

Long-term Correlation of Wind Measurement Data

Correlación a largo plazo de datos de medida de viento

G.Gerdes, M. Strack ; DEWI

Translation: Daniel Serón Galindo; Bärbel Gerdes; DEWI

Summary

The achieved energy yield is the main criterion for an economically successful wind energy project. Despite this well known fact, the influence of the long-term development of wind potential on economic viability is often not taken into account sufficiently. Mainly in the first years of operation an overestimated energy yield can be disastrous.

Wind speed measurements over short time periods are increasingly used for site assessment. To make these short-term measurements a reliable base for economical assessment, they have to be extended to a long-term prediction. The basic idea of the long-term correlation of wind speed measurement data is presented in this paper.

The economic success of a wind energy project is basically a question of the achieved annual energy production. The energy yield is typically determined during the planning process of a project by measurements and/or meteorological models. If the long-term achieved energy yield falls behind the planned value seriously, the diminished earnings can lead to the financial end of a project.

In Germany and Denmark the assessment of the annual energy yield is often carried out by meteorological calculation methods, based on long-term meteorological measurements. These methods work very well in the flat coastal areas of Northern Germany and Denmark; in inland areas with complex terrain and in climatic diverging regions their applicability is reduced.

Therefore, in Germany wind speed measurements at potential wind farm sites combined with micro-siting models are increasingly carried out to determine the annual energy yield. In most other European countries this is already quite usual; in Spain, Greece or Portugal nearly no project is realised without wind speed measurements of a minimum time period. In Turkey, the measurement of wind speeds for at least one year is the basic condition for the approval of a wind farm project. In areas in which applied and tested meteorological calculation methods do fit for limited use only, and in which the density of meteorological stations is low, wind speed

Sumario

El suministro de energía logrado es el principal criterio para el éxito económico de un proyecto. A pesar de este hecho bien conocido, a menudo no se considera de forma suficiente la influencia del desarrollo a largo plazo del potencial de viento en la viabilidad económica. Fundamentalmente en los primeros años de operación, una sobreestimación en la producción de energía puede ser desastrosa. Las medidas de velocidad de viento sobre cortos periodos de tiempo se están utilizando cada vez más a menudo para estimación de recursos de lugar. Para hacer de estas medidas a corto plazo una base fiable para estimaciones económicas, se deben extender a una predicción a largo plazo. La idea básica de la correlación a largo plazo de datos medidos de velocidad de viento se explica en este artículo.

El éxito económico de un proyecto de energía eólica es fundamentalmente una cuestión de la producción de energía anual alcanzada. La producción de energía se determina normalmente durante el proceso de planificación de un proyecto mediante medidas y/o modelos meteorológicos. Si la producción de energía lograda a largo plazo cae seriamente por debajo de el valor esperado, la disminución de ingresos económicos puede conducir al final financiero del proyecto.

En Alemania y Dinamarca la estimación de la producción anual de energía es habitualmente llevada a cabo mediante métodos de cálculo meteorológicos, basados en medidas meteorológicas a largo plazo. Estos métodos funcionan muy bien en las zonas planas costeras de Alemania y Dinamarca; mientras que en zonas de interior con terrenos complejos y en regiones climatológicamente divergentes su aplicación es reducida.

Por lo tanto, en Alemania, las medidas de velocidad de viento en lugares de potenciales parques eólicos combinadas con modelos de micro-siting, se están llevando a cabo de forma creciente para determinar la producción anual de energía. En la mayoría de los otros países Europeos esto es un hecho bastante usual; en España, Grecia o Portugal casi ningún proyecto

measurements are an important, perhaps the most important method for the assessment of the expected annual energy yield. As a rule these wind speed measurements are carried out at the planned site within a time period of 1 to 2 or even more years.

Year	Energy production related to the average value from 1993-1998
1993	103.0 %
1994	105.9 %
1995	102.1 %
1996	90.4 %
1997	93.8 %
1998	105.0 %
1993-1998	100.0 %

Tab. 1: Trend of energy production over six years, based on measurements at the DEWI 130 m-meteorological mast. The values are related to the average energy production of the entire six years. Single years show strong deviation from the average; e.g. minus 10 % in 1996 or plus 6 % in 1994.

Tab. 1: Tendencia de la producción de energía a lo largo de seis años, basada en las medidas del mástil meteorológico de 130 metros de DEWI. Los valores están referidos a la producción media de energía de los seis años completos. Cada año, por sí mismo, muestra una desviación de la media; por ejemplo menos 10% en 1996 o mas 6% en 1994.

However, while the importance of the wind speed measurement is well known to project developers, the long-term fluctuation of wind energy production is often ignored. This long-term energy fluctuation, caused by the variation of average annual wind speed, influences the economy of wind energy projects severely. A wind speed measurement, carried out in a good year with energy production above average, can lead to an overestimated energy yield forecasted over the depreciation time of a wind farm project, as long as long-term effects are not taken into account.

To demonstrate this influence, Tab. 1 shows the trend of energy production at the DEWI test site over a time period of six years. Since 1993 high quality measurements with calibrated anemometers are carried out continuously at the 130-meters meteorological mast of the German Wind Energy Institute. From these measurements the energy production of a typical 600 kW wind turbine is calculated. For each single year

se realiza sin medidas de velocidad de viento de un mínimo periodo de tiempo. En Turquía, la medida de velocidades de viento durante al menos un año es la condición básica para la aprobación de un proyecto de parque eólico.

En zonas en las que los métodos de cálculo meteorológico aplicados se adaptan sólo para un uso limitado, y en las que la densidad de estaciones meteorológicas es baja, las medidas de velocidad de viento son importantes, quizá el método más importante para la estimación de la producción anual esperada de energía. Como norma general estas medidas de velocidad de viento se llevan a cabo en el lugar planificado en un periodo de tiempo de uno a dos años, o incluso más.

De cualquier modo, mientras la importancia de la medida de velocidad de viento es bien conocida por el personal de desarrollo de proyectos, la fluctuación a largo plazo de la producción de energía es ignorada a menudo. Esta fluctuación en la energía a largo plazo, causada por la variación de la velocidad media del viento, afecta severamente la economía de los proyectos de energía eólica. Una medida de velocidad de viento, llevada a cabo en un buen año con producción de energía por encima de la media, puede llevar a sobreestimar la producción de energía a lo largo del tiempo de

depreciación del proyecto de parque eólico, en la medida que los efectos a largo plazo no son tenidos en cuenta.

Para demostrar esta influencia, la Tab. 1 muestra la tendencia de la producción de energía en el campo de pruebas de DEWI para un periodo de tiempo de seis años. Desde 1993 se realizan continuamente medidas de alta calidad con anemómetros calibrados sobre el mástil meteorológico de 130 metros de DEWI. A partir de estas medidas se calcula la producción de energía de un típico aerogenerador de 600 kW. Para cada año la producción de energía está representada en relación a la producción media de seis años. Cada año muestra grandes desviaciones de la media; las diferencias abarcan el rango entre +6% y -10%.

Ahora, si una medida de velocidad de viento se realiza durante un año en el que la producción de energía es 10% superior al valor medio, las

the energy production is depicted in relation to the six-years-average production. Single years show strong deviation from the average; the differences are ranging from +6 % to -10 %.

Now, if a wind speed measurement is carried out during a year in which the energy yield is 10 % higher than the average value, the subsequent annual energy production estimations and therefore the assessment of economic efficiency will base on a situation 10 % better than the long-term results. In this case the future reduction in achieved energy yield may not mean the financial ruin for the operating company, but it will mean, that the expected profit will not be gained. This lowered profit could result in the decision, that the wind farm might not have been build, with a more realistic assessment. The consideration of long-term wind speed average values therefore is of vital importance for wind energy projects.

The availability of a 5 to 10 years high accuracy measurement at a proposed wind farm site would be an ideal situation; which in reality is not met. On the other hand wind speed measurements to be performed at a proposed wind farm site are only suitable to be carried out for 1,2 or 3 years, to keep the time for realisation of a project within acceptable bounds. To use wind speed measurements in the range of short periods, i.e. 1 to 2 years or even 6 months only, the so-called long-term correlation of wind measurement data has to be carried out. These long-term correlation procedures, which are usually performed in combination with micro-siting models for the conversion of the gained wind speed values to the entire wind farm area, are called MCP (Measure-Correlate-Predict) methods.

These MCP procedures assume that within a certain area, in which a short-term measurement is carried out, also a long-term measurement exists. This long-term measurement station at the so-called reference site, should have a recording time of 5 to 10 years and is located in an area which

- is near the site of the short-term measurement and
- is characterised by the same wind climatological conditions.

The precision of the long-term measurement station is of secondary importance here. Also the absolute height of the wind speed measurement and the measured amplitudes are of minor interest. What is important is the long-term stability of the measurement, i.e. the conditions on which the wind measurements are carried out have to be constant or nearly constant during the whole period of the measurements. Growing trees

consecuentes estimaciones de producción anual de energía y por tanto las estimaciones de eficiencia económica se basarán en una situación 10% mejor que los resultados a largo plazo. En este caso la reducción futura en la producción de energía alcanzada puede no significar la ruína económica para la empresa, pero significará que el beneficio esperado no se llegue a obtener. Este bajo beneficio puede tener una consecuencia en la decisión mediante una estimación más realista, de forma que no se deba construir un parque eólico. La consideración de valores medios de velocidad de viento a largo plazo es por tanto de vital importancia para proyectos de energía eólica.

La disposición de medidas de alta precisión de 5 a 10 años en un posible emplazamiento de parque eólico sería una situación ideal; que en la realidad no se produce. Por otro lado las medidas de velocidad de viento a llevar a cabo en el emplazamiento del parque eólico es sólo posible llevarlas a cabo durante 1,2 ó 3 años, para mantener el tiempo de ejecución del proyecto dentro de unos límites aceptables. Para utilizar medidas de velocidad de viento en el rango de cortos periodos de tiempo, por ej. 1 ó 2 años ó incluso 6 meses, la denominada correlación a corto plazo de los datos de medidas de viento no ha sido llevada a cabo. Estos procedimientos de correlación a largo plazo, que normalmente son realizados en combinación con modelos de micro-siting para la conversión de valores obtenidos de velocidad de viento a toda el área del parque eólico, son llamados métodos MCP (Medir-Correlacionar-Predecir)

Estos procedimientos MCP consideran que dentro de un área concreta, en la cual se han llevado a cabo medidas a corto plazo, también existen medidas a largo plazo. Esta estación de medida a largo plazo en el denominado lugar de referencia, debe tener un tiempo de recogida de datos de 5 a 10 años y estar localizada en un área que

- esté cerca del lugar de medidas a corto plazo y
- esté caracterizado por las mismas condiciones climatológicas.

La precisión de la estación de medida a largo plazo es aquí de secundaria importancia. También la altura absoluta de la medida de velocidad de viento y las amplitudes medidas son de menor importancia. Lo que es importante es la estabilidad de la medida a largo plazo, por ejemplo las condiciones en las que las medidas de viento son llevadas a cabo deben ser constantes o casi constantes durante el periodo de medida. Elevaciones arbóreas alrededor de una

around a measurement at 10 m height are causing a serious change in the measured values as well as new or enlarged buildings or the shift of the meteorological mast to another site. In addition the serious wear of anemometer bearings and poor maintenance of the equipment are causing not stable, but increasing uncertainties of the measurements. Stable situations are better, even if they are accompanied by higher, but constant errors. Thus it is important to check the history of a long-term measurement station when the data are used for correlation to find out the stability of measurement conditions.

medida de 10 metros de altura causan un serio cambio en los valores medidos, así como edificios nuevos o reconstruidos, o el cambio del mástil metereológico a otro lugar. Además el serio desgaste de los engranajes del anemómetro y el pobre mantenimiento del equipo están causando crecientes, aunque no estables, incertidumbres en las medidas. Las situaciones estables son mejores, incluso si están acompañadas de errores superiores, aunque constantes. Por lo tanto es importante comprobar la historia de una estación de medida de largo plazo cuando los datos son utilizados para la correlación con el fin de averiguar la estabilidad de las condiciones de medida.

Reference Site

Long Term Measurement, including Short Term:

85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98

Prediction Site

Short Term Measurement

Long Term Prediction

85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98

Fig. 1: Example, showing the long-term correlation of wind speed measurement data. A short-term measurement performed at the Prediction Site is first correlated with a data set of the Reference Site (long-term measurement station) for the identical time period, producing a correlation parameter set. In a second step the long-term prediction is performed for the Prediction Site using the gained parameter set and the long-term measured data from the Reference Site.

Fig. 1: Ejemplo, mostrando la correlación a largo plazo de los datos de medida de velocidad de viento. Una medida a corto plazo realizada en el lugar de predicción es primero correlacionada con un grupo de datos del lugar de referencia (estación de medida a largo plazo) para el mismo periodo de tiempo, resultando un grupo de parámetros de correlación. En un segundo paso la predicción a largo plazo es realizada para el lugar de predicción utilizando el grupo de parámetros obtenidos y los datos medidos a largo plazo del lugar de referencia.

Fig. 1 shows, how these wind speed measurements are used in combination with the short-term measurement. The upper bar represents the duration of the long-term measurement taken at the reference site for several years (here 13 years). Within this bar a small partition is depicted, indicating a short-term measurement period (here one year), recorded at the identical time period of the short-term measurement,

La Fig. 1 muestra, como estas medidas de velocidad de viento son usadas en combinación con la medida a corto plazo. La barra superior representa la duración de la medida a largo plazo tomada en el lugar de referencia durante varios años (aquí 13 años). En esta barra hay una pequeña partición, que indica un periodo de medida a corto plazo (aquí un año), realizado en el mismo periodo de tiempo que el periodo de medida a corto plazo, llevado a cabo en el emplazamiento propuesto para el parque eólico (Predicción de Lugar). Este periodo a corto plazo en la Predicción de Lugar se indica con la barra roja. La barra inferior representa las predicciones a largo plazo resultado del MCP análisis.

Para el procedimiento MCP se requieren tres grabaciones de datos:

- *una medida a corto plazo en el lugar de predicción*
- *una medida a largo plazo en el lugar de referencia*
- *una medida a largo plazo en el lugar de referencia llevada a cabo en el mismo periodo de tiempo que la medida a corto plazo en el lugar de predicción.*

El procedimiento MCP puede ser fácilmente explicado en base al método mas simple, usando sólo datos estadísticos para entradas y salidas. Este método está representado en la Fig. 2. Los tres grupos de datos requeridos existen en forma condensada en tablas con distribución de velocidad de viento respecto a la dirección del viento (rosas de velocidad de viento). En un primer paso, las dos tablas de medidas a corto

carried out at the proposed wind farm site (Prediction Site). This short-term period at the Prediction Site is indicated by the red bar. The lower bar represents the long-term prediction resulting from the MCP-analysis.

plazo son usadas para la correlación; se produce un grupo de parámetros mediante un simple procedimiento, comparando la distribución de velocidad de viento para cada sector de dirección de viento.

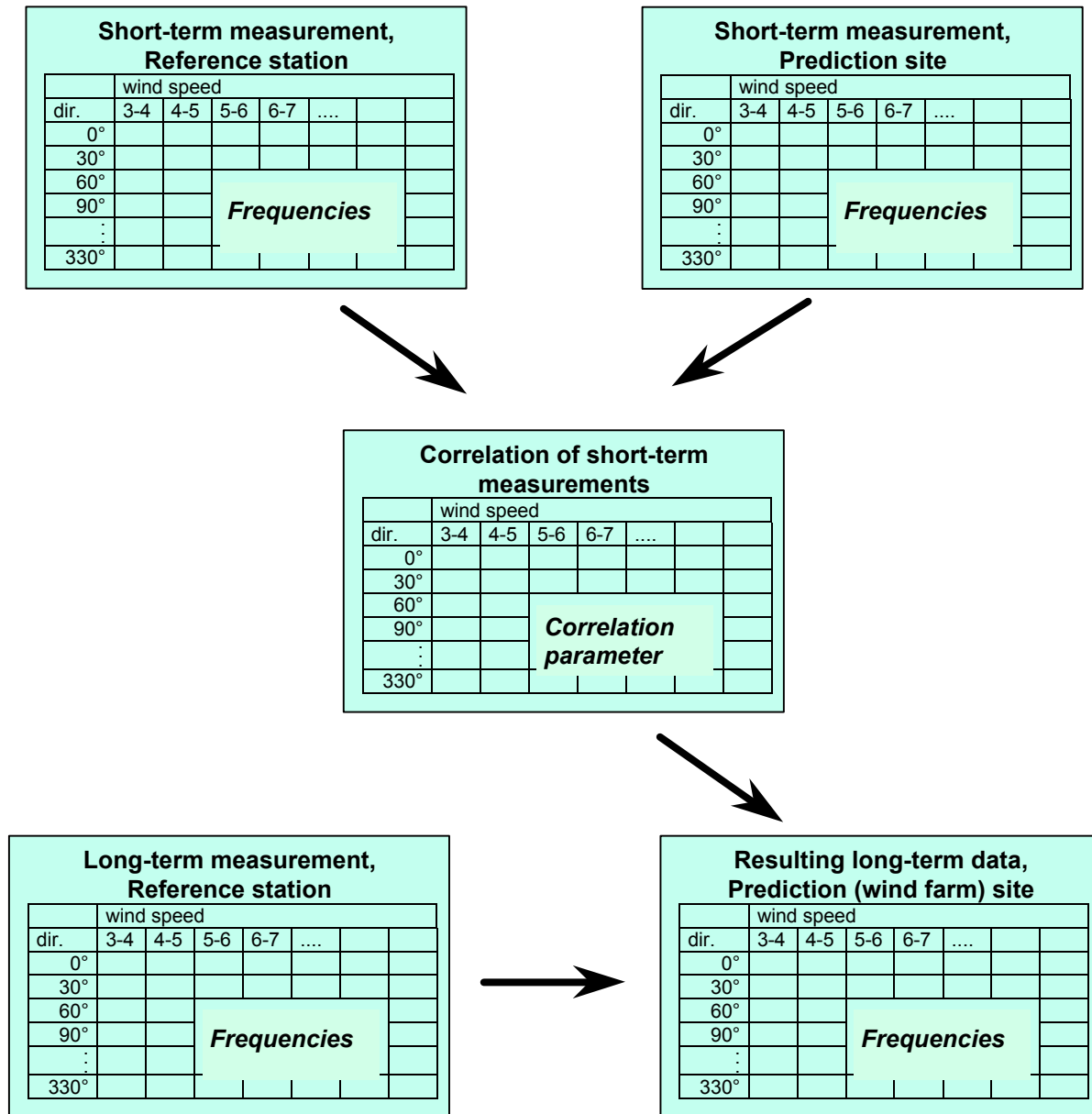


Fig. 2: Simple MCP-procedure on base of statistical data, using tables with wind speed distribution versus wind direction (wind speed rose). Short-term measurement data of Prediction Site and Reference Site are used to produce a correlation parameter set. With these set and the long-term measurement data at the Reference Site the resulting long-term prediction at the Prediction Site is calculated.

Fig. 2: Procedimiento simple MCP en base a datos estadísticos, utilizando tablas con distribución de velocidad de viento referida a dirección de viento (rosa de velocidad de viento). Los datos de medida a corto plazo del lugar de predicción y el lugar de referencia son usadas para crear un grupo de parámetros de correlación. Con este grupo y los datos de medida a largo plazo en el lugar de referencia se calcula la predicción a largo plazo en el lugar de predicción.

For the MCP procedure three data records are required:

- a short-term measurement at the prediction site
- a long-term measurement at the reference site
- a short-term measurement at the reference site carried out within the same period of the short-term measurement at the prediction site

The MCP-procedure can most easily be explained on base of the most simple method, using only statistical data for input and output. This method is depicted in Fig. 2. The three required data sets are existing in the condensed form of tables with wind speed distribution versus wind direction (wind speed roses). In a first step the two short-term measurement tables are used for correlation; a parameter set is produced by a simple procedure, comparing the wind speed distribution for each wind direction sector. The resulting parameter table contains a correlation factor for each wind speed class of a wind direction sector, giving in each class the relation between the frequencies of the two measurements.

In a second step the long-term prediction is performed for the Prediction Site using the gained parameter set and the long-term measured data from the Reference Site. The wind speed rose of the long-term measurement is multiplied with the conversion factors given in the parameter table produced in the first step. The result is a wind speed rose representing the wind conditions at the Prediction Site for a long-term period (here 13 years) so that these statistics can be used for the calculation of wind resources at the wind farm area. This simple method is used when data are only available in the form of wind speed roses. It does not take into account sector specific rotation of wind direction, wind speed gradient depending on specific wind situations etc. The simple method should be used only if the terrain situation is not too complex and if no time series measurement data are available.

In principle, MCP procedures can be divided into pure statistical methods, time series methods and mixed time series and statistical procedures. The more advanced methods are taking into account the spatial rotation in single wind direction sectors and are comparing wind speed conditions depending on time pattern. A more advanced method and the gained results will be presented in the next DEWI-Magazin.

La tabla de parámetros resultante contiene un factor de correlación para cada clase de velocidad de viento, dando en cada clase la relación entre las frecuencias de las dos medidas.

En un segundo paso la predicción a largo plazo es realizada para el lugar de predicción usando el grupo de parámetros obtenido y los datos de medida a largo plazo de el lugar de referencia. La rosa de velocidad de viento de la medida a largo plazo es multiplicada por los factores de conversión dados en la tabla de parámetros, obtenidos del primer paso. El resultado es una rosa de velocidad de viento representando las condiciones del viento en el lugar de predicción para un largo periodo de tiempo (aquí 13 años) con el fin de que estas estadísticas se puedan usar para el cálculo de recursos eólicos en el área del parque eólico. El método simple es utilizado cuando los datos sólo están disponibles en forma de rosas de velocidad de viento. Esto no considera rotaciones de sector específicas, gradientes de velocidad de viento dependiendo de las situaciones de viento específico, etc. El método simple debería usarse sólo si la situación del terreno no es demasiado compleja y si no hay disponibles datos de medida en series temporales.

En principio, los procedimientos MCP puede ser divididos en métodos estadísticos puros, métodos de series de tiempo y una mezcla de series de tiempo y procedimientos estadísticos. Los métodos más avanzados tienen en cuenta la rotación espacial en sectores únicos de dirección del viento y comparan las condiciones de velocidad de viento dependiendo del patrón de tiempo. Un método más avanzado y los resultados que con él se obtienen se detallarán en la próxima edición de DEWI-Magazin.