

Netzverträglichkeit von Windenergieanlagen in Deutschland und Dänemark/Schweden

Power Quality of Wind Turbines in Germany and in Denmark/Sweden

Fritz Santjer, DEWI

1. Einleitung

Die Technische Richtlinie [1] wird in Deutschland seit langer Zeit für die Ermittlung der Netzverträglichkeit von Windenergieanlagen angewendet. In Verbindung mit der VDEW Richtlinie [2] ermöglicht sie die Beurteilung des Netzanschlusses von Windenergieanlagen durch die Energieversorgungsunternehmen (EVU). In Dänemark und in Schweden gibt es seit Ende 1998 ebenfalls Richtlinien ([3] und [4]), die den Netzanschluss von Windenergieanlagen regeln. Diese Richtlinien basieren auf Messungen der Netzverträglichkeit nach dem Entwurf der IEC-Richtlinie 61400-21 [5], wodurch sich erhebliche Unterschiede bei der Beurteilung des Netzanschlusses gegenüber dem deutschen Verfahren ergeben können. Insbesondere sind die nach [1] ermittelten Kennwerte für die Netzverträglichkeit, wie z.B. Flicker oder Oberschwingungen, nicht mit den Werten, die nach der IEC-Richtlinie ermittelt werden, vergleichbar.

2. Verfahren

2.1 Verfahren in Deutschland

Die Technische Richtlinie [1] gibt Vorgaben, welche Kennwerte bzgl. Netzverträglichkeit (z.B. Flicker, Oberschwingungen, Leistungen, Schalt-handlungen, Netzschutz) von Windenergieanlagen gemessen werden müssen und wie die Messungen durchzuführen sind. Diese Richtlinie ist Anfang der 90er Jahre entstanden und hat sich seit dieser Zeit bewährt, um objektive Kriterien für den Netzanschluss von Windenergieanlagen zu erhalten. Die Richtlinie ist laufend verbessert und aktualisiert worden, um neuen Erkenntnissen und neuen Anlagenkonzepten Rechnung zu tragen. Die Ergebnisse der Messungen nach der Technischen Richtlinie werden in einem Bericht und in einem „Auszug aus dem Prüfbericht“ zusammengefasst. Zur Beurteilung des Netzanschlusses von Windenergieanlagen benötigen die deutschen Energieversorgungsunternehmen (EVU) den „Auszug aus dem Prüfbericht“, ein zweiseitiges Datenblatt, das alle wichtigen Kennwerte zur Netzverträglichkeit der Windenergieanlage enthält. In Verbindung mit der VDEW-Richtlinie [2], die einzuhaltende Vorgaben und Grenzwerte liefert, ist somit die Beurteilung des Netzanschlusses möglich.

1. Introduction

In Germany the Technical Guideline [1] has been used for measuring the power quality of wind turbines for many years. In combination with the VDEW Guideline [2], the Technical Guideline allows the utilities to evaluate the grid connection of wind turbines. In Denmark and Sweden guidelines governing the grid connection of wind turbines ([3] and [4]) have been effective since the end of 1998. These guidelines are based on power quality measurements performed according to the IEC draft guideline 61400-21 [5], which means that considerable differences may occur in the evaluation of grid connections as against the German procedure based on the Technical Guideline. In particular the power quality characteristics, such as flicker or harmonics, cannot be compared to the values measured according to the IEC guideline.

2. Procedures

2.1 Procedure used in Germany

The Technical Guideline [1] specifies which characteristics relevant for the power quality of wind turbines have to be measured (e.g. flicker, harmonics, power, switching operations, grid protection) and which measurement methods should be used. The guideline was set up at the beginning of the nineties and since then has proved to be a useful instrument for obtaining objective criteria for the grid connection of wind turbines. It has been improved and updated continuously to incorporate new research results and new turbine concepts. The results of measurements performed according to the Technical Guideline are summarised in a report and in an “Extract from Test Report”. This extract, a two-page data sheet containing all relevant power quality characteristics of the turbine, is used by German utilities for the evaluation of the grid connection together with the VDEW guideline [2] in which the requirements and limit values to be observed are indicated.

2.2 Verfahren in Dänemark und in Schweden

Die schwedische Richtlinie entspricht der dänischen DEFU-Richtlinie [3], die Ende 1998 erstmals erschienen ist. Sie gibt ähnlich der deutschen VDEW-Richtlinie Vorgaben und Grenzwerte, die beim Anschluss von Windenergieanlagen an das elektrische Netz eingehalten werden müssen. Die dänische Richtlinie legt allerdings Netzverträglichkeitskennwerte der Windenergieanlagen zu Grunde, die auf der IEC 61400-21 [5] basieren. Im Gegensatz zur VDEW-Richtlinie [2] fordert die dänische Richtlinie [3] nicht, dass die Netzverträglichkeit für die Windenergieanlage von einem unabhängigen Institut gemessen werden muss, sondern der Hersteller hat die entsprechenden Angaben zur Netzverträglichkeit anzugeben. Hierbei bleibt es dem Hersteller überlassen, wie er die Netzverträglichkeit seiner Windenergieanlage ermittelt. Im Idealfall ist die Netzverträglichkeit der Windenergieanlage nach der IEC-Richtlinie unter Berücksichtigung der DEFU-Richtlinie vermessen. Dann kann der Hersteller die erforderlichen Daten aus dieser Messung entnehmen.

In vielen Fällen wird aber auf eine Messung nach der IEC-Richtlinie verzichtet und es werden einfach die Ergebnisse aus der Netzverträglichkeitsmessung nach der Technischen Richtlinie [1] übernommen. Da sich die Technische Richtlinie aber von der IEC-Richtlinie unterscheidet, sind die Ergebnisse aus der Messung nach der Technischen Richtlinie nicht mit denen aus der IEC-Richtlinie zu vergleichen. Das bedeutet auch, dass die Technische Richtlinie nicht mit der DEFU-Richtlinie übereinstimmt. Wenn die Ergebnisse aus der Technischen Richtlinie für die Berechnungen der DEFU-Richtlinie verwendet werden, führt das dazu, dass in vielen Fällen die Windenergieanlagen zu schlecht bewertet werden und somit die zur Verfügung stehende Netzanschlusskapazität nicht ausgenutzt wird oder die Genehmigung für den Netzanschluss nicht erteilt werden kann. Es ist aber auch möglich, dass die Netzverträglichkeitsdaten aus der Technischen Richtlinie niedrigere Werte ergeben als die Messergebnisse aus der IEC-Richtlinie. In diesem Fall würde die Verwendung der Daten aus der Messung nach der Technischen Richtlinie als Basis für die Berechnungen nach der DEFU-Richtlinie dazu führen, dass die tatsächlich entstehenden Netzurückwirkungen durch die Windenergieanlage größer sind als mit Hilfe der DEFU-Richtlinie prognostiziert.

Die Grenzwerte nach der Dänischen DEFU-Richtlinie unterscheiden sich von den Grenzwerten der VDEW-Richtlinie. Zum Teil gibt die Dänische Richtlinie niedrigere Grenzwerte vor.

2.2 Procedures used in Denmark and in Sweden

The Swedish guideline corresponds to the Danish DEFU guideline [3] published for the first time at the end of 1998. Similar to the German VDEW guideline it includes requirements and limit values to be fulfilled when connecting a wind turbine to the grid. The Danish guideline however uses power quality characteristics that are based on IEC 61400-21 [5]. Unlike the VDEW guideline [2] the Danish guideline [3] does not require power quality measurements to be carried out by an independent institute. The relevant data are supplied by the manufacturer, and it is up to him to choose a method for determining the power quality of his wind turbine. Ideally, the power quality is measured according to IEC, with reference to the DEFU guideline. In that case the manufacturer can use the data from this measurement for the evaluation.

In many cases, however, a measurement according to the IEC guideline is dispensed with and the results from the power quality measurement according to the Technical Guideline [1] are simply adopted. Because of the differences between Technical Guideline and IEC, the results from a measurement according to the Technical Guideline cannot be compared to those based on IEC. The Technical Guideline therefore does not match the DEFU guideline. If results based on the Technical Guideline are used for calculations made according to DEFU, the power quality of wind turbines is often rated too negatively so that the grid capacitance available is not utilised to the full extent, or the permission for grid connection is not granted. On the other hand power quality data based on the Technical Guideline may produce lower values than the measurement results according to IEC. In that case, using the Technical Guideline data for evaluations according to DEFU would mean that the system perturbations actually caused by the wind turbine would be more severe than predicted according to the DEFU guideline.

The Danish DEFU limit values differ from the limit values of VDEW in so far as the Danish guideline partly requires lower limit values. It should be taken into account, however, that power quality evaluation according to IEC tends to produce lower values than an evaluation based on the Technical Guideline, i.e. lower limit values do not automatically imply a stricter evaluation.

Allerdings muss berücksichtigt werden, dass die Bewertung der Netzverträglichkeit nach der IEC-Richtlinie eher niedrigere Werte ergibt als die Bewertung nach der Technischen Richtlinie, so dass niedrigere Grenzwerte nicht unbedingt auch eine strengere Bewertung bedeuten müssen.

Die IEC-Richtlinie 61400-21 [5] gibt ähnlich wie die Technische Richtlinie Vorgaben, welche Kennwerte der Netzverträglichkeit von Windenergieanlagen zu messen sind und wie gemessen werden muss. Auch hier müssen Flicker, Oberschwingungen, Leistungsspitzen, Leistungsfaktor im normalen Betrieb der Windenergieanlage sowie Spannungsschwankungen und Flicker bei Schalthandlungen ermittelt werden. Die Richtlinie lehnt sich wesentlich stärker als die Technische Richtlinie an andere IEC-Richtlinien an, z.B. betreffend der Mittelungszeiten. Die IEC 61400-21 liegt zur Zeit als Entwurf vor (CDC). Im Laufe dieses Jahres wird es eine Version geben, über die in den nationalen Gremien abgestimmt wird (CDV).

3 Vergleich der Messvorschriften und Bewertungsverfahren

Obwohl die Messmethodik und die Bewertungsvorschriften nach der IEC-Richtlinie den Vorschriften der Technischen Richtlinie ähnlich sind, können sich die Ergebnisse trotzdem stark unterscheiden, da es Unterschiede in den Mittelungszeiträumen, aber auch Unterschiede in den Auswertungsvorschriften gibt, die zum Teil große Auswirkungen auf die Ergebnisse haben können.

3.1 Flicker

Für den Bereich Flicker wird die Technische Richtlinie gerade überarbeitet (siehe auch [6]). Von der nächsten Ausgabe im Jahr 2000 an wird das Flickerverfahren nach der IEC 61400-21 übernommen, allerdings mit unterschiedlichen Mittelungszeiträumen für die Ermittlung der Flickerstörfaktoren (P_{st} -Werte). Während nach der IEC-Richtlinie die einzelnen P_{st} -Werte über einen Zeitraum von 10 Minuten gebildet werden müssen, werden nach der Technischen Richtlinie die P_{st} -Werte für Intervalle von einer Minute ermittelt. Die durchzuführende statistische Auswertung der P_{st} -Werte (mit Berücksichtigung der Windgeschwindigkeitsverteilungen) ist in beiden Richtlinien gleich, allerdings wird bei der Technischen Richtlinie nur eine vorgegebene Windgeschwindigkeitsverteilung zu Grunde gelegt, während in der IEC-Richtlinie vier standardisierte Windgeschwindigkeitsverteilungen vorgegeben sind. Aufgrund der unterschiedlichen Mittelungszeiträume werden die Flickerwerte nach der Technischen Richtlinie in der Regel etwas größer sein als die Flickerwerte, die nach der IEC-Richtlinie ermittelt

Similar to the Technical Guideline, the IEC guideline 61400-21 [5] specifies which power quality characteristics of wind turbines have to be measured and which measurement methods should be used. IEC, too, requires measurement of flicker, harmonics, power peaks, power factor under normal operating conditions as well as power fluctuations and flicker during switching operations. This guideline follows other IEC guidelines much more closely than the Technical Guideline, e.g. with regard to averaging times. IEC 61400-21 is at present available as a draft (CDC). Some time this year a CDV version will be submitted to the national committees for approval.

3 Comparison of measurement regulations and evaluation methods

Although measurement and evaluation methods of the IEC guideline are similar to the regulations of the Technical Guideline, results may differ considerably. This is partly due to the different averaging periods used, but also to the differences in the evaluation methods which in some cases have a strong influence on the results.

3.1 Flicker

For the area of flicker the Technical Guideline is just being revised (see also [6]). The next revision issued in 2000 will adopt the flicker method according to IEC 61400-21, however with different averaging periods for determining the flicker distortion factors (P_{st} values). Whereas according to IEC the individual P_{st} values are determined over a period of 10 minutes, the Technical Guideline requires measurements in 1-minute intervals. The method of statistical evaluation of the P_{st} values (taking into account the distribution of wind speeds) is the same in both guidelines, but in the Technical Guideline evaluation is based on only one specified distribution of wind speeds, whereas the IEC guideline specifies 4 standardised wind speed distributions. Because of the different averaging periods the flicker values obtained according to the Technical Guideline will normally be somewhat larger than the flicker values measured according to IEC. Table 1 shows an example of the different evaluation methods of the two guidelines. The flicker value of a wind turbine was measured using averaging times of 1 minute, as in the Technical Guideline, and of 10 minutes, as in IEC. In this case, measurements according to IEC result in flicker coefficients that are between 5 and 15% lower than according to the Technical Guideline.

werden. Die Tabelle 1 zeigt ein Beispiel für die unterschiedliche Bewertung der beiden Richtlinien. Für eine Windenergieanlage wurde der Flicker sowohl für einen Mittelungszeitraum von einer Minute, entsprechend der Technischen Richtlinie, als auch für 10 Minuten, entsprechend der IEC-Richtlinie, berechnet. Die IEC-Richtlinie liefert in diesem Beispiel Anlagenflickerbeiwerte, die um 5 % bis 15 % niedriger liegen als bei der Technischen Richtlinie.

Netzimpedanzwinkel grid impedance angle	Anlagenflickerbeiwert bei einem Messintervall von: flicker coefficient for a measurement interval of:	
	1 Minute	10 Minuten
30	7,5	7,1
50	6,5	5,7
70	5,2	4,6
85	7,3	6,3

Tab. 1: Anlagenflickerbeiwerte einer Windenergieanlage für Messintervalle von 1 Minute und 10 Minuten.

Tab.1: Flicker coefficients of a wind turbine for measurement intervals of 1 minute and of 10 minutes.

3.2 Oberschwingungen

Die Technische Richtlinie fordert eine Ermittlung der Oberschwingungsströme im Normalbetrieb der Windenergieanlage bis zu einer maximalen Frequenz von 9 kHz einschließlich der ganzzahligen Oberschwingungen und der Zwischenharmonischen. Hierbei wird für jede Frequenz ein 99 % Wert des Oberschwingungsstromes ermittelt, d.h. der Wert, der in 99 % der Fälle nicht überschritten wird. Als Grundlage dienen hierbei Messintervalle von acht Netzperioden. Bei der IEC-Richtlinie sind hingegen nur die ganzzahligen Oberschwingungen bis zur 50. Ordnung gefordert. Hierbei werden Zeiträume von 10 Minuten zu Grunde gelegt. Maßgeblich ist der maximale über 10-Minuten gemittelte Oberschwingungsstrom. Zusätzlich zur IEC-Richtlinie fordert die dänische Richtlinie ebenfalls die Ermittlung von Zwischenharmonischen bis zu einer Frequenz von 2,5 kHz.

Für Thyristorwechselrichter, die ganzzahlige Oberschwingungen erzeugen, die mit der Leistung des Wechselrichters zunehmen, dürften die ermittelten Oberschwingungsströme bei beiden Messvorschriften ähnlich sein. Aufgrund der unterschiedlichen Mittelungszeiträume der Richtlinien kann der Unterschied für pulsbreitenmodulierte Wechselrichter, insbesondere solche mit variabler Taktfrequenz, hingegen erheblich sein. So haben wir bereits Oberschwingungsströme ermittelt, bei denen der nach der dänischen Richtlinie gemessene Wert nur etwa 60 % von dem Oberschwingungsstrom betrug, der nach der Technischen Richtlinie ermittelt wurde, und das allein auf Grund der unterschiedlichen Bewertung nach den Richtlinien.

3.2 Harmonics

The Technical Guideline requires the measurement of harmonic currents under normal operating conditions up to a maximum frequency of 9 kHz including the integer harmonics and the interharmonics. For each frequency a 99%-value of the harmonic current is determined, i.e. the value that in 99% of all cases is not exceeded.

This evaluation is based on measurement intervals of 8 grid cycles. The IEC guideline however requires only integer harmonics up to the 50th order, based on measurement intervals of 10 minutes. The relevant value is the maximum harmonic current averaged over a period of 10 minutes. In addition to the IEC guideline the Danish guideline also requires the measurement of interharmonics up to a frequency of 2.5 kHz.

For thyristor inverters producing integer harmonics increasing with the power of the inverter, the harmonic current values measured according to these two measurement regulations should be similar. For pulse-width modulation inverters, especially for those with variable pulse frequency, however, the difference can be substantial because of the different averaging periods used by the two guidelines. We have already had cases in which the harmonic current value measured according to the Danish guideline was only approximately 60% of the same value measured according to the Technical Guideline. This was due only to the different evaluation methods of the guidelines.

3.2 Switching operations

Both the Technical Guideline and the IEC guideline demand an evaluation of switching operations with regard to the voltage changes and flicker distortion caused by the switching.

3.3 Schalthandlungen

Sowohl die Technische Richtlinie als auch die IEC-Richtlinie fordern die Bewertung von Schalthandlungen bzgl. der durch die Schalthandlung entstehenden Spannungsänderungen sowie auch die der Flickerstörungen. Bei der Technischen Richtlinie werden beide Faktoren, Spannungsänderung und Flicker, ausgedrückt in dem netzabhängigen Schaltstromfaktor $k_{i\psi}$. Dieser ermöglicht eine einfache Bewertung durch das Energieversorgungsunternehmen. Dieser netzabhängige Schaltstromfaktor bewertet die Schalthandlungen bei Einschaltwindgeschwindigkeit und bei Nennwindgeschwindigkeit sowie die Umschaltvorgänge zwischen Generatorstufen. Es wird der ungünstigste Wert aus allen Schaltvorgängen ermittelt. Eine Bewertung der Häufigkeit der Schaltvorgänge findet nicht statt.

Die IEC-Richtlinie gibt getrennte Faktoren für die Bewertung der Spannungsänderungen und des Flickers an (voltage change factor and flicker step factor). Es werden die Einschaltvorgänge bei Einschalt- und Nennwindgeschwindigkeit sowie Umschaltvorgänge zwischen Generatorstufen bewertet. Anders als bei der Technischen Richtlinie wird für jede Art von Schalthandlung (z.B. Einschalten bei Einschaltwindgeschwindigkeit) ein eigener sog. voltage change factor und flicker step factor ermittelt. Hierdurch wird ermöglicht, dass bei der Flickerbewertung die Häufigkeit der Schalthandlung berücksichtigt werden kann, wodurch seltene Schalthandlungen, wie das Einschalten bei Nennwindgeschwindigkeit, weniger stark gewichtet werden können als häufigere Schalthandlungen. Ebenfalls anders als bei der Technischen Richtlinie wird nicht der ungünstigste Wert angegeben, sondern bei der IEC-Bewertung wird ein Mittelwert aus den durchgeführten Schalthandlungen für jede Art von Schalthandlung ermittelt. Dadurch sind die nach IEC ermittelten Werte niedriger als nach der Technischen Richtlinie. Allerdings gibt es einen weiteren Unterschied bei der Bewertung der Spannungsänderung durch Schalthandlungen, der dazu führt, dass die sog. voltage change factors wiederum größer sein können als die $k_{i\psi}$ -Werte nach der Technischen Richtlinie.

In the Technical Guideline both factors, voltage change and flicker, are expressed by the grid-dependent current spike factor $k_{i\psi}$, which makes it easier for the utilities to evaluate the switching operations. The grid-dependent current spike factor is used for evaluating the switching operations at cut-in wind speed and at reference wind speed as well as the change-over between generator stages. Of all switching operations the most unfavourable value is selected. The frequency (rate of occurrence) of the switching operations is not evaluated.

In the IEC guideline separate factors are indicated for evaluating voltage change and flicker (voltage change factor and flicker step factor). The data evaluated refer to starting operations at cut-in wind speed and reference wind speed as well as to the change-over between generator stages. In contrast to the Technical Guideline, the IEC requires a separate so-called voltage change factor and flicker step factor for each type of switching operation. This allows to take into account the frequency of switching operations when evaluating the flicker factor, so that rare operations, such as starting at reference wind speed, can be assessed differently than more frequent switching operations. Also unlike the Technical Guideline, the mean value of the switching operations carried out is determined for any type of switching operation, instead of using the most unfavourable value. Therefore the values measured according to IEC are lower than those following the Technical Guideline. There is, however, another difference in the evaluation of the voltage change due to switching operations, which may result in the so-called voltage change factors being larger than the $k_{i\psi}$ values according to the Technical Guideline.

To sum up one may say, that values referring to switching operations measured according to IEC may be either higher or lower than those based on the Technical Guideline. In evaluations carried out according to the Technical Guideline, normally the switching operations at reference wind speed are decisive and are therefore indicated in the "Extract from Test Report". On no account one should make the mistake to use these values for an evaluation of switching operations according to the IEC guideline. Using these values in connection with the frequency of starting operations at cut-in wind speed would result in a disproportionately high grid capacitance (short-circuit power) for the grid connection.

Zusammengefasst lässt sich sagen, dass die Werte bzgl. der Schalthandlungen nach der IEC-Richtlinie sowohl höher als auch niedriger liegen können als die Werte nach der Technischen Richtlinie. Bei der Bewertung der Schalthandlungen nach der Technischen Richtlinie sind in den meisten Fällen die Schaltvorgänge bei Nennwindgeschwindigkeit maßgeblich und somit im „Auszug aus dem Prüfbericht“ angegeben. Es sollte auf keinen Fall der Fehler gemacht werden, diese Werte für die Bewertung der Schalthandlungen nach der IEC-Richtlinie anzusetzen. Würde man diese Werte in Verbindung mit der Häufigkeit der Einschaltvorgänge bei Einschaltwindgeschwindigkeit verwenden, würden sich unverhältnismäßig hohe benötigte Netzkapazitäten (Kurzschlussleistungen) für den Netzanschluss ergeben.

4. Fazit

Sowohl in Deutschland als auch in Dänemark und in Schweden ist der Netzanschluss von Windenergieanlagen durch Richtlinien geregelt. Auf dem Deutschen Markt müssen die Windenergieanlagen nach der Technischen Richtlinie [1] vermessen sein. In Dänemark und in Schweden sind Angaben der Netzverträglichkeit nach dem Entwurf der IEC-Richtlinie IEC 61400-21 gefordert. Beide Richtlinien können unterschiedliche Daten über die Netzverträglichkeit einer Windenergieanlage liefern, da die Mess- und Bewertungsvorschriften zum Teil unterschiedlich sind. Hierbei ist es nicht möglich, generelle Umrechnungsverfahren anzugeben, um von den Netzverträglichkeitsangaben, gemessen nach einer Richtlinie, auf die Daten nach der anderen Richtlinie zu schließen. Ebenfalls unterscheiden sich die Richtlinien, die die Grenzwerte festlegen, nämlich die VDEW-Richtlinie [2] und die DEFU-Richtlinie [3]. Es sollten keinesfalls die Netzverträglichkeitsdaten, gemessen nach der Technischen Richtlinie [1], für die Ermittlung der benötigten Netzanschlusskapazität nach der DEFU-Richtlinie verwendet werden, da es hierdurch zu einer wesentlich falschen Bewertung kommen kann.

4. Conclusion

In Germany as well as in Denmark and Sweden the grid connection of wind turbines is regulated by official guidelines. On the German market, wind turbines must be measured according to the Technical Guideline [1]. Denmark and Sweden require power quality measurements based on the IEC guideline 61400-21. Measurements according to these two guidelines may produce different results since the measuring and evaluation requirements partly deviate from each other. There are no general conversion procedures that could be used to relate the power quality characteristics measured according to one guideline to the data measured according to the other guideline. The guidelines specifying the limit values, i.e. VDEW [2] and DEFU [3], are also different. Therefore power quality data measured according to the Technical Guideline [1] should on no account be used for determining the grid capacitance required according to the DEFU guideline, since this may result in a severe miscalculation.

5. Literatur / Reference

- [1] Richtlinie zur Bewertung der elektrischen Eigenschaften einer WEA. Rev. 12, Hrsg.: FGW Hamburg.
- [2] Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. 2. Ausgabe 1998, Hrsg.: VDEW e.V.; VVEW-Verlag, Frankfurt
- [3] Connection of wind turbines to low and medium voltage networks. October 1998, Committee report 111-E. DEFU, DK-2800 Lyngby.
- [4] Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet. Sveriges Elleverantörer, Stockholm 1999.
- [5] IEC 61400-21 CDC #1, 1998-11-26 Power quality requirements for grid connected wind turbines.
- [6] Neue Flickerbewertung in FGW Richtlinie. DEWI-Magazin Nr. 16, Klosse, R.; Santjer, F.; Gerdes, G.J.