

Betriebsverhalten einer Windkraftanlage mit mehreren permanenterregten Synchrongeneratoren für den Einsatz im Offshore-Bereich

A. Ezzahraoui*, F. Thalemann**, S. Heier*

* Universität Kassel, Fachgebiet, Elektrische Energieversorgungssysteme, Wilhelmshöher Allee 71, 34121 Kassel, Tel.: +49 (0) 561 / 804-6454, Mail: ezzahraoui@uni-kassel.de

** Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Königstor 59, 34119 Kassel, Mail: fabian.thalemann@iwes.fraunhofer.de

Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurde das Schwingungsverhalten eines Windkraftanlagen-Antriebsstrang in Varianten mit zwei permanentmagneterregten Synchrongeneratoren untersucht. Dazu wurde der Antriebsstrang als diskreter Mehrmassen-Torsionsschwinger modelliert und in MATLAB-Simulink als interaktives Simulationsprogramm umgesetzt. Es wurden alle notwendigen Simulationsparameter - Massenträgheitsmomente, Torsionsfederkonstanten, Dämpfungskonstanten und äußere Momente abgeleitet und verschiedene Schwingungssimulationen in Konformität zu den Fault-Ride-Through-Bestimmungen des in Deutschland gültigen grid codes durchgeführt. Dabei wurden das Bewegungsverhalten und die Kausalitäten der Dynamik des Antriebsstranges dargelegt, sowie die auftretenden mechanischen Belastungen analysiert. Eine Validierung des Modells durch Vergleichsversuche an einem kleinen Versuchsantriebsstrang kam zu einem eindeutigen Ergebnis. Ebenso wurden die Konsequenzen des Spannungseinbruches im Netz auf das elektrische Verhalten des WKA-Systems mittels Simulationen untersucht.

1. Auswirkungen eines Netzspannungseinbruchs auf den mechanischen Triebstrang

Ein Netzfehler trägt dazu bei, dass die Spannung am Anschlusspunkt des eingesetzten Generators sinkt und führt somit zu einem schnellen Leistungseinbruch. Infolgedessen wird die vom Umrichter ans Netz gelieferte Leistung stark reduziert. Gleichzeitig überträgt der generatorseitige Umrichter die vom Generator produzierte Leistung in den Zwischenkreis weiter. Dies führt zum Aufladen des Zwischenkreiskondensators, was wiederum Überspannungen im Zwischenkreis verursachen kann. Ein Chopper soll diesen Leistungsüberschuss in Wärme umwandeln.

Auf der anderen Seite führt der Kurzschluss zu einer Erhöhung der Drehzahl und damit zu einem Anstieg der zum Betreiben der elektrischen Maschine notwendigen Spannung, solange keine Maßnahmen zur Flussreduzierung vorhanden sind. Da der netzseitige Umrichter während eines Netzfehlers eine reduzierte Wirkleistung ins Netz einspeist, ist die durch den generatorseitigen Umrichter in den Zwischenkreis fließende Leistung zu verringern, um die elektronischen Komponenten zu schützen. Das bedeutet, wenn die maximale Statorspannung erreicht wird und die Drehzahl noch weiter erhöht wird, muss der Statorfluss geschwächt bzw. der Statorstrom verringert werden. Aufgrund dieser Schwächung des Statorflusses findet das aus dem Netzfehler resultierende Leistungsungleichgewicht nicht mehr im Zwischenkreis, sondern im Generator statt.

Die Abschwächung der Generatorleistung bei konstanter aerodynamischer Leistung der Turbine führt zur Beschleunigung bzw. Schwingung des mechanischen Triebstrangs. Die darauf zurückführende überschüssige Leistung wird in Rotationsenergie umgewandelt. Durch Erhöhung des Pitchwinkels der Rotorblätter kann die aerodynamische Leistung verringert und somit die Beschleunigung des Generators und der Turbine vermieden werden [2]. An dieser Stelle sei noch anzumerken, dass der Netzfehler ein so kurzes Zeitintervall hat, dass die Reaktion des Pitchmechanismus dabei keine große Auswirkung hat. Insofern bildet eine solche Untersuchung einen wichtigen Aspekt.

2. Mechanischer Triebstrang der WKA

Zunächst wird der mechanische Triebstrang als ein umfassendes System konfiguriert, modelliert und dann in Matlab/Simulink simuliert, um sein Torsionsschwingungsverhalten auf eventuell auftretende mechanische Belastungen im Fehlerfall zu untersuchen.

2.1. Getriebelose WKA mit PMSG

Aufgrund der Schwerpunkte und Richtungen der Studien in der jüngeren Vergangenheit lässt sich schließen, dass die Windkraftanlagenindustrie in voraussehbarer Zukunft einen neuen technischen Trend erleben wird. Da die Bedingungen des Aufbaus, der Wartung und Instandhaltung im Offshore-Bereich wegen der Umgebung verhältnismäßig komplizierter im Vergleich zu Onshore-Anlagen sind, werden getriebelose Anlagen mit leichten permanentenerregten Synchrongeneratoren bevorzugt. Die Rotorblätter der Nabe solcher direktangetriebenen Windkraftanlage sind direkt mit dem Läufer des Generators verbunden und bieten daher folgende Vorteile:

- Keine Reibung und somit kein Wärmeverluste
- Keine Kosten und Verluste aufgrund der Getriebe und ihrer Wartung
- Weniger Verschleiß, höhere Robustheit und geräuscharmer Betrieb
- Kein Getriebeöl und Kühlsystem erforderlich

Dieses Konzept hat aber auch folgende Nachteile:

- Wesentlich größere Ausmaße und Masse des Generators und somit höhere Generatorkosten

Um dieses Problem zu vermeiden, wird der Generator durch zwei gleiche und langsam drehende Einheiten ersetzt. Das Volumen der Anlage wird so kompakt strukturiert, dass die Lagerung von Generatoren und Wechselrichter im Turmkopf, wie in der Abbildung 1 dargestellt, unkritisch wird.

Als Energiewandlungssystem soll ein Permanentmagnet-Synchrongenerator (PMSG) verwendet werden. Sie haben in Bezug auf Zuverlässigkeit, Ausmaße und Effizienz viele Vorteile, die im Offshore-Bereich sicherlich nutzbar werden können. Im Vergleich zu den elektrisch-erregten sind die permanentenerregten Synchrongeneratoren durch folgende Merkmale gekennzeichnet

- höherer Wirkungsgrad
- geringere Verluste durch Vermeidung eines Rotorstroms
- kompakte Bauweise durch geringeres Volumen und Gewicht
- keine elektrische Erregereinrichtungen wie Dioden, Speisequelle und Wicklungen

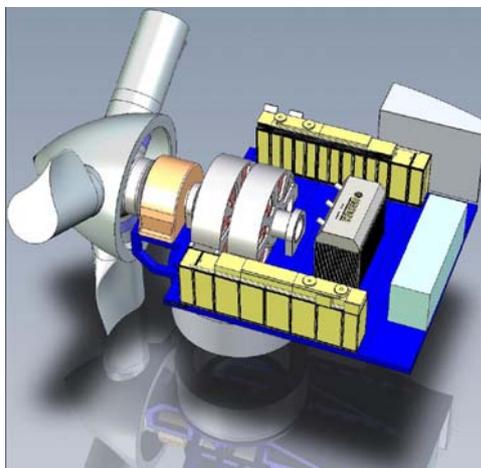


Abbildung 1: Konzept einer getriebelosen Windenergieanlage mit Lagerung von Generatoren und Wechselrichtern im Turmkopf [4]

2.2. Triebstrang als Drei-Massen-Ersatzmodell

Will man die beiden Generatoren als eigenständige Ersatzmassen berücksichtigen, kann eine Überführung des Triebstranges in ein Drei-Massen-Ersatzmodell die Lösung bringen. Analog zum Zwei-Massen-Modell wird im Drei-Massen-Modell die Windturbinen als starrer Körper mit dem Massenträgheitsmoment J_1 betrachtet und die Welle zwischen Windturbinen und Generator 1 durch eine Torsionsfeder mit der Federkonstanten k_{12} dargestellt. Die Unterschiede bestehen darin, dass im Drei-Massen-Modell neben der Windturbinen die beiden Generatoren mit den Massenträgheitsmomenten J_2 und J_3 jeweils einen Körper darstellen, an denen die äußeren Momente M_{WT} , M_{G1} und M_{G2} angreifen. Außerdem wird die Welle zwischen Generator 1 und 2 durch eine weitere Torsionsfeder mit der Federkonstanten k_{23} abgebildet. Die Verbindung aller Ersatzkomponenten erfolgt durch Drehdämpfer mit den Dämpferkonstanten d_1 , d_{12} , d_2 , d_{23} und d_3 , die allerdings teilweise nicht abgebildet werden.

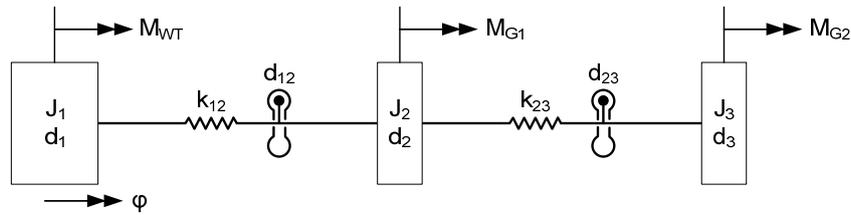


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Triebstranges als mechanisches Drei-Massen-Ersatzmodell

Mit Ausnahme der Zusammenführung von Nabe und Rotorblättern haben alle real vorhandenen Systemkomponenten eine Entsprechung als einzeln identifizierbare Ersatzkomponenten in diesem Ersatzmodell.

2.3. Mathematisches Ersatzmodell

Für die Bestimmung der Bewegungsgleichungen wird das mechanische Ersatzmodell dahingehend analysiert, wie viele Koordinaten für eine vollständige Beschreibung des momentanen Schwingungszustands nötig sind. Zur Beschreibung des Torsionsschwingungszustands genügt die Angabe der Verdrehwinkel φ der Körper 1, 2 und 3 zusammen mit den dazugehörigen ersten beiden Ableitungen $\dot{\varphi}$ bzw. ω und $\ddot{\varphi}$ bzw. α . Das System verfügt über drei Freiheitsgrade und damit über drei Bewegungsgleichungen, die die Eigenschaften der entsprechenden Ersatzmodelle beschreiben.

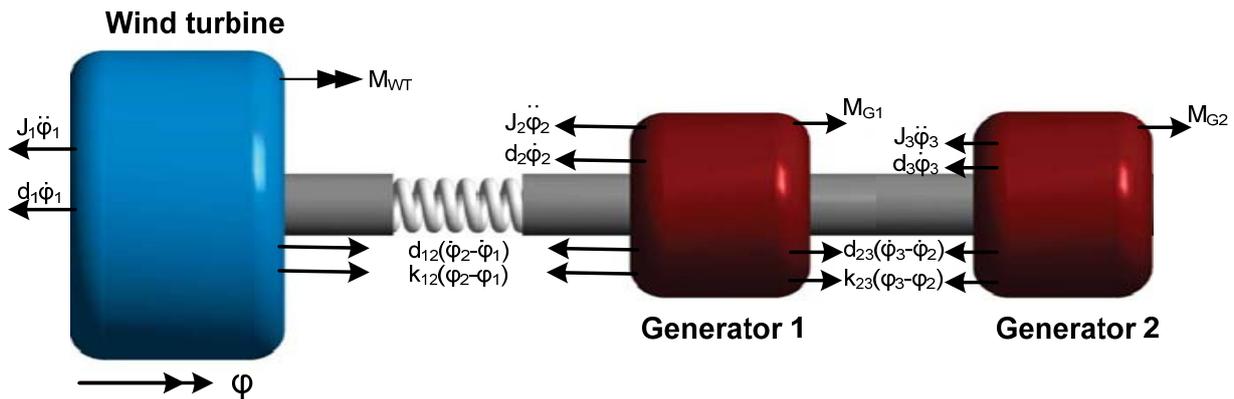


Abbildung 3: Freischnittbild des Drei-Massen-System-Triebstranges

Es ist deutlich, dass es um lineare Differenzialgleichungen (DGLn) 2. Ordnung geht, die sich in Matrixschreibweise zu folgendem DGL-System zusammenfassen lassen:

$$\begin{pmatrix} J_1 & 0 & 0 \\ 0 & J_2 & 0 \\ 0 & 0 & J_3 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \ddot{\varphi}_1 \\ \ddot{\varphi}_2 \\ \ddot{\varphi}_3 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} d_1 + d_{12} & -d_{12} & 0 \\ -d_{12} & d_2 + d_{12} + d_{23} & -d_{23} \\ 0 & -d_{23} & d_3 + d_{23} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \dot{\varphi}_1 \\ \dot{\varphi}_2 \\ \dot{\varphi}_3 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} k_{12} & -k_{12} & 0 \\ -k_{12} & k_{12} + k_{23} & -k_{23} \\ 0 & -k_{23} & k_{23} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \varphi_1 \\ \varphi_2 \\ \varphi_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} M_{WT} \\ M_{G1} \\ M_{G2} \end{pmatrix}$$

2.4. Systemparameter des Triebstrangs

Die Beschreibung des mechanischen Triebstrangs erfordert zunächst die Bestimmung der mechanischen Eigenschaften der darin enthaltenen Komponenten. Die Massenträgheit, Drehsteifigkeit und Dämpfung bilden diese mechanischen Eigenschaften und ermöglichen zusammen mit den äußeren Momenten die Überführung des realen mechanischen Systems in ein mechanisches Ersatzmodell. Tabelle 1 zeigt die ermittelten Systemparameter des Triebstrangs [6].

Kennzahl	Wert
J_GSM [kgm ²]	0,8438
J_PMSG [kgm ²]	0,0139
J_Kupplung [kgm ²]	0,0214
J_M1, Messseite [kgm ²]	1,2E-04
J_M1, Antriebsseite [kgm ²]	1,4E-02
J_M2, Messseite [kgm ²]	1,0E-04
J_M2, Antriebsseite [kgm ²]	2,6E-03
k_M1 [Nm/rad]	2,4E+05
k_M2 [Nm/rad]	3,7E+04
k_Kupplung [Nm/rad]	450.000
k_1/2PMSG-Welle [Nm/rad]	51.177
d_PMSG1 [Nms/rad]	7,963E-03
d_PMSG2 [Nms/rad]	6,562E-03

Tabelle 1: Ermittelte Systemparameter des Versuchstriebstrangs

3. Messtechnische Untersuchungen zum mechanischen Triebstrang

3.1. Stationärer Betriebszustand

Der schematische Aufbau des Versuchstriebstrangs ist in Abb. 4 zu sehen. Übernimmt der GSM die Rolle des antreibenden WKA-Rotors, entspricht diese Konfiguration der eines realen Antriebstrangs einer WKA mit zwei Generatoren. Die Elektromaschinen werden allerdings durch Drehmomentmesswellen statt Voll- oder Hohlwellen miteinander verbunden. Bei der Antriebsmaschine handelt es sich um einen fremderregten Gleichstrommotor mit einer Nennleistung von 15 kW und einer Nennspannung von 400 V. Die eingesetzte Synchronmaschine ist eine zehnpolige PMSM mit einer Nennleistung von 5 kW, die bei einer Drehzahl von 1500 min⁻¹ erreicht wird.

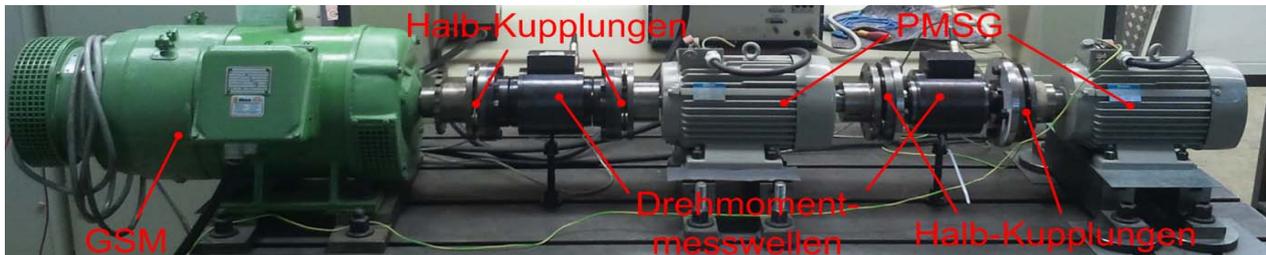


Abbildung 4: schematische Aufbau des Versuchstriebstrangs

Es werden verschiedene Einsatzbedingungen untersucht, die sich insbesondere in der zugrunde gelegten Belastung der Generatoren und in der Höhe der Drehzahl unterscheiden. Die Messgrößen werden in Abhängigkeit von der Drehzahl dargestellt. In Abb. 5 sind für die beiden Generatoren jeweils das elektrische Drehmoment und die Leistung in Abhängigkeit von der Drehzahl dargestellt. Der Versuchstriebstrang wird mit einer rein ohmschen Last belastet.

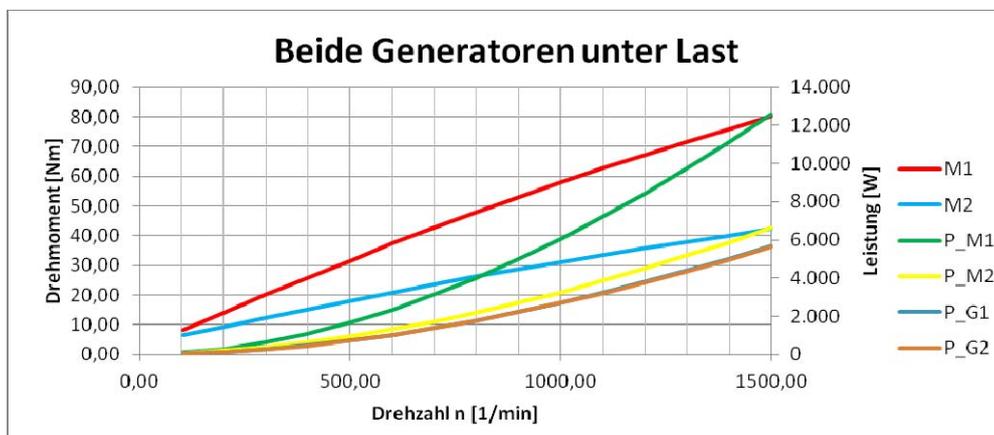


Abbildung 5: Auswertung des stationären Betriebszustands

3.2. Transienter Betriebszustand

Die Untersuchung des Schwingungsverhaltens des Triebstrangs verlangt, dass der Versuchstriebstrang aus seinem bis jetzt eingeschwingenen und stationären Betriebszustand heraus in Schwingung versetzt werden muss. Bei dem durchgeführten Schwingungsversuch wurde der Versuchstriebstrang durch Abwerfen der Last an den Generatoren in Schwingung versetzt. Eine weitere Schwingungsanregung geschieht durch Wiederezuschaltung der Last nach sehr kurzer Zeit.

Der Schwingungsversuch wurde mit einer Anfangsdrehzahl von etwa 1455 min^{-1} durchgeführt. Die Schwingungsparameter sind in der folgenden Tabelle aufgelistet. In der Abb. 6 sind die messtechnischen Ergebnisse des dynamischen Schwingungsversuchs graphisch dargestellt [6].

Parameter	Wert
Anfangsdrehmoment M1 [Nm]	76,46
Anfangsdrehmoment M2 [Nm]	37,79
Anfangsdrehzahl n_0 [1/min]	1455
maximal erreichte Drehzahl n_max [1/min]	1790
Zeitraum ohne Last Δt [s]	0,44

Tabelle 2: Schwingungsversuchsparameter am Versuchstriebstrang

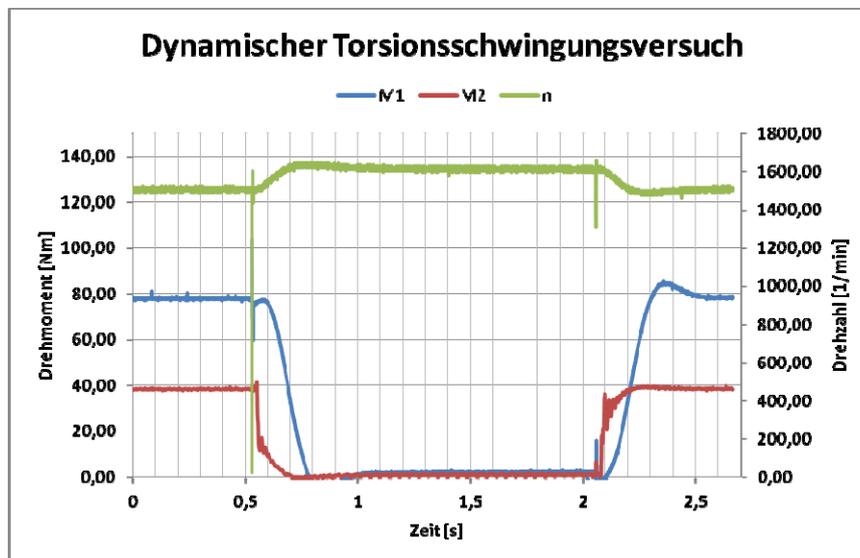


Abbildung 6: Auswertung eines Schwingungsversuch mit Anfangsdrehzahl 1455 min^{-1}

In der Abbildung oben sind der Verlauf des Drehmoments an den Messwellen M1 und M2 sowie der Verlauf der Drehzahl n zu sehen. Die senkrechten Ausreißer der Graphen sind auf einzelne Messwerte zurückzuführen, die aufgrund von Messfehlern beim Ab- und Zuschalten der Lasten entstanden sind. Die rampenförmige Drehzahlerhöhung des Antriebsstrangs ist deutlich zu sehen. Die höchste erreichte Drehzahl beträgt etwa 1790 min^{-1} .

4. Simulationsergebnisse

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Simulation des Versuchstriebstrangs mit den ermittelten Parametern abgebildet. Die folgende Abbildung zeigt die Simulation einer äußeren Anregung auf das zuvor vorgestellte Drei-Massen-Ersatzmodell. Dabei sind das Antriebsmoment des GSM und die Gegenmomente der beiden Generatoren dargestellt.

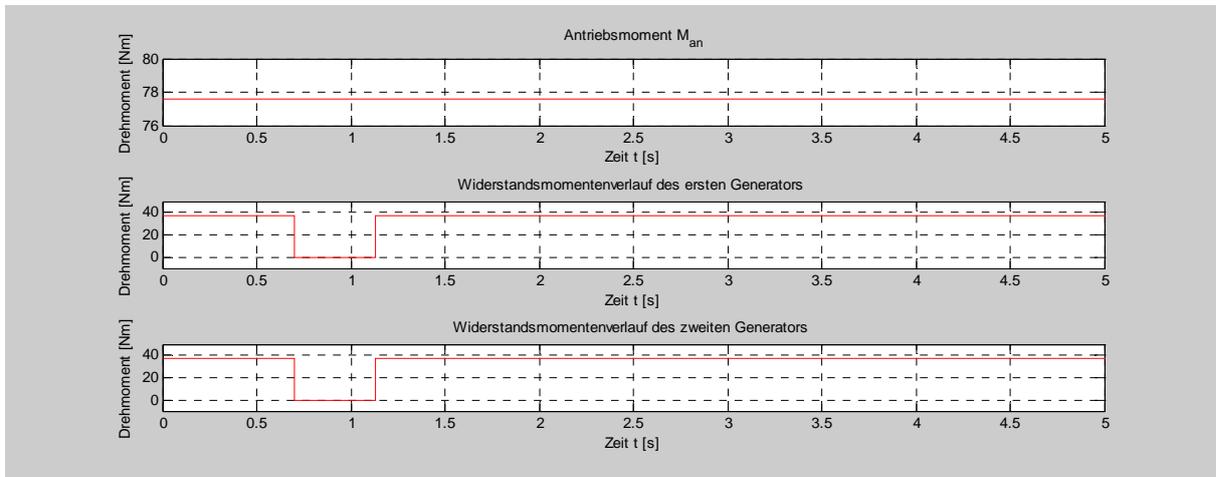


Abbildung 7: Vorgegebener Verlauf der äußeren Momente am Versuchsantriebsstrangmodell

Wie beschrieben wird das Antriebsmoment an der ersten Schwungmasse konstant gehalten, um die kontinuierliche Lieferung der mechanischen Leistung vom antreibenden WKA-Rotor darzustellen. Hingegen fallen die Gegenmomente an den beiden Generatoren zur Simulationszeit 698 ms für eine Dauer von 432 ms zu 100 % ab. Die impulsartige Anregung dieser Schwungmassen führt zu einem Einschwingvorgang des Triebstrangs, wodurch dessen Drehzahl ab diesem Zeitpunkt auf einen Wert von ca. 1790 min^{-1} ansteigt.

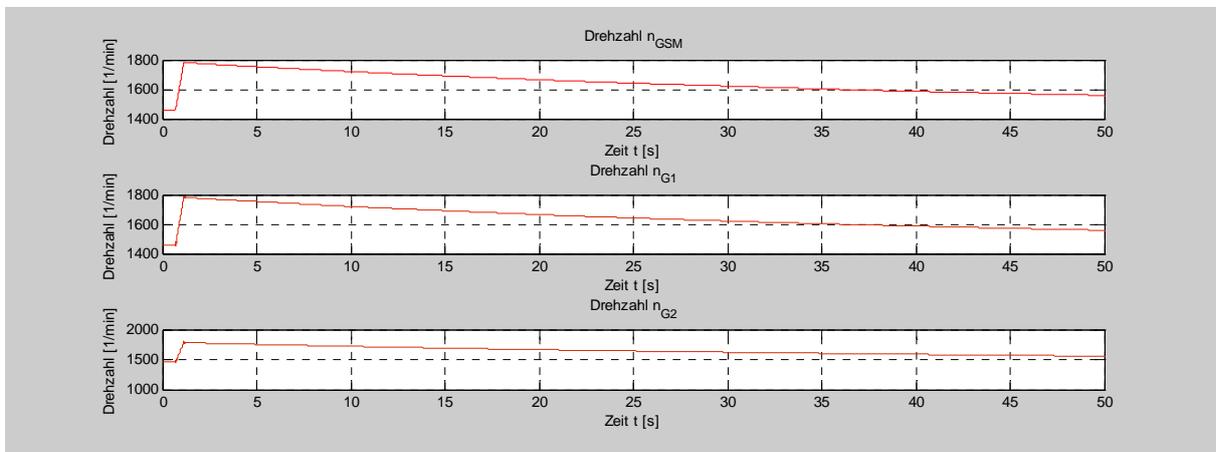


Abbildung 8: Simulierte Drehzahl des Versuchstriebstrangs

Im unteren Diagramm wird deutlich, dass ab dem Zeitpunkt des Lastabwurfs das Torsionsmoment in der ersten Welle mit etwa 8,3 Nm um den stationären Zustand schwingt, während die impulsartige Anregung eine Schwingung von etwa 3,5 Nm in der zweiten Welle verursacht. Das Zuschalten der Last führt dazu, dass sowohl der Torsionswinkel und die Drehzahl als auch die zugeführte mechanische Leistung wieder zu ihren Anfangswerten zurückkehren [6].

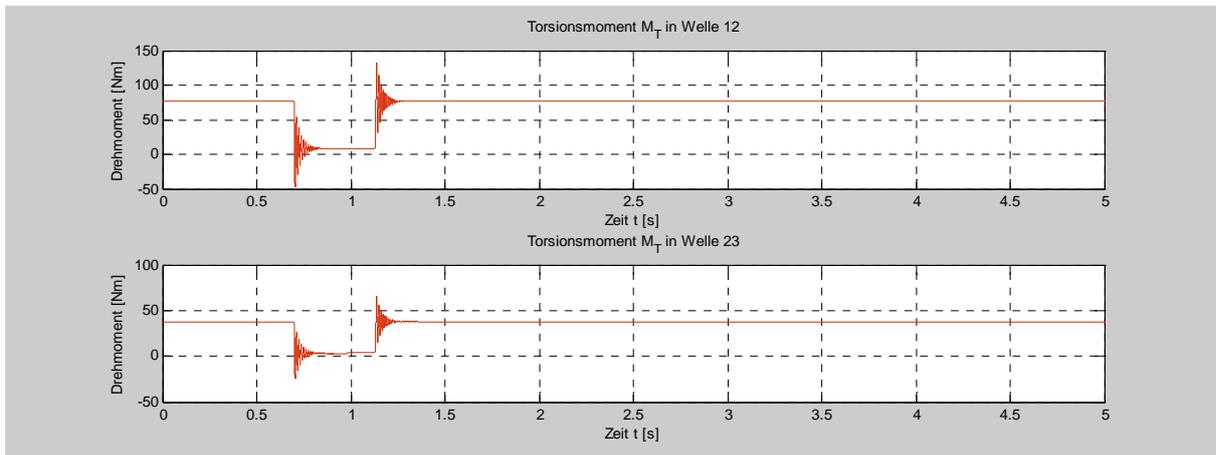


Abbildung 9: Simulierte Torsionsmomente im Versuchstriebstrang

Weitere Kenngrößen des Versuchstriebstrangs, die zur Erläuterung der auftretenden Torsionsschwingungen, vor, während und nach einem Fehler dienen, sind in den folgenden Abbildungen dargestellt.

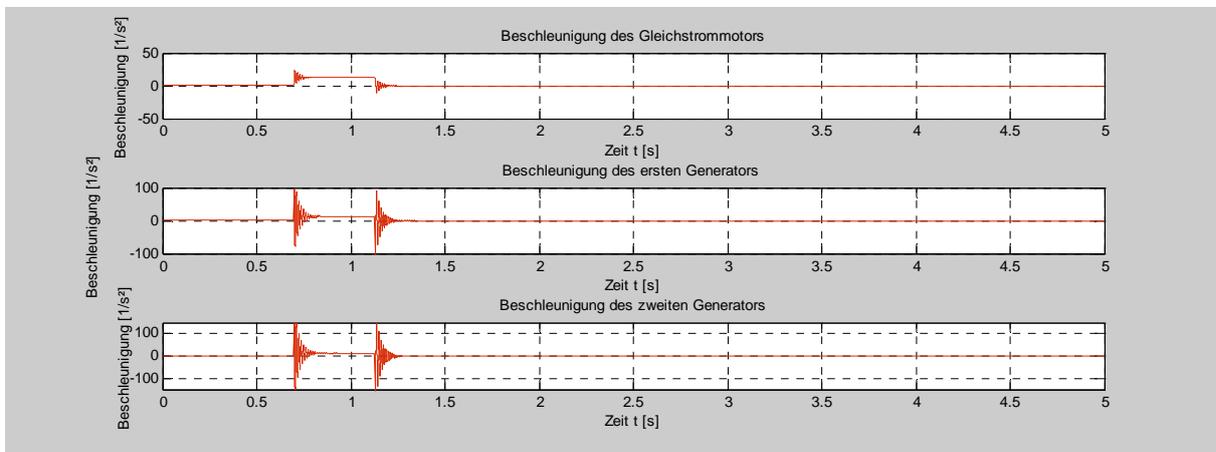


Abbildung 10: Simulierte Beschleunigungen im Versuchstriebstrang

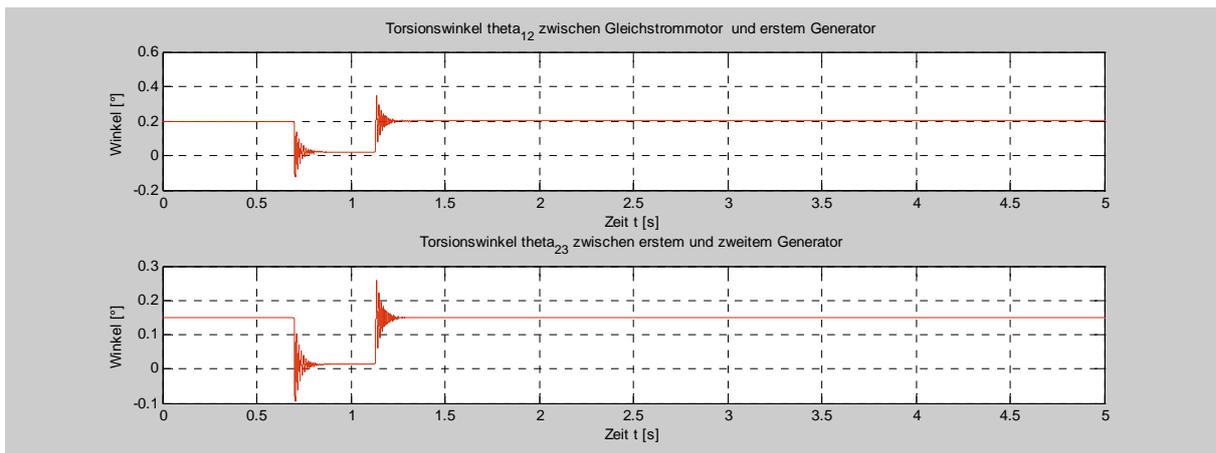


Abbildung 11: Simulierte Torsionswinkel im Versuchstriebstrang

Das Antriebsstrangmodell zeigt das erwartete Verhalten. Eine Validierung des Modells durch Vergleichsversuche an einem kleinen Versuchsantriebsstrang brachte ein eindeutiges Ergebnis. Allerdings ist ein Zusammenhang zu dem in Abbildung 6 gezeigten Schwingungsversuch nicht immer erkennbar. So stimmt der Anstieg der Drehzahl in Versuch und Simulation überein, der Abfall jedoch nicht. Dieser geschieht im Modell viel langsamer, als im Versuch. Der Grund für diese Abweichung liegt darin, dass im Triebstrangmodell nach dem Abklingen der Schwingung lediglich die Dämpfung zur Reduzierung der Drehzahl beiträgt. Die Torsionsmoment-Verläufe von Versuch und Simulation stimmen im Großen und Ganzen überein.

Es wurde jedoch festgestellt, dass Torsionsschwingungen, die durch Netzfehler verursacht werden können, eine untergeordnete mechanische Belastung für die Wellen eines Windkraftanlagenantriebsstranges mit zwei Permanentmagnet-Synchrongeneratoren darstellen. Diese Belastung kann durch heute bereits übliche Sicherheitsfaktoren und Auslegungsparameter abgedeckt werden (z.B. Einsatz eines Crowbars). Allerdings können diese Belastungen im Fall einer WKA mit doppeltgespeistem Asynchrongenerator verstärkt werden, da der Stator direkt mit dem Netz verbunden ist [3]. Ein Dämpfungssystem könnte in diesem Fall die Auswirkungen des Netzfehlers auf den Triebstrang reduzieren, indem es die Beschleunigung des Generators verhindert und die Drehzahl-schwingungen entgegenwirkt.

5. Lösungsansätze für Fault-Ride-Through

Um ein Verständnis der Funktionalität der WKA im Falle einer Netzstörung zu erhalten, muss neben der Untersuchung des mechanischen Teils auch eine detaillierte Beschreibung des elektrischen Teilsystems sowie des Übergangs zwischen den beiden Systemen erfolgen. In diesem Zusammenhang ist es auch wichtig zu wissen, welche Konsequenzen ein Spannungseinbruch im Netz auf das elektrische Verhalten des WKA-Systems hat.

Wie aus Abbildung 12 zu entnehmen ist, wird die Statorspannung und die Wirkleistung über den generatorseitigen Umrichter geregelt. Der netzseitige Umrichter hat hingegen die Aufgabe, die Zwischenkreis-Spannung konstant zu halten und den Blindstrom im Störbetrieb ins Netz zu speisen. Die Turbine ist, wie zuvor erwähnt, pitchgeregelt. Die Leistung jedes Generators kann dem Netz nur geliefert werden, wenn die im Zwischenkreis enthaltene Spannung konstant bleibt. Eine Maximum-Power-Point-Tabelle ist dafür zuständig, die Referenzwerte der Wirkleistung vorzugeben und somit eine optimale Funktionalität der Turbine zu sichern [2].

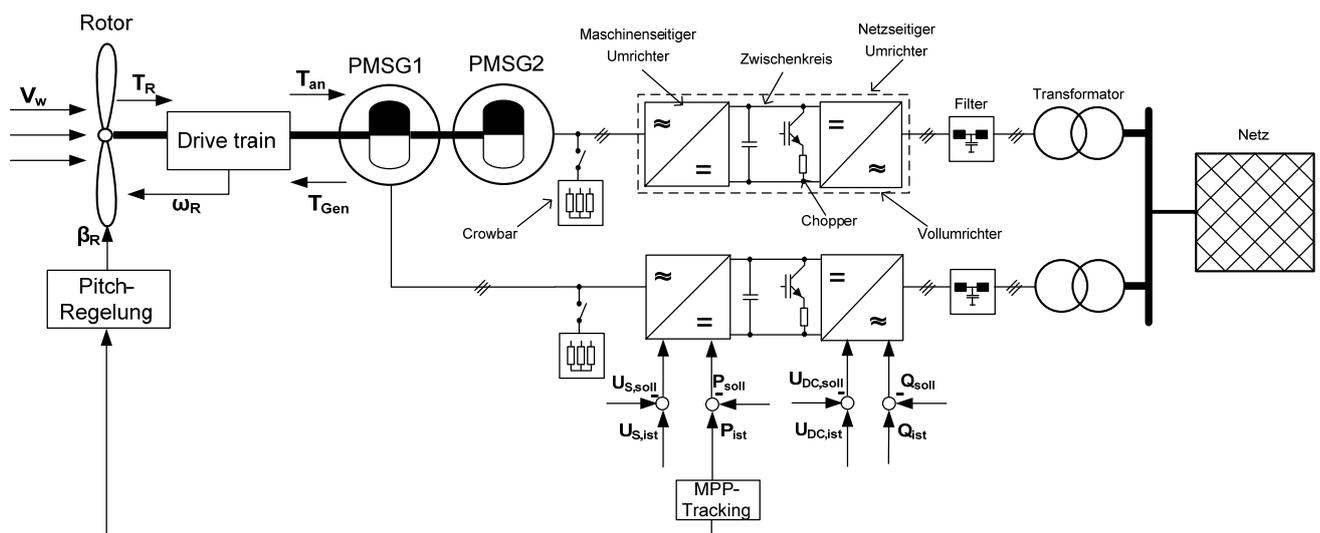


Abbildung 12: Regelungsstrategie für eine Windkraftanlage mit zwei permanentmagnetierten Synchrongeneratoren

Die folgenden Abbildungen veranschaulichen die Simulationsergebnisse zu der oben genannten Regelungsstrategie. Die Fehlerzuschaltung erfolgt nach 0,1 s, die Fehlerklärung in 0,5 s. Nach Zuschalten des Fehlers bricht die Netzspannung auf 50% ab und verursacht einen Einbruch der Wirkleistung. Als Folge dieses Netzfehlers zeigt der entwickelte Regler das von den Richtlinien geforderte Verhalten [1]. Es erfolgt keine Trennung vom Netz sondern eine Einspeisung von Blindstrom, wodurch das Netz unterstützt wird. Der stationäre Zustand nach der Fehlerklärung entspricht dem vor der Störeinwirkung.

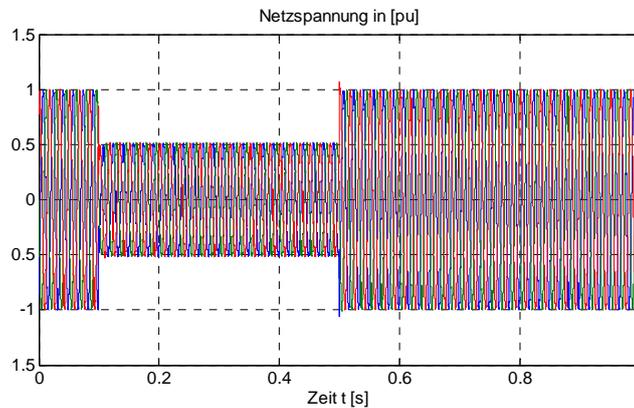


Abbildung 13: Spannung am Anschlusspunkt

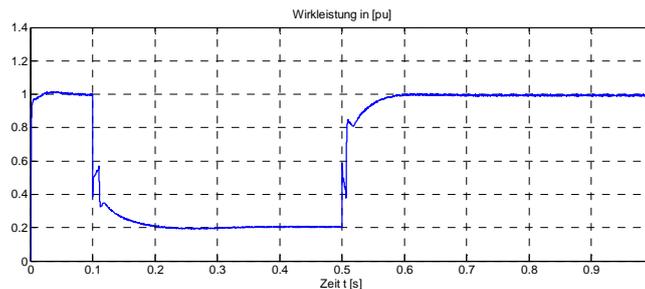


Abbildung 14: Wirkleistung vor, während und nach einem Netzfehler

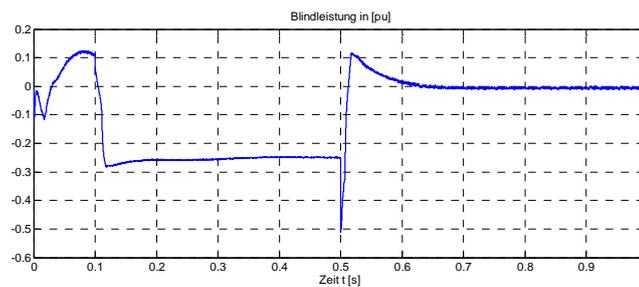


Abbildung 15: Blindleistung vor, während und nach einem Netzfehler

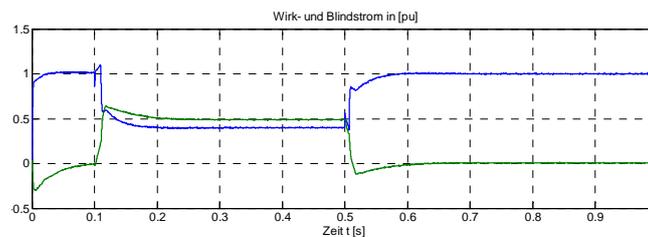


Abbildung 16: Netzstützung durch Blindstromspeisung

6. Literaturverzeichnis

1. **E.ON 2006** E.ON Netz GmbH: Netzanschlussregeln. Hoch- und Höchstspannung. Bayreuth, 2006. http://www.eonnetz.com/pages/ehn_de/Veroeffentlichungen/Netzanschluss/Netzanschlussregeln/ENE_NARHS2006de.pdf [Stand: 12.11.2009]
2. **Gabriele 2008** Gabriele, Michalke; Variable Speed Wind Turbines- Modelling, Control, and Impact in Power System, Darmstadt, Dissertation, 2008
3. **Heier 2009** Heier, Siegfried: Windkraftanlagen. Systemauslegung, Netzintegration und Regelung. 5. Aufl. Berlin/Heidelberg: Vieweg +Teubner 2009. – ISBN 978-3-8351-0142-5
4. **Heldele GmbH** Online im Internet: URL: www.heldele.de [Stand: 12.05.2010]
5. **Irretier 2007** Irretier, Horst: Grundlagen der Schwingungstechnik 1 (6. Ausg.). Kassel: Universität Kassel, 2006
6. **Thalemann 2011** Thalemann, Fabian: Untersuchung von Torsionsschwingungen am Triebstrang von Windenergieanlagen bei Netzfehlern, Kassel, Universität, Master-Thesis, Oktober 2011