

Digitale Simulation netzgekoppelter Windenergieanlagen

Digital Simulation of Grid Connected Wind Energy Converters

Moritz, Dirk; Universität Hannover

Summary

Based on solving a system of differential equations the operation of wind energy converters can be simulated by a PC. So the working of a wind farm, containing direct grid connected wind turbines in consideration of the single converters' tower congestion effect, can be analysed. Assuming additional requirements and simplifications these systems respond with the already observed and measured synchronisation of the single wind energy converters' rotor positions. This effect causes the superposition of the single converters' power fluctuations, which may cause voltage fluctuations of inadmissible intensity.

1. Einleitung

Charakteristisch für den Einsatz netzgekoppelter Windenergieanlagen (WEA) zur Erzeugung elektrischer Energie ist eine schwankende Leistungsabgabe. Die Folge können die Netzgüte beeinträchtigende Spannungsschwankungen am Einspeisepunkt sein. Je nach Typ der einspeisenden Anlagen ergibt sich daraus ein kritisches Verhältnis von Netzkurzschlußleistung zu Anlagenleistung bzw. Windparkleistung.

Doch auch die durch den sogenannten Turmstau- bzw. Turmschatteneffekt [1] hervorgerufenen periodischen Einzelleistungsschwankungen der Windkraftanlagen eines Windparks können theoretisch kritische Netzflicker bewirken - nämlich dann, wenn sich die Einzelleistungsschwankungen nicht vergleichmäßigen, sondern überlagern. Voraussetzung für einen solchen Zustand wäre der Synchronlauf der Einzelanlagen, d.h. das gleichzeitige Vorbeilaufen der Rotorblätter einiger oder aller Anlagen am Turm. Ob ein solcher bei direkt netzgekoppelten Asynchrongeneratoren vielfach beobachteter und gemessener [1] Synchronlauf physikalisch erklärbar ist, soll anhand einer Rechnersimulation geklärt bzw. veranschaulicht werden.

2. Modellbeschreibung

In Abb.1 ist ein Windpark, wie er hier untersucht werden soll, schematisch dargestellt. Stallgeregelte WEA mit Asynchrongeneratoren speisen über Transformatoren elektrische Leistung direkt (ohne Umrichter) in ein Mittelspannungsnetz. Eingangsgrößen der Simulation des Betriebsverhaltens dieser Anordnung sind die Spannung des Mittelspannungsnetzes und das Rotorantriebsmoment M_w als Maß für die Windleistung. Es handelt sich hierbei um einen konstanten Wert, der einen stationären Betriebspunkt simuliert.

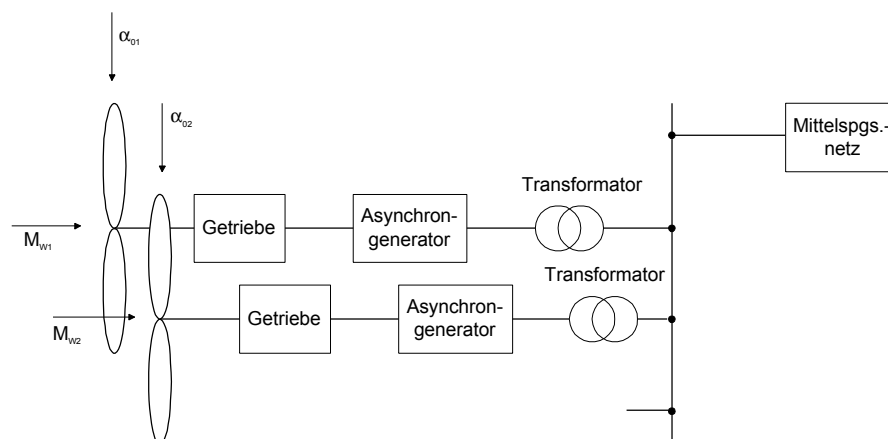


Abb. 1: Schematische Darstellung eines Windparks

Fig. 1: Schematic description of a wind farm

Eine weitere Eingangsgröße ist die Rotoranfangsphase α_0 , d.h. der Winkel zwischen Rotor und Turm einer WEA zum Zeitpunkt des Beobachtungsbeginns (z.B.: $\alpha_{01}=40$ Grad, $\alpha_{02}=0$ Grad).

Die Störgröße des Systems ist der Turmstau effekt, der vereinfacht in Form eines dem stationären Rotorantriebsmoment aufmodulierten sinusförmigen Anteils berücksichtigt wird. Die Frequenz dieses Wechselanteils entspricht bei einem Dreiflügler der dreifachen Rotordrehzahl, die Amplitude a_{mw} kann in der Simulation beliebig eingestellt werden. Eine Amplitude von 20% bedeutet, daß das Rotorantriebsmoment bezogen auf seinen stationären Wert bedingt durch den Turmstau effekt um 20% "nach oben" und "nach unten" schwankt. Für das den Turmstau berücksichtigende Rotorantriebsmoment ergibt sich somit die Gleichung:

$$m_w(t) = M_w \left\{ 1 - a_{mw} \cdot \cos \left[z_F \left(\int_t \frac{\omega(t)}{p_z \cdot \dot{u}_G} dt + \alpha_0 \right) \right] \right\}.$$

Die Bewegungsgleichung an der Generatorwelle und die Gleichungen zur Beschreibung des Ausgleichsverhaltens eines Asynchrongenerators liefern das Zustandsdifferentialgleichungssystem für eine WEA [2]

$$\begin{bmatrix} \frac{d}{dt} \underline{\psi}_s \\ \frac{d}{dt} \underline{\psi}_L \\ \frac{d}{dt} \omega \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} & 0 \\ A_{21} & A_{22} + j\omega & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{\psi}_s \\ \underline{\psi}_L \\ \omega \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{u}_s \\ 0 \\ \frac{p_z}{J} (m_e - m_w) \end{bmatrix},$$

das nach einem numerischen Integrationsverfahren gelöst werden kann. Die Ständerspannung \underline{u}_s ergibt sich dabei aus der Netzspannung und den belastungsabhängigen Spannungsfällen an Trafo- und Netzimpedanzen. Das elektrische Generatormoment m_e läßt sich aus den Zustandsgrößen berechnen. Die einzelnen Größen in den Gleichungen bedeuten:

m_w	Turmstau berücksichtigendes Rotorantriebsmoment
M_w	stationäres Rotorantriebsmoment
a_{mw}	Amplitude des aufmodulierten Wechselanteils
z_F	Flügelanzahl eines Rotors (hier $z_F=3$)
p_z	Generatorpolpaarzahl
\dot{u}_G	Getriebeübersetzungsverhältnis ($\dot{u}_G > 1$)
ω	Generatorkreisfrequenz
α_0	Rotoranfangsphase
$\underline{\psi}_s$	magn. Ständerfluß
$\underline{\psi}_L$	magn. Läuferfluß
A_{ik}	Funktionen der Ständer- und Läuferwiderstände des Generators
\underline{u}_s	Ständerspannung
m_e	elektrisches Generatormoment
J	Trägheit der rotierenden Massen

Bei den unterstrichenen Größen handelt es sich um Raumzeiger. Raumzeiger sind komplexe zeitabhängige Zeiger, die das Dreiphasensystem nachbilden. Das Zustandsdifferentialgleichungssystem kann nun programmiert werden. Aus den berechneten Zustandsgrößen lassen sich schließlich alle das Betriebsverhalten beschreibenden Größen ableiten und darstellen.

3. Simulationsergebnisse

Aus der Vielzahl der darstellbaren Verläufe soll hier das langzeitliche Verhalten der Rotoren analysiert werden. Folgende Anordnung wird simuliert:

Über einen Zeitraum von 4000 sec laufen zwei baugleiche WEA mit je 1 MW Nennleistung im Nennbetrieb. Der Turmstauereffekt verursacht bei beiden WEA einen überlagerten, sinusförmigen Wechselanteil im Rotorantriebsmoment, dessen Amplitude 20% bezogen auf das stationäre Nennmoment beträgt. Die anfängliche Rotorphase der WEA1 beträgt 0 Grad, die der WEA2 40 Grad; die Anfangsrotorphasendifferenz beider WEA beträgt also 40 Grad. Die Netzimpedanz entspricht einer Netzkurzschlußleistung von ca. 20 MVA am Einspeisepunkt. Der sich aus diesen Randbedingungen ergebende Verlauf der Rotorphasendifferenz ist in Abb.2 dargestellt.

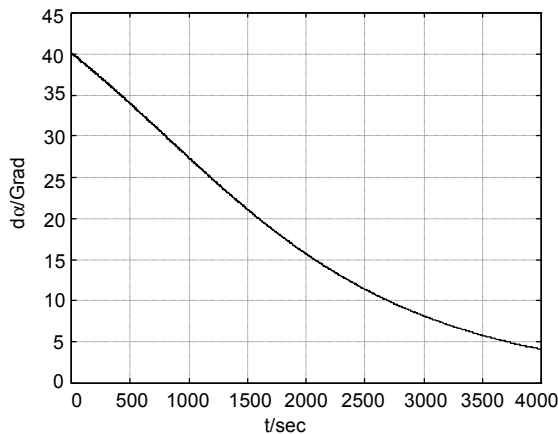


Abb.2: Rotorphasendifferenz zweier WEA
 Fig.2: Rotor angle difference of two wind energy converters

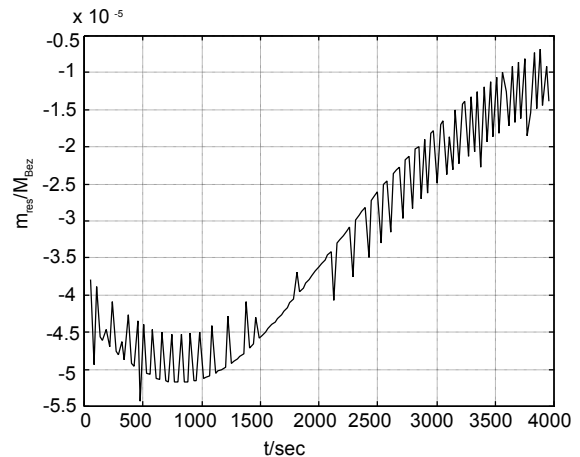
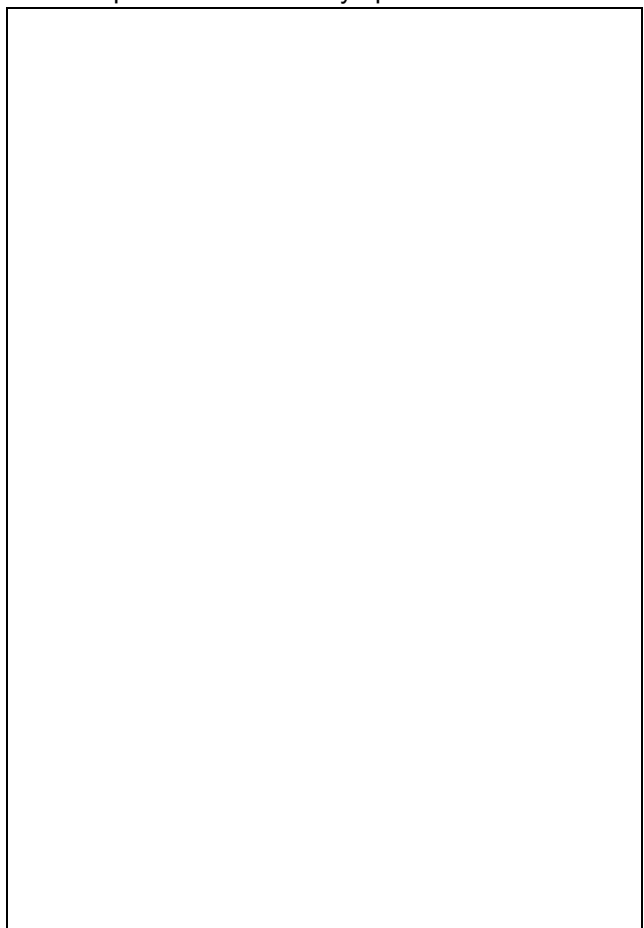


Abb.3: Resultierendes Moment zweier WEA
 Fig.3: Resulting torque of two wind energy converters

Ausgehend von ihrem Anfangswert nähert sich die Rotorphasendifferenz asymptotisch Null. Nach ca. 1 Stunde sind die Rotoren um 35 Grad aufeinander zugelaufen. Die WEA werden schließlich in den Synchronlauf übergehen.

Die Ursache für eine solche Relativbewegung der Rotoren zueinander kann nur ein resultierendes Drehmoment sein. In Abb.3 ist das Drehmoment m_{res} bezogen auf das stationäre Nennmoment M_{Bez} dargestellt. Das resultierende Moment ist dabei nach folgender Überlegung berechnet: Der sinusförmige Anteil im Rotorantriebsmoment beider WEA pflanzt sich über Drehzahl, magnetische Flüsse und elektrische Ströme fort auf die Spannungsfälle an den Netzimpedanzen und wirkt damit zurück auf die Generatorständerspannungen.

Die elektrischen Generator Momente erhalten dadurch ebenfalls einen Wechselanteil, dessen zeitlicher Mittelwert jedoch ungleich Null ist. Die Differenz der diskreten Mittelwerte der Generator Momente beider WEA zueinander bezogen auf das Bezugsmoment ist in Abb.3 dargestellt. Die Spitzen im Verlauf resultieren aus einem Diskretisierungsfehler, auf den hier nicht näher eingegangen werden soll. Deutlich erkennbar ist das Maximum des resultierenden Moments an der Stelle, an der die Ro-



torphasendifferenz 30 Grad beträgt und gleichzeitig die größte zeitliche Änderung aufweist. Der Verlauf des resultierenden Moments geht schließlich gegen Null, denn eine synchronisierende Kraft ist im Synchronlauf nicht mehr vorhanden. In weiteren Untersuchungen zeigt sich der qualitative Einfluß veränderlicher Parameter auf die Synchronisierungsvorgänge wie folgt [3]: Synchronisation tritt stärker auf

- in Netzen geringer Kurzschlußleistung,
- bei großen Leistungen bzw. Windgeschwindigkeiten,
- bei WEA mit großem Turmdurchmesser, was einer großen Drehmomentschwankung entspricht,
- bei WEA mit drehzahlsteifer Charakteristik, d.h. mit kleinem Verhältnis von Nennschlupf zu Nennleistung,
- in Windparks mit vielen auf einen Punkt einspeisenden Anlagen, da so einerseits die Rückwirkung der Störgröße auf die Generatorspannung und andererseits die Wahrscheinlichkeit, daß bereits einige Anlagen synchron laufen (was den Synchronisierungseffekt verstärkt), groß sind.

Zusätzlich sind die Einflüsse folgender Größen deutlich geworden:

- Blindleistungskompensation bewirkt bei einer vorgegebenen Netzimpedanz bzw. Netzkurzschlußleistung eine Verringerung der Spannungsänderung am Generator und damit eine Verringerung der Synchronisierungseffekte,
- große Rotormassen vermindern Drehmomentschwankungen des Rotors, wodurch sich Synchronisierungsvorgänge schwächer ausbilden,
- bereits bei minimalen Änderungen im Rotorantriebsmoment aufgrund von Windgeschwindigkeitsschwankungen, dominieren die aus den unterschiedlichen Schlüpfen resultierenden Drehzahländerungen das Betriebsverhalten gegenüber synchronisierenden Momenten.

4. Zusammenfassung

Die Simulationsergebnisse bestätigen Beobachtungen und Messungen, nach denen sich WEA unter bestimmten Voraussetzungen synchronisieren können. Zu diesen Voraussetzungen gehört die Annahme von über den gesamten Beobachtungszeitraum für alle betrachteten WEA nahezu unveränderlichen Windverhältnissen, was praktisch kaum zu erwarten ist. Laufen jedoch in einem Windpark per Zufall bereits zwei oder mehrere Anlagen synchron, so ist deren Mitnahmewirkung auf andere Anlagen größer und es kann zu einem Lawineneffekt kommen, dem sich alle Anlagen anschließen. Es ist denkbar, daß über einen längeren Zeitraum ein stabiler Zustand herrscht, der auch kleineren Windgeschwindigkeitsänderungen standhält. In der Realität weichen die verschiedenen Parameter wie Netzkurzschlußleistung und Ausmaß des Turmstaueffekts von den in der Simulation angenommenen Werten stark ab, so daß die Ergebnisse nur schwer auf reale Verhältnisse anwendbar bzw. für den Betreiber von Nutzen sind. Letztlich ist es aber gelungen, die nicht unbedingt zu erwartende Synchronisation von Asynchrongeneratoren als Folge eines periodischen Wechselanteils im Antriebsmoment nachzuweisen.

5. Literatur

- [1] Stampa, Andreas, Santjer, Fritz: Synchronisation von netzgekoppelten Windenergieanlagen in einem Windpark, DEWI-Magazin Nr.7
- [2] Oswald/Siegmond: Berechnung von Ausgleichsvorgängen in Elektroenergiesystemen, Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig 1991
- [3] Moritz, Dirk: Digitale Simulation netzgekoppelter Windgeneratoren, Diplomarbeit am Institut für Elektrische Energieversorgung Universität Hannover, März 1996