. 4: Diferencias en las mediciones de velocidad del viento de varios anemómetros de copa medidos a 8 m de altura en terreno llano, comparados con el Thies 4.3303.22.000.

MEASNET, que muestran diferencias inaceptables (Fig. 2).

Además, se sabe que los anemómetros de copa están influenciados por la componente vertical del flujo [2]. Este efecto depende fuertemente del tipo de anemómetro y en algunos casos de la velocidad del viento (Fig. 3).

La expectativa general hasta el nuevo siglo, era que los anemómetros de calidad tuvieran una desviación insignificante en terreno llano cuando habían sido calibrados en el mismo túnel de viento. En terreno complejo y escarpado, se esperaban grandes desviaciones, ya que puede producirse una sistemática inclinación vertical del flujo.

4. Resultados

Las investigaciones se han iniciado con mediciones a 8 metros sobre el nivel del suelo. Contrariamente a todas las expectativas, los anemómetros de diferentes tipos muestran grandes diferencias en las medidas de velocidad del viento, hasta un 4% incluso en terreno llano (Fig. 4). Los experimentos se han repetido a alturas superiores. La Fig. 5 muestra que a 30 m de altura los diferentes anemómetros concuerdan más que a 8 m. Sin embargo, incluso a 65 metros sobre el suelo, se observa una diferencia del 2% en terreno llano entre los anemómetros Thies 4.3303.22.00 y el Vector A100 (Fig. 6.).

Se han obtenido las mismas desviaciones entre anemómetros de copa por ECN en terreno complejo, con un Mierij usado como referencia.

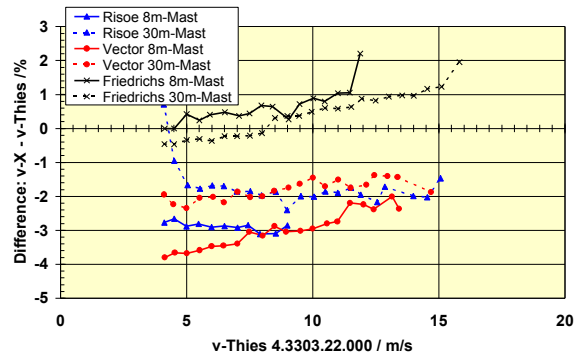


Fig. 5: Difference in wind speed measurements of various cup anemometers compared to the Thies 4.3303.22.000 cup anemometer in flat terrain measured 8 m and 30 m above ground.

Fig. 5: Diferencias en las mediciones de velocidad del viento de varios anemómetros de copa medidos a 30 y a 8 m de altura en terreno llano, comparados con el Thies 4.3303.22.000.

anemometers are closer compared to 8 m height. However, even at 65 m height above ground an effect of about 2 % in wind speed has been observed in flat terrain between the Thies 4.3303.22.000 and the Vector A100 anemometer (Fig. 6).

The same tendency in the deviations between cup anemometers has been found by ECN in complex terrain, where a Mierij anemometer has been used as reference.

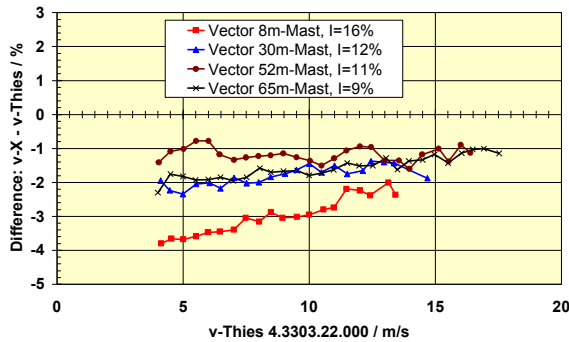


Fig. 6: Difference in wind speed measurements between the Thies 4.3303.22.000 and the Vector A 100 cup anemometer observed at various sites in flat terrain in different heights above ground. The average turbulence intensity is displayed for each site.

Fig. 6: Diferencias en las mediciones de velocidad del viento entre los anemómetros Thies 4.3303.22.000 y Vector A 10, observados en varios emplazamientos en terreno llano a diferentes alturas sobre el nivel del suelo. La intensidad media de turbulencia se muestra para cada emplazamiento.

## 5. Origin of the Effect

The comparison between the Thies 4.3303.22.000 and the Risø P2445b anemometer has been done using different types of output signals of the anemometers. The differences in wind speed measurements have been found to be independent of the electrical signal conditioning. Hence, the different aerodynamics of the anemometers must be responsible for the effect.

The data gained from comparisons between the Thies 4.3303.22.000 and the Vector A100 anemometer in flat terrain from different sites and heights above ground have been classified according to the turbulence intensity (Fig. 7). A strong tendency of the differences in wind speed measurements to increase with increasing turbulence intensity is seen. From this result it is clear, why different types of anemometers show differences in the open, although they

## 5. Origen del efecto

La comparación entre los anemómetros Thies 4.3303.22.000 y el Risø P2445B se ha realizado usando distintos tipos de señales de salida de los anemómetros. Las diferencias en las medidas de viento han resultado ser independientes de la condición de señal eléctrica. Por ello, se deduce que la diferente aerodinámica de los anemómetros debe ser la responsable de este efecto.

Los datos obtenidos por comparación entre el Thies 4.3303.22.000 y el Vector A100 en distintos emplazamientos y alturas sobre el suelo en terreno llano, se han clasificado de acuerdo a la intensidad de turbulencia (Fig. 7). Se observa una marcada tendencia de la diferencia en las mediciones a aumentar conforme aumenta la turbulencia. Por este resultado, queda claro por qué diferentes tipos de anemómetros muestran diferencias al aire libre aunque estén calibrados en el mismo túnel de viento. En el túnel de viento existe una turbulencia muy baja, y la calibración no es representativa del régimen al aire libre.

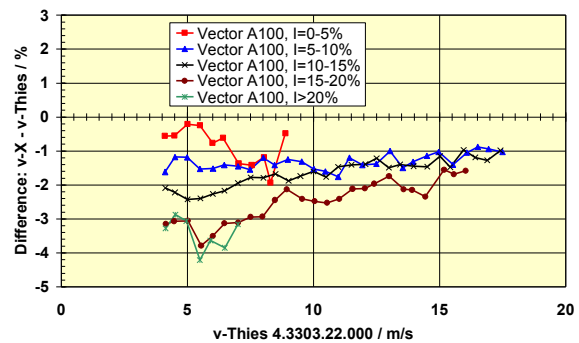


Fig. 7: Difference in wind speed measurements between the Thies 4.3303.22.000 and the Vector A 100 cup anemometer in flat terrain classified according to the turbulence intensity.

Fig. 7: Diferencias en las mediciones de velocidad del viento entre los anemómetros Thies 4.3303.22.000 y Vector A 10, observadas en varios emplazamientos en terreno llano clasificadas según la intensidad de la turbulencia.

Todavía no se comprenden del todo qué características de las turbulencias producen las diferencias en las medidas de los anemómetros en mayor medida.

Sin embargo, hay indicaciones de que las fluctuaciones de la componente vertical de la velocidad debido a la turbulencia juegan un papel primordial. Algunos anemómetros tienden a medir más o menos la componente horizontal del flujo, mientras que otros tienden a medir el

are calibrated in the same wind tunnel. In the wind tunnel a very low turbulence intensity is present, and the calibration is not representative for the outdoor wind regime.

It is not fully understood yet which turbulence characteristics mainly rule the differences in cup anemometer measurements.

However, there are indications, that the fluctuations of the vertical flow speed component due to turbulence play a mayor role. Some anemometers tend to measure more or less the horizontal flow component, while others tend to measure the complete wind speed vector, including the vertical flow component. Indeed such anemometers, which have the tendency to measure only the instantaneous horizontal flow component (Risø P2445b) or even less than that (Vector A100), show in the outdoor anemometer comparison a smaller wind speed than the Thies 4.3303.22.000 anemometer, which is known to measure in tendency the full wind speed vector (compare Fig. 3 with Fig. 4 and Fig. 5). Furthermore, simulations of the effect of turbulent fluctuations of the vertical flow component predict differences in cup anemometer measurements up to 2 % [3], [4].

Another source for the differences in measurements with different types of cup anemometers is the fact that the acceleration of cup anemometers during increasing wind speeds is larger than the deceleration when the wind is decreasing. This true measurement error is known as overspeeding and is strongly dependent on the type of the cup anemometer, which is expressed in the so called distance constant. However, simulations of the overspeeding effect as well as experiments show that overspeeding plays a minor role. According to reference [2] the overspeeding effect is in the order of just 0.2 % in a conservative scenario with a turbulence intensity of 15 % and an anemometer with a large distance constant of 5 m.

An interesting result from the outdoor anemometer comparison so far is that the anemometers measuring the highest wind speeds, which are the Thies compact, the Friedrichs 4033.1100x and the Thies 4.3303.22.000, all have semispherical cups, while the anemometers measuring the lowest wind speeds (Vector A100, Risø P2445b) have conical cups (Fig. 4). This fact supports well the thesis that the differences are to a large part originating from fluctuations of the vertical flow component, because the drag of the cups as well as the Bernoulli effect in respect to vertically oriented flow depends much on the cup's shape. A further result

vector de velocidad completo, incluyendo la componente vertical. Ciertamente, esos anemómetros que tienden a medir sólo la componente horizontal instantánea (Risø P2445b) o incluso menos que eso (Vector A100), muestran en la comparación exterior del anemómetro una velocidad del viento menos que el Thies 4.3303.22000, del que se sabe que tiende a medir el vector de velocidad completo (comparar Fig. 3 con Fig. 4 y Fig. 5). Además, en simulaciones del efecto de las fluctuaciones turbulentas de la componente vertical del flujo se predicen diferencias en mediciones de los anemómetros hasta un 2% [3] [4].

Otra razón para las diferencias en mediciones entre los anemómetros, es el hecho de que la aceleración de los anemómetros con velocidades en aumento, es mayor que la deceleración cuando el viento decrece. Este efecto es conocido como overspeeding (sobre velocidad) y depende fuertemente del tipo de anemómetro; se cuantifica con el parámetro constante de distancia. Sin embargo, simulaciones y experimentos sobre el overspeeding, demuestran que este efecto desempeña un papel secundario. De acuerdo con la referencia [2], el efecto overspeeding es del orden del 0.2 % en un escenario conservativo, con una intensidad de turbulencia del 15% y un anemómetro con una constante de distancia de 5 m.

Un resultado interesante de la comparativa exterior de anemómetros, es que los anemómetros que miden la mayor velocidad del viento, el Thies Compact, el Friedrichs 4033.1100x y el Thies 4.3303.22.000, tienen todas copas semiesféricas; mientras que los que miden la velocidad más baja (Vector A100, Risø P2445b) tienen copas cónicas (Fig. 4). Este hecho, refuerza la tesis de que las diferencias son, en gran parte, originadas por fluctuaciones de la componente vertical del flujo, ya que el arrastre de las copas así como el efecto Bernoulli respecto al flujo orientado verticalmente, depende mucho de la forma de la copa. Un resultado posterior es que el tamaño de las copas o de toda la parte rotora del anemómetro, parece no tener influencia. Por ejemplo, anemómetros muy pequeños como el Thies compact (165 mm de diámetro), están en el mismo grupo que el gran Thies 4.3303.2200 (315 mm de diámetro) (Fig. 4).

## **6. Consecuencias para el mercado de la energía eólica**

En la Fig. 8 se da un ejemplo del efecto de distintos anemómetros en las mediciones de curva de potencia. Las curvas de potencia de los

is that the size of the cups or the whole rotating part of the anemometer seems to have no major influence. For instance, very small anemometers, like the Thies compact (diameter 165 mm), fall into the same group as the large Thies 4.3303.22.000 anemometer (diameter 315 mm) (Fig. 4).

### 6. Consequences for the Wind Energy Market

An example for the effect of different cup anemometers on power curve measurements is given in Fig. 8. Power curves of a large wind turbine have been measured in flat terrain simultaneously with two anemometers, a Thies 4.3303.22.000 and a Vector A 100. The experiment has been repeated in complex terrain at an medium sized wind turbine. The effect of the type of anemometer on the measured power performance is enormous, below rated power it is in the order of 5 % or more.

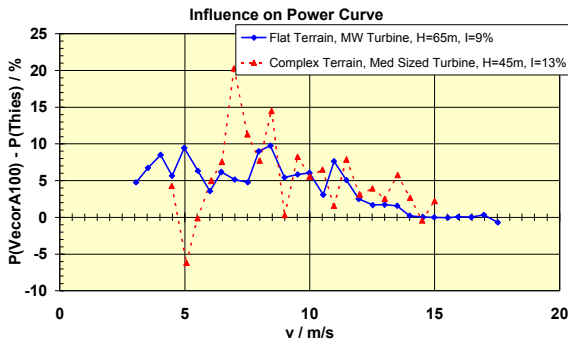


Fig. 8: Differences of wind turbine power curves measured simultaneously with a Thies 4.3303.22.000 and a Vector A 100 cup anemometer in flat terrain and complex terrain.

Fig. 8: Diferencias en las mediciones de curva de potencia, medidas simultáneamente con los anemómetros Thies 4.3303.22.000 y Vector A 10 en terrenos llano y complejo.

The effect on the annual energy production calculated from the power curves is for a location with an annual average wind speed of 7 m/s in the order of 3 % in flat terrain and about 6 % in complex terrain (Fig. 9). The differences in AEP are increasing with decreasing annual average wind speed. Thus, especially at low wind sites, where the use of wind energy is often linked to high financial risks anyway, the observed differences in wind speed measurements due to the different types of anemometers lead to severe additional uncertainties. The fatal aspect about this source of uncertainty is that it systematically goes in one direction, dependent on the type of anemometer in use. This is in contrast to other uncertainty components like e. g. the effect of

grandes aerogeneradores se han medido en terreno llano simultáneamente con dos anemómetros, un Thies 4.3303.22.000 y el Vector A100. El experimento se ha repetido en terreno complejo con un aerogenerador de tamaño medio. El efecto del tipo de anemómetro en la medición de la curva de potencia es enorme; bajo potencia media es del orden del 5 % o más.

El efecto en la producción anual de energía calculada para las curvas de potencia es, para un emplazamiento con una velocidad media anual de 7 m/s, del orden del 3% en terreno llano y del 6% en terreno complejo (Fig. 9). Las diferencias en la PAE aumentan cuando decrece la velocidad media anual. De este modo, principalmente en zonas de bajo viento, donde el uso de energía eólica está a menudo ligada a grandes riesgos financieros, las diferencias observadas en la velocidad del viento debidas a diferentes anemómetros producen incertidumbres adicionales importantes. El peor aspecto de este tipo de incertidumbres es que van sistemáticamente en una dirección, dependiendo del tipo de anemómetro que se usa. Esto contrasta con otros componentes de incertidumbre en las mediciones de curva de potencia, como por ejemplo el terreno. En resumen, esta situación es totalmente insatisfactoria para la industria ya que la producción de los diferentes aerogeneradores no puede ser comparada si se mide con diferentes anemómetros. Además, las curvas de potencia medidas no son útiles para la predicción de la energía específica del emplazamiento

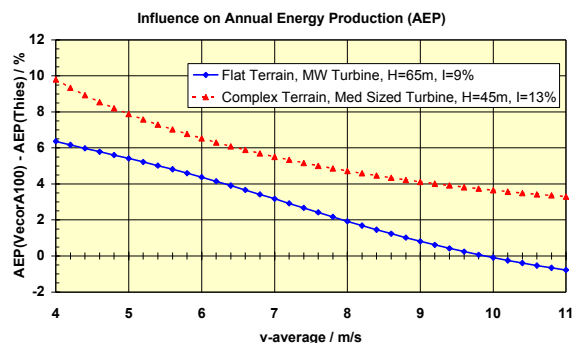


Fig. 9: Difference in the annual energy production (AEP) resulting from power curves measured simultaneously with a Thies 4.3303.22.000 and a Vector A 100 cup anemometer in flat terrain and complex terrain

Fig. 9: Diferencias en producción anual de energía (PAE) que proceden de curvas de potencia medidas simultáneamente con los anemómetros Thies 4.3303.22.000 y Vector A 10 en terrenos llano y complejo.

the terrain on wind turbine power performance measurements. In short, the present situation is completely unsatisfying for the wind industry, because the power performance of wind turbines can not be compared if measured with different anemometer types. Furthermore, measured power curves are useless for the prediction of the site specific energy production, when the type of anemometer in use for the power curve determination does not match the type of anemometer applied for the site assessment.

## 7. Recommendations

The observed differences in wind speed measurements due to the use of different types of cup anemometers lead to the following recommendations:

- The ideal solution for the problem would be the use of a unified cup anemometer for all wind energy related measurements. This path is followed by the project "Development of a Standardised Cup Anemometer Suited to Wind Energy Applications (CLASSCUP, JOR3-CT98-0263)", which is co-funded by the European Commission. However, first discussions between specialists give only poor hope of the feasibility of this solution in the near future.
- Standards and recommendations for wind turbine testing and wind energy related wind measurements [2], [5], [6], [7] must define the flow speed component to be measured. Related to this issue are requirements on the anemometer class to be used (see next point).
- Cup anemometers must be classified, e. g. according to results from investigations of their sensitivity on vertically inclined air flow or based on open field comparisons.
- Site assessments should be based on wind measurements with the same class of anemometers which have also been used for the determination of the power performance of the planned wind turbine type or vice versa. A fatal scenario is the determination of the wind potential on the bases of a fast anemometer (e. g. Thies or Friedrichs) combined with a power curve based on measurements with a slow anemometer (e. g. Risø P2445b or Vector A100).
- The development of a correction for measured wind turbine power curves from one anemometer class to the other is necessary in order to make power curves comparable. This is also needed for site assessments, because a match between the anemometer used for the wind potential prediction and the anemometer applied for the wind turbine power performance test will not always be

*cuando el tipo de anemómetro que se usa para la determinación de la curva, no es equiparable al tipo de anemómetro utilizado en la evaluación del emplazamiento.*

## 7. Recomendaciones

*Las diferencias observadas en las mediciones de viento, debido al uso de diferentes tipos de anemómetros, permite hacer las siguientes recomendaciones:*

- *La solución ideal para el problema, sería el uso de anemómetros de copa unificados para todas las mediciones relacionadas con energía eólica. Este camino es seguido por el proyecto "Desarrollo de un anemómetro estándar adecuado para aplicaciones de Energía Eólica (CLASSCUP, JOR3-CT98-0263)", cofundado por la Comisión Europea. Sin embargo, las primeras discusiones entre especialistas otorgan pocas esperanzas de viabilidad para esta solución en un futuro cercano.*
- *Normas y recomendaciones para pruebas de aerogeneradores y mediciones relacionadas con energía eólica [2], [5], [6], [7], deben definir la componente de la velocidad del flujo a medir. En relación con este asunto están los requerimientos en el tipo de anemómetro a usar (ver siguiente punto).*
- *Los anemómetros de copa deben ser clasificados, por ejemplo, de acuerdo con resultados de investigaciones de su sensibilidad al flujo de aire vertical inclinado o basado en comparaciones en campo abierto.*
- *Las evaluaciones de los emplazamientos deben basarse en medidas de viento con el mismo tipo de anemómetros que han sido usados para determinar la curva de potencia del aerogenerador o viceversa. La peor situación es la determinación del potencial eólico basado en un anemómetro rápido (por ejemplo Thies o Friedrichs) combinado con una curva de potencia basada en mediciones con un anemómetro lento (por ejemplo Risø P2445b o Vector A100).*
- *Es necesario el desarrollo de una corrección de las curvas de potencia de aerogeneradores medidas con un tipo de anemómetros u otro para que sean comparables. Esto también se necesita para la evaluación del emplazamiento, ya que no siempre se conseguirá una paridad entre el anemómetro usado para medir el potencial eólico y el utilizado para medir la curva de potencia.*
- *Es necesaria una investigación avanzada sobre la cuestión de qué parámetros dominan las diferencias entre las mediciones de los anemómetros. Esto tiene que ser respondido mediante una adecuada clasi-*

possible.

- Further research is required regarding the question which turbulence parameters dominate the differences in cup anemometer measurements. This has to be answered for a proper classification of cup anemometers and for the development of an adequate correction of wind turbine power curves from one anemometer class to the other. The results presented here indicate that an anemometer correction must take the turbulence intensity into account. Key issue is, whether other site specific turbulence or flow characteristics, like e.g. the ratio between longitudinal and vertical turbulence, the turbulence length scale or the average flow inclination have to be taken into account.
- Some helpful steps should be taken immediately: In all power curve certificates and wind potential determinations a clear statement should be given regarding the used anemometer. Power performance guarantees should clearly state the anemometers for which the power curve is valid. Furthermore, MEASNET offers the possibility for a quick agreement on a certain class of anemometers to be used within the MEASNET group. The expert group of the Technical Guideline for Wind Turbines [7] has already agreed on the determination of the full wind speed vector for wind turbine power performance measurements.

## 8. Acknowledgements

The work is partially supported by the European Commission under contract number JOR3-CT98-0257. Thanks belong also to the wind turbine manufacturers which have allowed to use the measurements performed at their wind turbines for this work.

## 9. References / Referencias

- [1] MEASNET: Measurement Procedure Cup Anemometer Calibrations, 1997
- [2] International Energy Agency: Expert Group Study on Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation, 11. Wind Speed Measurement and Use of Cup Anemometry, 1999
- [3] P. Nørgaard, T. F. Pedersen, S. Frandsen: The Art of Compromises in On-Site Power Performance Verification in Contractual Applications, Proceedings of DEWEK 2000
- [4] E. I. Kaganov, A. M. Yaglom: Errors in Wind Speed Measurements by Rotation Anemometers, Boundary-Layer Meteorol., 10, 1-11 (1976)
- [5] IEC 61400-12: Wind turbine generator system – Part 12: Wind turbines power performance testing, 1998
- [6] MEASNET: Power Performance Measurement Procedure, 1997
- [7] Fördergesellschaft Windenergie e.V.: Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 2 Bestimmung von Leistungskurve und standardisierten Energieerträgen, Revision 13, Stand 1.1.2000

*ficación de los anemómetros y el desarrollo de una corrección adecuada de las curvas de potencia de un anemómetro a otro. Los resultados presentados aquí, indican que la corrección de un anemómetro debe tomar en consideración la intensidad de la turbulencia. Otros puntos clave son si se han de tener en cuenta otra turbulencia específica o característica de flujo, por ejemplo el ratio entre la turbulencia vertical y longitudinal, la escala de longitud de turbulencia o la inclinación media del flujo.*

- *Algunos pasos útiles deben darse inmediatamente: En todas las certificaciones de curvas de potencia y determinaciones de potencial eólico se debe proporcionar una exposición detallada sobre el uso del anemómetro. Las garantías de la producción de potencia deberían especificar claramente los anemómetros para los que esta curva es válida. Además, MEASNET ofrece la posibilidad de un acuerdo con cierta clase de anemómetros para ser usados dentro del grupo MEASNET. El grupo de expertos para las Directrices Técnicas para Aerogeneradores [7], se ha puesto ya de acuerdo en la determinación del vector completo de velocidad para mediciones de curva de potencia.*

## 8. Reconocimientos

*El trabajo está financiado parcialmente por la Comisión Europea bajo el número de contrato JOR3-CT98-0257. Los agradecimientos son también para los fabricantes de aerogeneradores que han permitido utilizar las mediciones hechas en sus aerogeneradores para este trabajo.*