

Netzurückwirkungen, verursacht durch den Betrieb von Windkraftanlagen am Netz

Grid Inference Caused by Grid Connected Wind Energy Converters

Santjer, Fritz; Gerdes, Gerhard; DEWI

Summary

Taking measurements at single wind turbines and in a wind farm as an example for the influence of wind energy converters on the public grid are presented. Power fluctuations, harmonics and voltage increase are shown for switching actions and normal operation of a wind turbine with a directly grid connected induction generator. In wind farms some peculiarities occur compared to the single wind turbine. The investigations show, that the operational behaviour of a wind farm cannot necessarily be derived from the behaviour of a single wind turbine. Phenomena occurring during switching or in normal operation may not as generally assumed be smoothed or compensated with the growing number of turbines within a wind farm. The interferences with the grid during the operation of a wind farm may be bigger as the theoretically assumed increase of $1/\sqrt{n}$ or even bigger as the sum of the interferences caused by the single turbines.

1. Einleitung

Durch den Betrieb von Windkraftanlagen am Netz können Netzurückwirkungen entstehen. Bei direkt netzgekoppelten Generatoren wirken sich vor allem die periodischen Leistungsschwankungen durch Turmschatten- bzw. Turmstauereffekt aus, die zu Spannungsschwankungen und damit zu Flicker führen und die eine erhöhte Belastung der elektrischen Betriebsmittel verursachen. Ein- und Ausschaltvorgänge führen zu Spannungsänderungen. Drehzahlvariable Windkraftanlagen haben netzgeführte Frequenzrichter, die für Oberschwingungen verantwortlich sein können. Diese können sich störend auf andere Verbraucher auswirken und zusätzliche Verluste und Erwärmungen verursachen. In den Bundesländern Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein werden nur noch solche Windkraftanlagen gefördert, die bestimmte Kriterien erfüllen. Bezüglich der Netzverträglichkeit von Windkraftanlagen sind zunächst nur Messungen erforderlich. Aus den gesammelten Erfahrungen und der Beurteilung der Meßergebnisse sollen später Grenzwerte abgeleitet werden, die zur Bedingung für die Bewilligung der Landesförderung gemacht werden können [1].

2. Einschaltvorgänge

Der Einschaltvorgang einer Windkraftanlage mit direkt netzgekoppeltem Asynchronegenerator läuft üblicherweise folgendermaßen ab: Nach dem Einschaltsignal bleibt die Anlage zunächst noch für eine gewisse Zeit, z.B. 1 Min., in Ruheposition. Danach wird die Anlage ohne Netzkopplung vom Wind hochgefahren bis zum Erreichen der Synchrondrehzahl. In diesem Moment schaltet ein Thyristorsteller den Generator auf das Netz, wobei der Thyristorsteller den Einschaltstrom des Generators begrenzt. Nach einigen Sekunden wird der Thyristorsteller durch ein Netzschütz überbrückt, so daß der Generator direkt am Netz liegt.

Die folgenden Diagramme sind jeweils im Erzeugerzählpfeilsystem dargestellt, d.h., positive Wirkleistung wird erzeugt und negative Blindleistung bedeutet

Blindleistungsbedarf (induktiv). Die Spannung ist dargestellt als Effektivwert über eine Netzperiode, wobei jede Periode mit 256 Werten abgetastet wurde (Abtastfrequenz 12,8 kHz). Die Leistungen wurden aus den Strom- und Spannungswerten für jede Periode berechnet.

2.1 Aufschaltung einer Einzelanlage

Abb. 1 zeigt die Aufschaltung einer 500 kW Windkraftanlage mit direkt netzgekoppeltem Asynchrongenerator. Gemessen wurde am Einspeisepunkt der Anlage im Mittelspannungsnetz. Das Einschalten des Thyristorstellers ist deutlich am großen Blindleistungsbedarf zu erkennen. Die Wirkleistung liegt direkt im generatorischen Bereich, d.h. die Drehzahl ist während der Zuschaltung bereits leicht übersynchron. Die Spannung im Zuschaltmoment bricht um etwa 0,5 % der Nennspannung ein und liegt damit noch weit unterhalb des Grenzwertes für Spannungsänderungen im Mittelspannungsnetz von 2% [2, 3]. Nach etwa 12 Sekunden wird der Thyristorsteller vom Netzschütz überbrückt und nach weiteren 11 Sekunden wird die erste Blindleistungskompensationsstufe eingeschaltet, erkennbar jeweils an der Verringerung des Blindleistungsbedarfs.

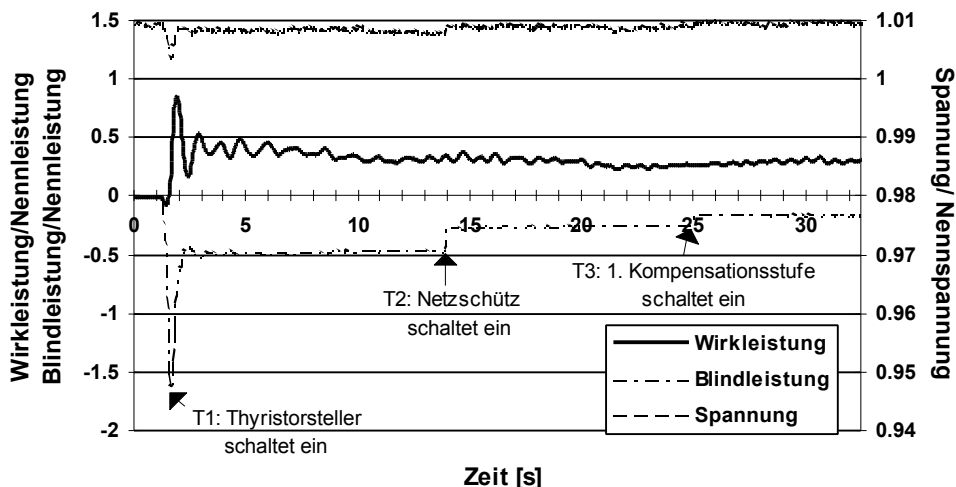


Abb. 1: Aufschaltung einer 500 kW Windkraftanlage, gemessen im Mittelspannungsnetz.
 Fig. 1: Cut-in of a 500 kW wind turbine measured at the medium voltage system (Wirkleistung = active power; Blindleistung = reactive power; Nennleistung = rated power; Nennspannung = rated voltage; Zeit = time).

2.2 Aufschaltungen in einem Windpark

Am Einspeisepunkt eines Windparks, der aus 11 500 kW Windkraftanlagen mit direkt netzgekoppelten Asynchrongeneratoren besteht, wurden Messungen durchgeführt. Die Windkraftanlagen dieses Windparks wurden durch ein einziges Einschaltensignal alle gleichzeitig gestartet. Etwa eine Minute nach dem Startsignal fingen die Rotoren an zu drehen. Nach dem Hochlauf schalteten alle Windkraftanlagen innerhalb von etwa 15 Sekunden auf das Netz (Abb. 2), wobei alle Windkraftanlagen aufgrund der Windverhältnisse auf die kleine Drehzahlstufe geschaltet haben. Die Aufschaltungen sind von 1 bis 10 durchnummeriert. Zwei Anlagen, Nr. 5+6, haben gleichzeitig aufgeschaltet. Zu diesem Zeitpunkt gibt es einen wesentlich erhöhten Blindleistungsbedarf und die Spannung sinkt um ca. 0,6 % der Nennspannung ab, das ist dreimal so hoch wie bei den Einzelaufschaltungen der anderen Windkraftanlagen. Auch die Wirkleistung weist einen starken Einbruch und geht bis Null zurück. Bei der zeitgleichen Aufschaltung von zwei Windkraftanlagen ergeben sich demnach in diesem Fall nicht nur die doppelten Leistungs- und Spannungsänderungen, wie ursprünglich zu vermuten war, sondern wesentlich größere Änderungen. Das bedeutet, daß sich die Windkraftanlagen über das elektrische Netz gegenseitig beeinflussen.

Aufgrund der hohen Kurzschlußleistung am Standort wurden keinerlei Grenzwerte bzgl. der Netzurückwirkungen durch diesen Windpark verletzt. Bei weiterer Ausnutzung der Netzkapazität können die Grenzwerte bei gleichzeitiger Aufschaltung von mehreren Windkraftanlagen überschritten werden. Verhindern ließe sich dieses, wie es auch schon bei einigen Typen von Windkraftanlagen realisiert wird, durch eine Änderung der Anlagensteuerung, z.B. durch Vorgabe unterschiedlicher Verzögerungszeiten bei der Aufschaltung, oder durch eine einfache zentrale Steuerung. Das gleichzeitige Starten aller Windkraftanlagen in einem Park kommt allerdings nur dann vor, wenn die

Anlagen manuell gestartet werden, oder wenn nach einem Netzausfall oder einer Netzstörung die Spannung wieder zugeschaltet wird, so daß für diese seltenen Fälle auch geringfügige Überschreitungen der 2 % Grenze für die Spannungsabsenkung toleriert werden können.

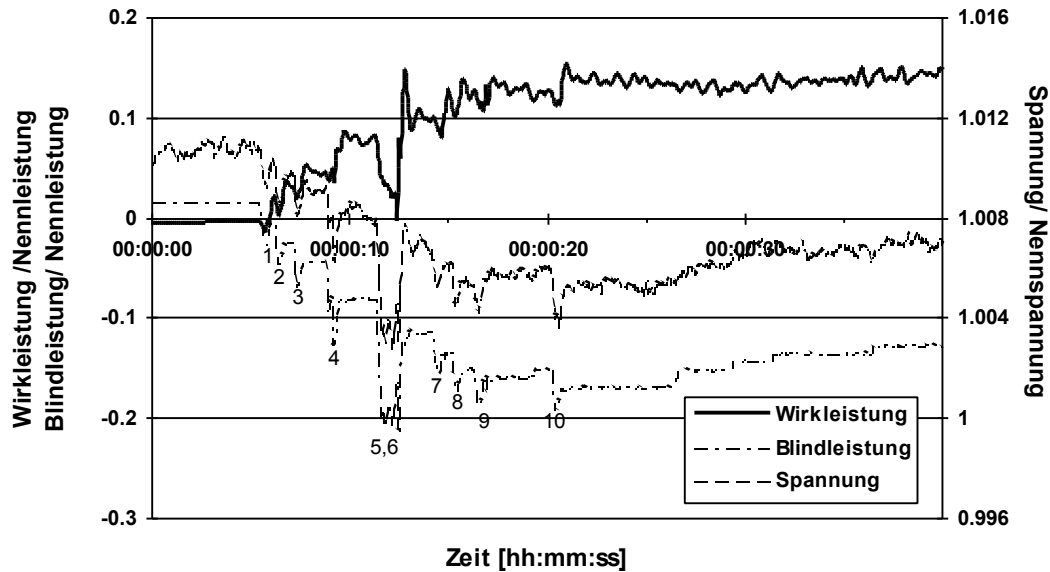


Abb. 2: Aufschaltungssequenz aller Windkraftanlagen in einem Windpark, gemessen im Mittelspannungsnetz.

Fig. 2: Cut-in sequence of all wind turbines in a wind farm measured at the medium voltage system.

2.3 Oberschwingungen während der Zuschaltung

Thyristorsteller erzeugen durch die Phasenanschnittsteuerung Oberschwingungen. Für die in Abb. 2 gezeigten Aufschaltungen von Windkraftanlagen in einem Windpark sind in Abb. 3 die durch die Thyristorsteller erzeugten Oberschwingungsströme 5., 7., 11. und 13. Ordnung dargestellt. Bei der gleichzeitigen Aufschaltung der beiden Anlagen 5 + 6 zeigen sich erheblich größere Oberschwingungsströme als bei den anderen Aufschaltungen. Der Oberschwingungsstrom 5. Ordnung ist z.B. bei der gleichzeitigen Aufschaltung 5 + 6 mehr als dreimal so groß als bei den anderen Einzelaufschaltungen und überschreitet sogar den in [3] genannten Grenzwert. Es zeigt sich auch hier, daß die gleichzeitige Aufschaltung unbedingt vermieden werden sollte.

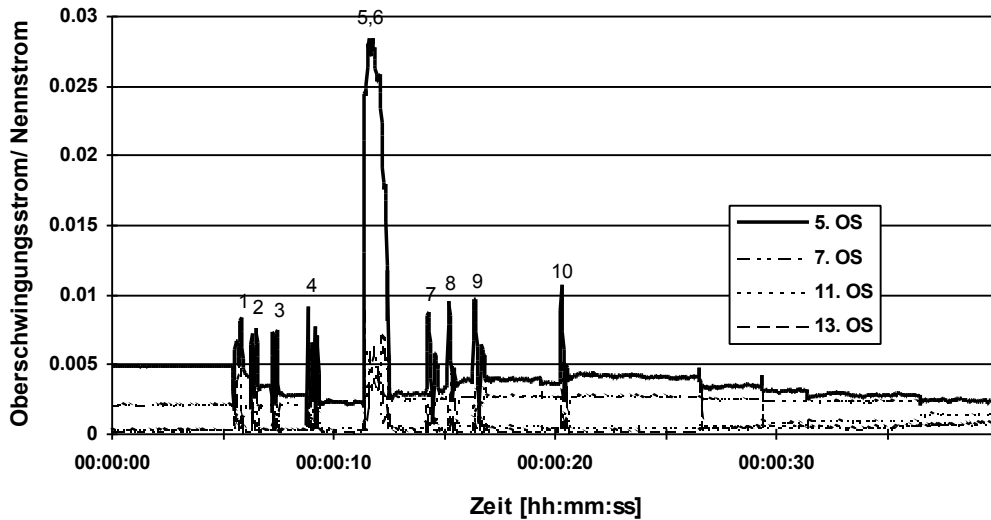


Abb. 3: Oberschwingungsströme während der Aufschaltungssequenz in einem Windpark.
 Fig. 3: Harmonic currents during the cut-in sequence in a wind farm.

3. Leistungsschwankungen

Leistungsschwankungen bei Windkraftanlagen entstehen vor allem durch Änderung der Windgeschwindigkeit und durch sogenannte Turmschatten- oder Turmstaueffekte. Hierbei erfährt das Rotorblatt, wenn es am Turm entlang läuft, aufgrund des Windschattens hinter dem Turm bzw. dem Stau vor dem Turm, weniger Leistung. Bei direkt netzgekoppelten Generatoren äußern sich diese Leistungsminderungen unmittelbar auch in einer Verminderung der elektrischen Leistung, so daß es zu periodischen Leistungsschwankungen kommt mit einer Frequenz, die entsprechend der Blattanzahl größer ist als die Rotordrehzahl.

3.1 Leistungsschwankungen einer Einzelanlage

In Abb. 4 ist eine Zeitreihe der Wirkleistung über 30 Sekunden einer Einzelwindkraftanlage mit 500 kW direkt netzgekoppeltem Asynchrongenerator dargestellt. Diese ist von einem anderen Hersteller als die WKA im vorher gezeigten Windpark. Es zeigt sich die durch den Turmschatten effekt entstandene periodische Leistungsschwankung mit ca. 1,5 Hz. Die Größe dieser Leistungsschwankung beträgt ca. 5 % der Nennleistung, bzw. 20 % bezogen auf die mittlere Leistung. Die langwellige Leistungsschwankung wird durch die Schwankung der Windgeschwindigkeit verursacht. Die Höhe der Leistungsschwankung durch den Turmschatteneffekt ist stark abhängig vom Schlupf des Generators, von der Anzahl der Rotorblätter, vom Abstand zwischen Turm und Rotorblatt sowie vom Durchmesser des Turmes.

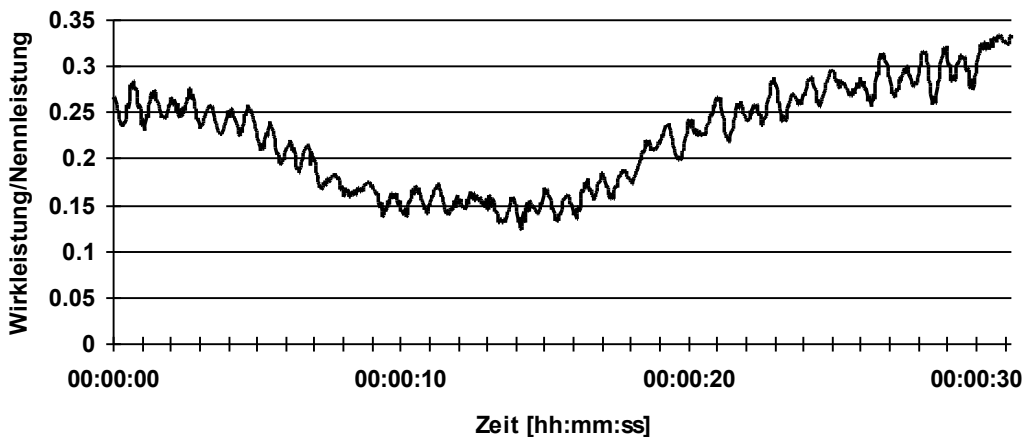


Abb. 4: Leistungsschwankungen bei einer 500 kW Windkraftanlage mit direkt netzgekoppeltem Asynchrongenerator, gemessen im Mittelspannungsnetz.
 Fig. 4: Power fluctuations of a 500 kW turbine with directly grid connected induction generator measured at the medium voltage system.

3.2 Leistungsschwankungen im Windpark

Es wird generell davon ausgegangen, daß sich in einem Windpark die relativen Leistungsschwankungen mit $1/\sqrt{n}$ vermindern (n : Zahl der Windkraftanlagen). In dem in 2.2 vorgestellten Windpark ergaben sich die in Abb. 5+6 dargestellten Leistungsschwankungen. In Abb. 5 zeigt sich eine maximale periodische Wirkleistungsschwankung durch den Turmschatteneffekt von 20 % (Spitze-Spitze) bezogen auf eine mittlere Wirkleistung von 1,1-facher Nennleistung. In diesem Fall sind das 1,2 MW Leistungsschwankung bei einer mittleren Leistung von 6 MW. Die Frequenz entspricht der 3-fachen Rotordrehzahl und somit der Frequenz des Turmstau effekts der 3-Blatt Anlage. Die gemessene Spannungsschwankung liegt bei 0,2 % (Spitze-Spitze). Daß diese Spannungsschwankung nicht größer ist, liegt zum einen daran, daß die Kurzschlußleistung am Standort sehr hoch ist, zum anderen daran, daß sich die durch die Wirk- und Blindkomponente des Stromes hervorgerufenen Spannungsabfälle an den ohmschen und induktiven Anteilen der Netzimpedanz gegenseitig teilweise kompensieren. In Abb. 6 liegen die Wirkleistungsschwankungen ebenfalls bei 20 % bezogen auf eine mittlere Leistung von 30 % der Nennleistung.

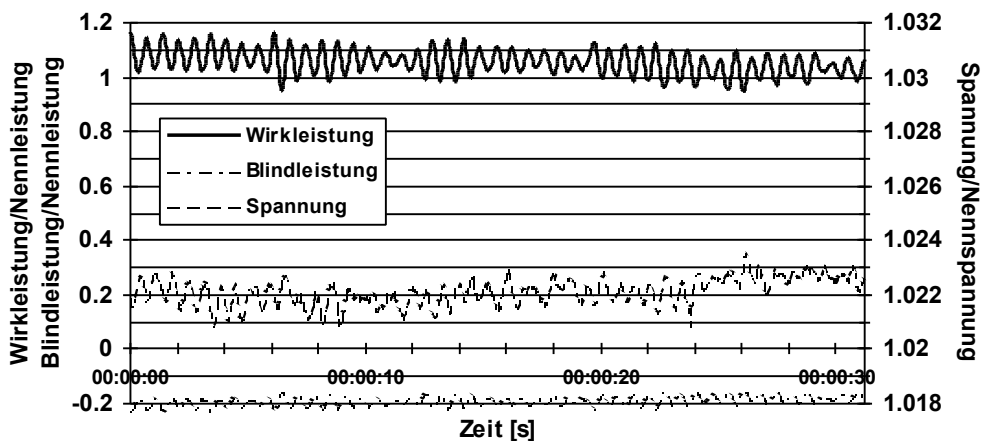


Abb. 5: Leistungsschwankungen bei einem Windpark, gemessen im Mittelspannungsnetz.
Fig.: 5: Power fluctuations of a wind farm measured at the medium voltage system.

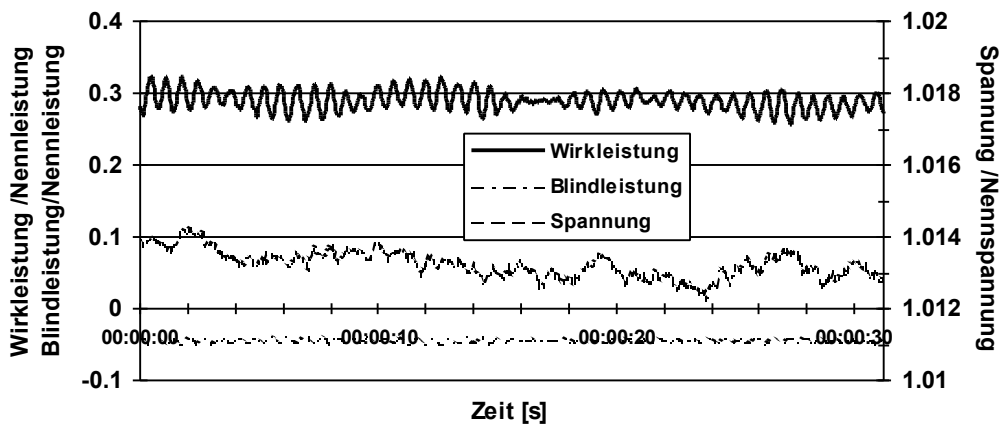


Abb. 6: Leistungsschwankungen bei einem Windpark, gemessen im Mittelspannungsnetz.
Fig. 6: Power fluctuation of a wind farm measured at the medium voltage system.

Wenn von einer Verteilung der Leistungsschwankung mit $1/\sqrt{n}$ ausgegangen wird, dann müßten sich für die Einzelanlagen im Windpark Leistungsschwankungen, hervorgerufen durch den Turmschatteneffekt, von über 60 % (Spitze-Spitze) der mittleren Leistung ergeben. Das wären in Abb. 5 z.B. periodische Leistungsschwankungen von 360 kW für eine Einzelanlage von 500 kW, was aber nicht den Erfahrungen entspricht. Nach weiteren, vor allem auch visuellen Untersuchungen haben wir festgestellt, daß sich Windkraftanlagen im Windpark synchronisieren, d.h. die Phasenlage der Rotorstellungen zum Turm waren gleich, so daß die Rotorblätter bei den synchronisierten Windkraftanlagen gleichzeitig am Turm vorbei liefen. Bei der Synchronisation bildeten sich immer 2-3 Gruppen von Windkraftanlagen, wobei in jeder Gruppe 2-6 Anlagen (von insgesamt 11) synchron liefen. Die Synchronisation trat bei allen Windrichtungen auf und bei fast allen Windgeschwindigkeiten,

nur bei sehr schwachen Winden war der Effekt geringer. Es bildeten sich nicht nur Gruppen von synchronisierten Windkraftanlagen, in denen die Windkraftanlagen in Windrichtung gesehen hintereinander standen, sondern auch bei nebeneinanderstehenden Anlagen bzw. bei Anlagen aus unterschiedlichen Reihen, so daß davon ausgegangen werden kann, daß dieser Effekt nicht durch die Windströmung verursacht wird, sondern sich über das elektrische Netz ausbreitet. Die Synchronisation bedeutet, daß sich die periodischen Leistungsschwankungen durch den Turmschatteneffekt bei den gleichlaufenden Windkraftanlagen nicht mit $1/\sqrt{n}$ vergleichmäßigen, sondern daß sich in diesem Fall die Leistungsschwankungen addieren, entsprechend der Anzahl der synchronlaufenden Windkraftanlagen.

3.3 Einzelanlagen im Windpark

Abb. 7+8 zeigen die Leistungsschwankungen an einer Einzelanlage im Windpark. Es treten starke periodische Wirkleistungsschwankungen aufgrund des Turmschatteneffekts auf, die in Abb. 7 ca. 50% (Spitze-Spitze) bezogen auf eine mittlere Leistung von ca. 20 % der Nennleistung erreichen. In Abb. 8 sind diese Leistungsschwankungen noch stärker ausgeprägt. Hierbei wurde festgestellt, daß die Windkraftanlage während der Messung in Abb. 8 mit anderen Anlagen synchron lief, während der Messung in Abb. 7 aber nicht, so daß zu vermuten ist, daß sich die Leistungsschwankungen durch den Turmschatteneffekt bei Einzelanlagen bei Synchronisation verstärken.

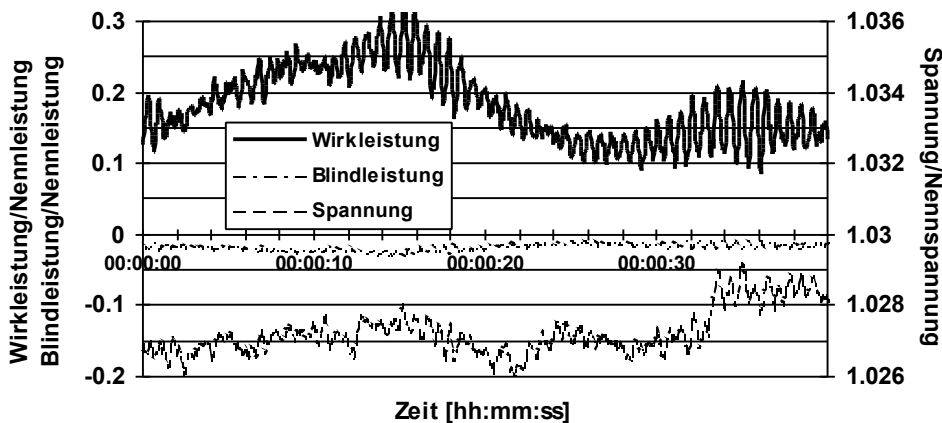


Abb. 7: Leistungsschwankungen bei einer Einzelanlage in einem Windpark, gemessen im Niederspannungsnetz.

Fig. 7: Power fluctuations of a single turbine in a wind farm measured at the low voltage system.

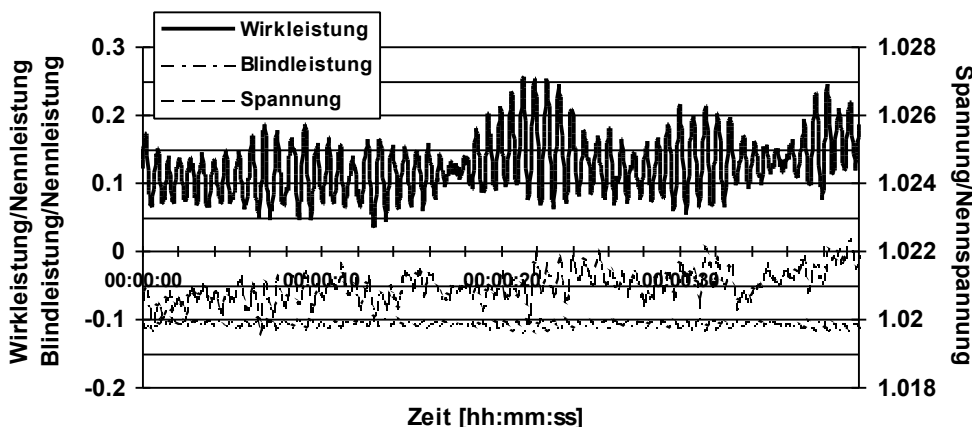


Abb. 8: Leistungsschwankungen bei einer Einzelanlage im Windpark, gemessen im Niederspannungsnetz.

Fig. 8: Power fluctuations of a single turbine in a wind farm measured at the low voltage system.

4. Schlußbetrachtungen

Die Untersuchungen zeigen, daß nicht immer vom Verhalten einer Einzelanlage auf das eines Windparks geschlossen werden kann. Bei der gleichzeitigen Aufschaltung von zwei Windkraftanlagen in einem Windpark ist der Spannungseinbruch wesentlich größer, als auf der Grundlage einer Einzelanlage zu erwarten ist. Es treten im Windpark bestehend aus Anlagen mit direkt netzgekoppelten Asynchrongeneratoren, auch in der Summenleistung noch starke periodische Leistungsschwankungen auf verursacht durch den Turmschatteneffekt. Hierbei kommt es bei einigen der Windkraftanlagen zu einer Art Synchronisation, zu einem Gleichlauf der Rotorblätter, so daß diese die gleiche Phasenlage einnehmen und gleichzeitig am Turm vorbeilaufen. Da dieses Phänomen offensichtlich bei kleineren WKA mit Nennleistungen bis 150 kW nicht auftritt, könnte der bei größeren Generatoren verminderte Schlupf Ursache des Synchronisationseffekts sein.

Es gibt noch einen erheblichen Forschungsbedarf bzgl. der Netzurückwirkungen durch Windkraftanlagen und die Verhältnisse in Windparks müssen unbedingt genauer untersucht werden. Unter dem Aspekt, daß im Jahr 2000 in Niedersachsen 5 % und in Schleswig-Holstein 20 % des Energieverbrauchs durch Windenergie gedeckt werden soll, ist die Netzverträglichkeit der Windkraftanlagen mit entscheidend dafür, wieviele Anlagen an einem Standort aufgestellt werden können.

5. Literatur

- [1] Richtlinie zur Bewertung der elektrischen Eigenschaften einer WKA hinsichtlich der Netzanbindung. Entw. v. 10.05.1994; Hrsg.: DEWI, Wilhelmshaven; WINDTEST, Kaiser-Wilhelm-Koog; WINDconsult, Sievershagen
 - [2] Grundsätze für die Beurteilung von Netzurückwirkungen; 3. Ausg., 1992, VDEW [Hrsg.]; VWEW-Verlag, Frankfurt
 - [3] Technische Richtlinie: Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlage mit dem Mittelspannungsnetz des Elektrizitätsversorgungsunternehmens (EVU). Entw. v. 01.03.1994, VDEW [Hrsg.]; VWEW-Verlag, Frankfurt
-