

# Analyse und aktive Dämpfung von durch Netzeinbruch verursachten Schwingungen am Antriebsstrang einer WEA mit DFIG

H. Xu<sup>1, 2</sup>, Prof. H. H. Xu<sup>2</sup>, Dr.-Ing. L. Chen<sup>1</sup>, Dipl.-Ing. (FH) T. Jersch Dipl.-Ing. (FH) A. Zuga, Prof. Dr.-Ing. J. Wenske<sup>1</sup>

1. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, 27572 Bremerhaven, Deutschland

2. Institute of electrical engineering, Chinese Academy of Sciences, 100190 Beijing, China

## Kurzfassung

Windenergieanlagen (WEA) mit doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren (DFIG) dominieren den Windenergiemarkt seit Jahren. Anlagen mit diesem Generatorkonzept weisen jedoch einen großen Nachteil auf: die sensible Reaktion auf Netzstörungen. Durch diese werden Schwingungen im Antriebsstrang induziert, die wiederum zu einer massiven Belastung der mechanischen Komponenten führen. Durch die Kopplung mit einem elastischen Rotor verschieben sich zudem die Eigenfrequenzen und zusätzliche Schwingungen werden angeregt. Dieser Effekt tritt verstärkt durch den Einsatz von immer längeren und elastischeren Rotorblättern auf.

Der vorliegende Beitrag untersucht anhand von Simulationen die Schwingung im Antriebsstrang einer 5MW WEA mit DFIG. Hierbei werden zwei dominante Schwingungsfrequenzen erfasst, welche aufgrund der gegenseitigen Beeinflussung der elastischen Blätter und des Antriebsstrangs angeregt werden. Basierend auf diesen Schwingungsfrequenzen und den physikalischen Parametern der WEA wird ein Ersatzmodell abgeleitet und ein aktives Dämpfungsverfahren durch Momentenregelung des Generators entwickelt. Die aktive Dämpfung ist mit dem LQG (Linear-Quadratic-Gaussian)-Verfahren entworfen und besteht aus einem LQR (Linear-Quadratic-Regulator)-Regler sowie einem diskreten Kalman Filter zur Zustandsschätzung. Mit diesem Regelungskonzept werden Schwingungen im Antriebsstrang, in dem hier betrachteten Fall als Folge von Netzfehlern, deutlich gedämpft.

## Abstract

Wind turbines with doubly fed induction generators (DFIG) are most popular in the wind branch since years. However, this kind of turbines exhibits a high sensibility to grid faults. Furthermore, oscillations will be induced and transferred to the drive train because of grid

faults, which results in large loads to the mechanical components. Due to the coupling with the elastic rotor blades the oscillation frequencies will be changed and extra vibrations will be induced. This feature will be more strengthened with the application of longer and more elastic rotor blades.

This paper studies the vibrations in the drive train of 5MW DFIG turbine through simulations. Two dominate frequencies of the torsional vibration can be extracted, which is the result of the interaction of flexible rotor blades and the drive train. According to the frequencies and physical parameters the equivalent model of the drive train can be derived, with which the model-based active vibration damping can be developed. The active damper is designed with the LQG algorithm, which consists of a LQR controller and discrete Kalman Filter. With this concept the oscillations in the drive train, which in our case mainly induced by the grid fault, can be effectively suppressed by the generator control.

## **1. Einleitung und Motivation**

Windenergieanlagen mit doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren (DFIG) sind seit vielen Jahren die populärsten und die am häufigsten eingesetzten Anlagen im Windenergiemarkt. Inzwischen haben viele Netzbetreiber ihre Grid Codes überarbeitet und höhere Anforderungen für die Integration von Windenergie gestellt [1]. Dazu gehört unter anderem das Durchfahren von Netzfehlern (Fault Ride Through (FRT)). Das Standardverfahren zum Schutz von Windenergieanlagen vor Netzstörungen ist der Einsatz von einer Crowbar-Schaltung [2-4], welcher Überspannungen und Überströme im Rotorkreis verhindern kann. Im Fall der DFIG ist der Rotorkreis während des Netzfehlers durch die Crowbar jedoch kurzgeschlossen. Der Generator läuft somit wie eine konventionelle Asynchronmaschine und ist nicht steuerbar. Während dieses transienten Zustandes beginnt das Generatormoment zu schwingen, was wiederum Torsionsschwingungen im Antriebsstrang induziert. Diese führen zu einer massiven Belastung der mechanischen Komponenten.

Stand der Technik zur Torsionsdämpfung für WEA ist der Einsatz von Bandpassfilter (BPF) [5, 6]. Die Generatordrehzahl wird dem BPF zum Erzeugen von Drehmomentrippel mit Torsionsfrequenz und einer geeigneten Phasenverschiebung zugeführt. Diese Rippel werden mit dem Drehmomentbefehlswert addiert und die Torsionsschwingung werden dadurch kompensiert. Die induzierten Schwingungen durch die Netzfehler sind aber so groß, dass das BPF-Verfahren nicht in der Lage ist, diese effektiv zu dämpfen [7].

Der vorliegende Beitrag zeigt eine alternative Lösung auf, wie durch eine geeignete Generatorregelung Torsionsschwingungen kompensiert werden können. Das Grundkonzept des Verfahrens liegt darin, dass die Dämpfung der Torsionsschwingung durch eine Verringerung

der Geschwindigkeitsdifferenz zwischen dem Turbinenrotor und Generator erreicht wird (In Bezug auf die z.B. langsam laufende Welle transformierte Größen). Der LQG-Regelalgorithmus basiert auf dem Antriebsstrangmodell und wird zur Erlangung einer besseren Regelperformance eingesetzt. Um das Verfahren zu validieren, wird ein detailliertes Modell der Windenergieanlage in Matlab/ Simulink aufgebaut. Die Aerodynamik und die Strukturmechanik der Turbine werden anhand eines Modells des Lastrechnungstools FAST abgebildet, das eine Schnittstelle zu Matlab/Simulink bietet. Die elektrischen Teilsysteme, einschließlich Generator, Steuerung, Leistungselektronik, Schutzsysteme und Netz, sind direkt in Simulink modelliert. Die Struktur des Simulationsmodells wird in Abbildung 1 gezeigt. Der Vorteil dieses Modells liegt darin, dass wichtige Eigenschaften der Turbine anhand von mechanischen und elektrischen Teilmodellen nachgebildet werden. Simulationen zeigen, dass das vorgeschlagene Verfahren die auftretenden Schwingungen erfolgreich dämpfen kann, auch im Worst-Case-Szenario, bei dem der DFIG sein Nennmoment liefert und der Spannungseinbruch des Netzes 100% beträgt.

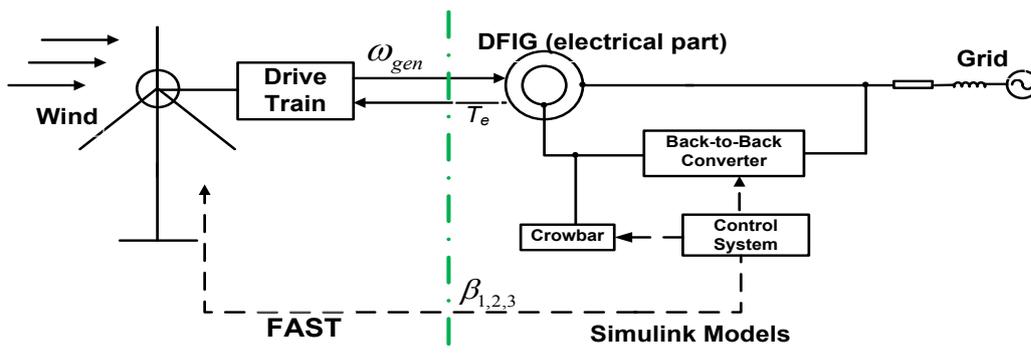


Bild 1: Struktur des WEA-Simulationsmodells mit DFIG

## 2. Modellbildung

### 2.1 Modellierung der mechanischen Teilsysteme mit FAST

FAST ist ein umfassender, aeroelastischer Simulationscode und wird vom NREL (National Renewable Energy Laboratory) entwickelt. Man kann mit FAST Extrem- und Ermüdungslasten von Zwei- und Dreiblatt-Horizontalachs-Windenergieanlagen analysieren [8, 9]. Rotorblätter, Turm und der Triebstrang werden als flexible Strukturen (anhand eines modalen Ansatzes) abgebildet. In dem Modell des vorliegenden Berichts werden in FAST 16 Freiheitsgrade (DOF) verwendet, um die Strukturmechanik der WEA zu abbilden. Als Grundlage für eine typische, große WEA mit DFIG dient die Spezifikation der NREL offshore 5-MW baselinewind turbine, die im Forschungsbereich sehr weit verbreitet ist und hohe Akzeptanz aufweist. Die Eckdaten dieser Anlage sind in Tabelle I aufgelistet.

Tabelle I. NREL 5MW Windkraftanlage

Nennleistung	5 MW
Rotor	3-Blatt, Luvläufer
Regelung	variable Drehzahl, Pitch
Rotor Diameter	126m
Nabenhöhen	90m
Nenn-und Cut-Out Windgeschwindigkeit	11.4m/s, 25m/s
Nennrotordrehzahl	12.1rpm
Rotorträgheitsmoment ( $J_1 + J_2$ )	$3.09 \times 10^7 \text{kgm}^2$
Getriebeübersetzung	97:1
Ersatzsteifigkeit der Hauptwelle ( $K_{23}$ )	$8.676 \times 10^8 \text{Nm/rad}$
Ersatzdämpfung der Hauptwelle ( $D_{23}$ )	$6.215 \times 10^6 \text{Nms/rad}$

## 2. 2 Modellierung der elektrischen Teilsysteme mit Matlab/Simulink

### 2. 2. 1 Das DFIG Modell

Das elektrische Modell der DFIG entspricht grundsätzlich einer Schleifring-Induktionsmaschine. Es wird in einem drehenden Koordinatensystem ( $dq$ -Koordinatensystem) dargestellt, wobei die Dynamik im Stator-und Rotorkreis mit folgenden Gleichungen beschrieben wird [10].

$$\begin{aligned}
 v_{ds} &= R_s i_{ds} + \dot{\lambda}_{ds} - \omega_s \lambda_{qs} & v_{qs} &= R_s i_{qs} + \dot{\lambda}_{qs} + \omega_s \lambda_{ds} \\
 v_{dr} &= R_r i_{dr} + \dot{\lambda}_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \lambda_{qr} & v_{qr} &= R_r i_{qr} + \dot{\lambda}_{qr} + (\omega_s - \omega_r) \lambda_{dr}
 \end{aligned}$$

Die Flussverketung wird mathematisch wie folgt dargestellt.

$$\lambda_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i_{dr} \quad \lambda_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \quad \lambda_{dr} = L_r i_{dr} + L_m i_{ds} \quad \lambda_{qr} = L_r i_{qr} + L_m i_{qs}$$

Weiterhin wird das elektromagnetische Drehmoment folgendermaßen formuliert.

$$T_e = 1.5p(\lambda_{ds} i_{qs} - \lambda_{qs} i_{ds})$$

$d, q$  d-Achse und q-Achse;  $s, r$  Variablen im Stator-und Rotorkreis;  
 $R_s, R_r$  Stator-und Rotorwiderstand;  $L_s, L_r, L_m$  Stator- Rotor- und Hauptinduktivität;  
 $p$  Polpaarzahl;  $\omega_s, \omega_r$  elektrische Drehzahl von Stator und Rotor.

Die Eckdaten der DFIG sind in der Tabelle II aufgelistet.

Tabelle II Parametern der DFIG

Nennleistung	5.0MW
Nennspannung (line to line)	960V
$R_s$	2.1m $\Omega$
$R_r$	2.1m $\Omega$
$L_s$	4.413mH
$L_r$	4.409mH
$L_m$	4.26mH
$p$	3

### 2. 2. 2 Das Regelungssystem

Das Regelungssystem des vorliegenden WEA-Modells beinhaltet einen Pitch- und einen Drehmomentregler. Eine Windrichtungsnachführung ist nicht vorhanden. Die Grundziele der Regelung sind die Optimierung der Stromproduktion bei Teillast (unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit) und die Limitierung der Leistung bei Volllast (oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit).

Wenn die Turbine unterhalb der Nennleistung betrieben wird, wird die Generatordrehzahl durch die Regelung des Generatormoments angepasst, um die maximale Leistung zu erzielen. Das optimale Generatormoment ist proportional zum Quadrat der Generatordrehzahl. Nach dem Erreichen der Nenndrehzahl, ist das Generatordrehmoment konstant. Die Leistung und Drehzahl der WEA werden durch die Einstellung des Blattverstellwinkels begrenzt. Für die Sicherheit und Stabilität der Turbine hat das Pitchsystem eine Zeitkonstante  $T_{servo}$  zwischen 0,2s-0,3s(siehe Abbildung 2). Weil die Frequenz der Torsionsschwingung bei etwa 1 Hz liegt, ist es für den Pitchregler schwierig, die Torsionsschwingungen entsprechend zu berücksichtigen. In diesem Beitrag wird der Pitchantrieb durch ein Modell erster Ordnung mit einer Zeitkonstante von 0,2s und Begrenzern für Steigungswinkel und Änderungsrate angenähert.

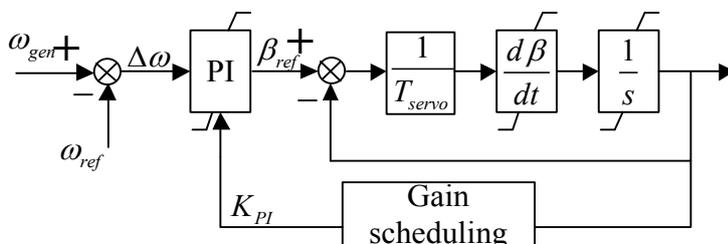


Bild 2: Pitchsystem

### 2. 2. 3 Das Leistungselektroniksystem

Ein Leistungselektroniksystem mit einer Back-to-Back Struktur (Bild 3) wird verwendet, um den Rotor des DFIG an das Netz anzuschließen. Der rotor- und der netzseitige Frequenzumrichter haben einen gemeinsamen DC-Bus. Der Kondensator wird parallel angeschlossen, um die Gleichspannung zu stabilisieren. Ein Schopper ist vorgesehen, um die Schwankungen der Gleichspannung zu verringern. Die Drehzahl des DFIGs wird durch den rotorseitigen Umrichter geregelt. Die Wirk- und Blindleistung des Stators wird indirekt mittels des inneren Rotorstromregelkreises geregelt. Es wird eine Vektorregelung verwendet, wobei sich das Koordinatensystem nach der Statorspannung- bzw. dem Statorflußraumzeiger orientiert. Der netzseitige Frequenzumrichter regelt die Zwischenkreisspannung auf einen konstanten Wert und steuert auch die Wirk- und Blindleistung Entnahme bzw. Abgabe. In dieser Arbeit werden die Frequenzumrichter durch ein Mittelwertmodell mit Raumzeigermodulation für die Untersuchung der Wirkung der elektrischen Komponenten des Antriebsstrangs modelliert. Das detaillierte Modellierungsprinzip kann man in [12] finden.

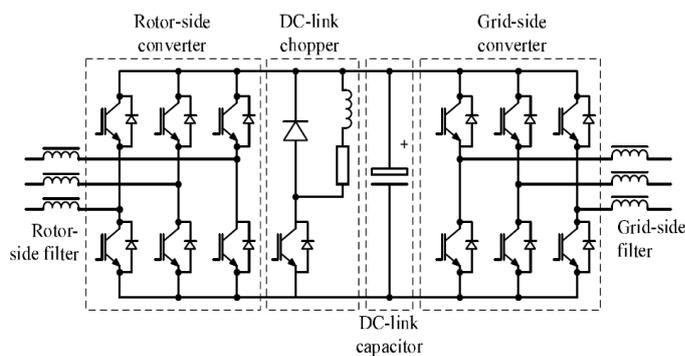


Bild 3: Struktur des Leistungselektroniksystems [11]

## 2. 2. 4 Der Crowbar

Das Schalten der Crowbar führt ebenfalls zu Schwingungen im Antriebsstrang. Deshalb ist es notwendig, die Crowbarschaltung in dem Modell zu berücksichtigen. In diesem Beitrag wird hierzu eine symmetrische dreiphasige Schaltung mit Y-Verbindung und einem Widerstand  $R_{crow}$  modelliert. Wenn der Crowbar aktiviert wird, wird der Rotor des DFIG über externe Widerstände  $R_{crow}$  kurz geschaltet. Der rotorseitige Umrichter wird somit geschützt. Wenn der Netzfehler gelöscht wird, wird der Crowbar abgeschaltet und der rotorseitige Umrichter wieder mit dem Generator verbunden. Gemäß [13] führt ein kleiner Crowbarwiderstand zu hohen Strom- und Drehmoment während des Netzfehlers. Andererseits bringt ein  $R_{crow}$  mit höherem Widerstand während der Trennung des Crowbars die Gefahr von Überstrom im Rotorkreis sowie erhöhter Drehmomente und Blindleistung. In diesem Modell wird ein konstanter Widerstand von  $80R_r$  als ein geeigneter Kompromiss verwendet. Der Crowbar darf nicht beliebig geschaltet werden und die zugehörigen Schaltregeln sind sehr kompliziert. Da

der Fokus dieser Arbeit nicht auf dieser Thematik liegt, wurde das Modell vereinfacht. In der beschriebenen Simulation wird der Betrieb des Crowbars zeitlich gesteuert.

## 2. 2. 5 Das Netz

Das Netz wird durch eine Ersatzspannungsquelle nach dem Thévenin-Theorem nachgebildet, welche aus drei Wechselspannungsquellen mit einer Reihenschaltung der jeweiligen Impedanzen besteht. Für die Simulation des Spannungseinbruchs wird ein Spannungssprung mit einer Dauer von 150ms angesetzt.

## 3. Modellbasierte aktive Schwingungsdämpfung

### 3. 1 Ersatzmodell des Antriebsstrangs

In der einschlägigen Literatur wird häufig das Zwei-Massen-Modell verwendet, um die mechanischen Komponenten eines Antriebsstrangs zu modellieren. Hierbei wird nur die Flexibilität der Welle berücksichtigt, der Rotor der WEA wird als starres Element angenommen. Der Antriebsstrang wird dabei durch zwei Schwungmassen dargestellt, eine steht für den Rotor der WEA und die andere fasst Generator und das Getriebe zusammen. Laut der Studie zu transienten elektrischen Leistung ist es auch wichtig, die Strukturmechanik des Rotor der WEA zu berücksichtigen [14, 15]. Der Grund dafür ist, dass die symmetrische Eigenform der Rotorblätter in Schwenkrichtung des Rotors direkt mit der Torsionseigenform des Antriebsstrang koppelt ist. Dies hat zur Folge, dass durch Schwingungen der Rotorblätter auch Dreh-schwingungen im Antriebsstrang angeregt werden. Diese Kopplung hat zudem eine Verschiebung der Eigenfrequenzen zur Folge. Beim Einsatz von immer längeren und elastischeren Rotorblättern, was dem momentanen Trend entspricht, tritt dieser Effekt verstärkt auf.

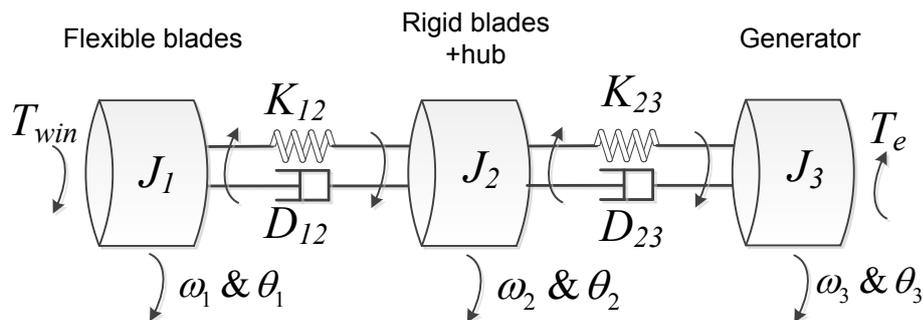


Bild 4: Die Struktur des Drei-Massen-Modells

Daher wird in der hier beschriebenen Lösung ein Drei-Massen-Modell, das sowohl die Flexibilität des Antriebsstrang und der Rotorblätter berücksichtigt, eingesetzt, wie in Bild 4 dargestellt.  $J_1$  steht für die Massenträgheit des elastischen Teils der Rotorblätter.  $J_2$  beschreibt die Massenträgheit der Nabe und den im Wesentlichen steifen Teil der Rotorblätter.  $J_3$  stellt die die Massenträgheit des Generators dar.  $K$  steht für Steifigkeit und  $D$  ist die Strukturdämpfung.  $\omega$  und  $\theta$  stehen für die jeweiligen Drehzahlen und Drehwinkel.  $T_{win}$  und  $T_e$  repräsentieren

tieren jeweils das aerodynamische Moment und das Generatormoment. Die Dynamik des Antriebsstrangs in Bezug auf die langsam drehende Welle (LSS) wird durch folgende Gleichungen gegeben.  $N$  steht für das Übersetzungsverhältnis des Getriebes.

$$J_1 \dot{\omega}_1 = T_{win} - K_{12}(\theta_1 - \theta_2) - D_{12}(\omega_1 - \omega_2)$$

$$J_2 \dot{\omega}_2 = K_{12}(\theta_1 - \theta_2) + D_{12}(\omega_1 - \omega_2) - K_{23}(\theta_2 - \theta_3) - D_{23}(\omega_2 - \omega_3)$$

$$J_3 \dot{\omega}_3 = K_{23}(\theta_2 - \theta_3) + D_{23}(\omega_2 - \omega_3) - N \cdot T_e$$

$$\dot{\theta}_1 - \dot{\theta}_2 = \omega_1 - \omega_2 \quad \dot{\theta}_2 - \dot{\theta}_3 = \omega_2 - \omega_3.$$

Die Eigenfrequenzen  $f_{1,2}$  der Torsionsschwingungen des Drehmassenmodell sind gegeben durch

$$f_{1,2} = \frac{1}{2\pi} \left( -\frac{b}{2} \pm \frac{\sqrt{b^2 - 4c}}{2} \right)^{0.5}, \text{ mit } b = -[K_{12}(\frac{1}{J_1} + \frac{1}{J_2}) + K_{23}(\frac{1}{J_2} + \frac{1}{J_3})] \text{ und } c = K_{12}K_{23}(\frac{J_1 + J_2 + J_3}{J_1J_2J_3}).$$

Die Parameter  $J_1$ ,  $J_2$  und  $K_{12}$  sind unbekannt und können durch  $f_{1,2}$  abgeleitet werden. Um die Werte von  $f_{1,2}$  zu ermitteln, wurde eine Simulation mit Netzfehler durchgeführt. Dreidimensionaler turbulenter Wind wurde vor der Simulation mittels der Software Turbsim erzeugt und für die Simulation verwendet [16]. Der dreiphasige Spannungseinbruch mit einer Amplitude von 100% erfolgte bei  $t = 7s$  mit einer Dauer von 150ms. Der Crowbar wurde bei  $t = 7.002s$  aktiviert und bei  $t = 7.152s$  wieder ausgeschaltet. Die resultierende Last im Antriebsstrang kann anhand des Drehmomentes LSS  $T_{LSS}$  abgelesen werden, dessen Verlauf im Bild 5 dargestellt wird.

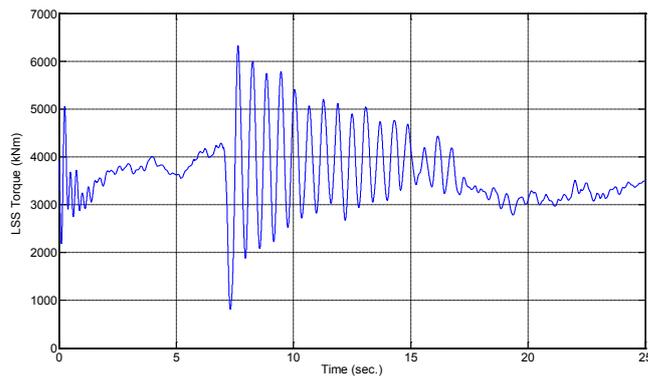


Bild 5: Last an der langsam drehenden Welle ( $T_{LSS}$ ) bei Netzeinbruch

Anhand der spektralen Leistungsdichte (PSD) des Signals  $T_{LSS}$ (Bild 6) werden zwei dominanten Frequenzen mit den Werten von 1,7 und 4Hz extrahiert. Es bedeutet auch, dass der Antriebsstrang und der Rotor mit einem Drei-Massen-Modell modelliert werden muss.

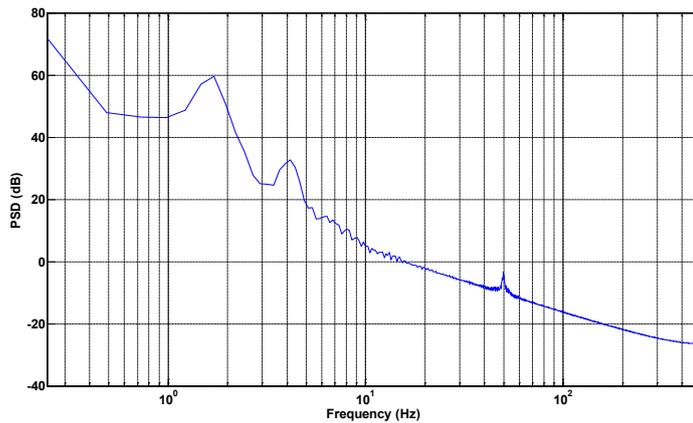


Bild 6: Analyse der PSD vom  $T_{iss}$

### 3. 2 Aktive Schwingungsdämpfung mit LQG

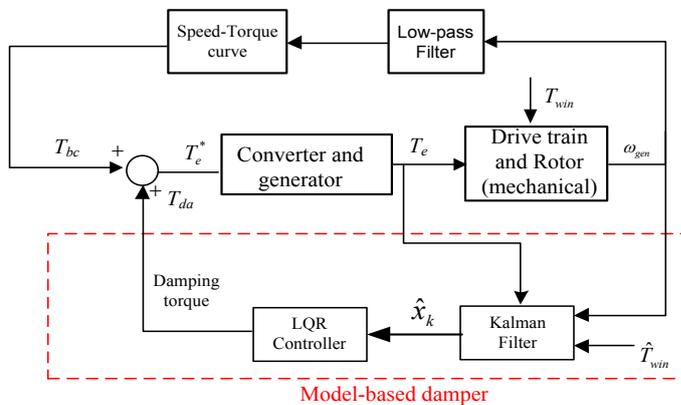


Bild 7: Struktur der Generatorregelung mit aktiver Schwingungsdämpfung

Bild 7 zeigt die Struktur der vorgeschlagen aktiven Schwingungsdämpfung. Der Generatorregler ist so ausgelegt, dass die Torsionsschwingung durch die Modifikation des Sollwerts des Generator Drehmoments kompensiert wird.

$$T_e^* = T_{bc} + T_{da}$$

Wobei  $T_{bc}$  für den Sollwert vom Generatormoment steht, welches durch die optimale Moment-Drehzahl-Kurve abgelesen wird.  $T_{da}$  beschreibt das Dämpfungsmoment, was durch den LQG-Algorithmus ermittelt wird. LQG besteht aus einem LQR-Regler und einem Kalman-Filter.

Das im Abschnitt 3.1 abgeleitete lineare Modell vom Antriebsstrang kann durch ein Zustandsraummodell dargestellt werden.

$$\begin{cases} \dot{x} = Ax + Bu + B_d u_d \\ y = Cx \end{cases}$$

$x$  ist ein Vektor und besteht aus fünf Zustandsvariablen.

$$x = [\omega_1 - \omega_2 \quad \theta_1 - \theta_2 \quad \omega_2 - \omega_3 \quad \theta_2 - \theta_3 \quad \omega_3]^T$$

$u$  ist die Eingangsgröße  $T_{da}$  und  $u_d$  bilden die Störung  $T_{win}$  ab.  $\omega_3$  ist Generator Drehzahl und als einzige Messgröße des Systems anzusehen. Die anderen Matrizen und Vektoren des Systems werden wie folgt formuliert.

$$A = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{K_{12}}{J_1} - \frac{K_{12}}{J_2} & 0 & \frac{K_{23}}{J_2} & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{K_{12}}{J_2} & 0 & -\frac{K_{23}}{J_2} - \frac{K_{23}}{J_3} & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{K_{23}}{J_3} & 0 \end{bmatrix}, \quad B = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \frac{N}{J_3} & 0 & -\frac{N}{J_3} \end{bmatrix}^T,$$

$$B_d = \begin{bmatrix} \frac{1}{J_1} & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}^T,$$

$$C = [0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 1].$$

Da die Dämpfungsfaktoren sehr klein und normalerweise unbekannt sind, werden sie hier als Null angenommen. Es macht die aktive Dämpfung des Modells schwieriger als des realen Antriebsstrangs.

Der LQR-Algorithmus verwendet normalerweise ein Gütekriterium  $J$ , das eine quadratische Funktion für die Definition der Regelungsziele darstellt. Dieses Kriterium wird folgendermaßen formuliert.

$$J = \int_0^{\infty} [x^T(t)Qx(t) + u^T(t)Ru(t)] dt.$$

Dabei ist  $Q$  eine symmetrische und positiv semidefinite Gewichtungsmatrix von Zustandsvariablen.  $R$  ist eine symmetrische und positiv definite Gewichtungsmatrix vom Steuerungseingang. Die Matrizen werden auf der Basis des Kompromisses zwischen hoher Regelgüte (groß  $Q$ ) und niedriger Stellgröße (groß  $R$ ) eingestellt. Anhand der LQR Theorie, wenn der optimale Eingang existiert, kann die Indexfunktion  $J$  minimiert werden. Das bedeutet, dass alle Zustandsgrößen gegen Null tendieren. Im dem gezeigten Fall sollten sich nur die Zustände  $x_1$  und  $x_3$  gegen Null tendieren. Deshalb haben sie viel größerer Gewichtungsfaktoren als die andere. Die entsprechenden Werte von  $Q$  und  $R$  können durch Simulationen gewonnen werden.

Der LQR braucht alle Informationen des Systems. Ein diskreter Kalman-Filter wird hier verwendet, welcher robust gegenüber dem Mess- und Systemrauschen ist. Der Kalman-Filter besteht grundsätzlich aus zwei Elementen: Prädiktion und Korrektur. Der Algorithmus ist iterativ. Die beiden Teile aktualisieren sich bei jeder Iteration. Mit der Annahme, dass das Rauschen der Gaußsche Normalverteilung entspricht, wird die Kalman-Matrix  $K_k$  basiert auf der Systemdynamik abgeleitet. Damit wird der mittlere quadratische Fehlers der Schätzung mi-

nimiert. Um den Rechenaufwand zu reduzieren, wird nur ein stationärer Kalman-Filter verwendet, was bedeutet, dass  $K_k$  konstant ist. Der Schätzer hat die folgende Struktur.

$$\hat{x}_{k+1} = \hat{x}_k + K_k (y_k - \hat{y}_k).$$

Das System unterliegt der unbekanntem Eingangsgröße  $T_{win}$ . Es wird angenähert durch

$$\hat{T}_{win} \approx T_e + (J_1 + J_2) \hat{\omega}_{gen}.$$

Wobei  $\hat{\omega}_{gen}$  für die numerische Differentiation der Generatordrehzahl steht, die mit einem Tiefpass-Filter in Reihe geschaltet wird.

#### 4. Simulationsergebnisse

Die Funktion des hier vorgeschlagenen aktiven Dämpfungsverfahrens wurde anhand von Simulationen getestet. Das Testszenario ist das gleiche wie das im Abschnitt 3.1 beschrieben. Multi-Abtastzeit wird angewendet, um eine gute Balance zwischen der Genauigkeit und der Rechenzeit für die Simulation zu erreichen. Die kleinste Abtastzeit wurde mit 0,25ms angesetzt, was für die Modelle der Leistungselektronik benötigt wird. Die Abtastzeit für die Messung ist 1ms und für die Regelung 5ms. FAST hat zwei Zeitkonstanten für die Integrationen: 10ms für die Aerodynamik und 5ms für die Strukturdynamik. Das Dämpfungs Drehmoment  $T_{da}$  ist innerhalb von 10% des Nenndrehmoments begrenzt. Weiterhin wird der LQG Dämpfer basierend auf dem Drei-Massen-Modell mit dem konventionellen LQG mit Zwei-Massen-Modell verglichen.

Die Eigenschaften der Lasten im Antriebsstrang im Zeit- und Frequenzbereich sind jeweils in den Bildern 8 und 9 dargestellt.

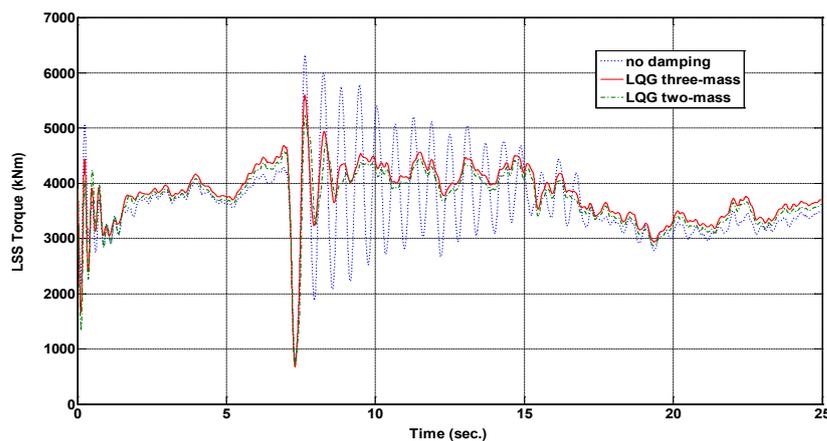


Bild 8:  $T_{LSS}$  ohne/mit der Dämpfung

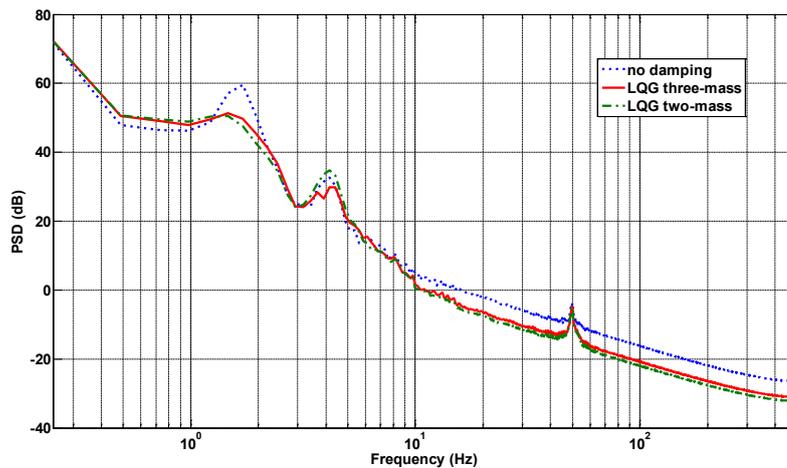


Bild 9: Analyse der PSD des Signal  $T_{ISS}$  ohne/mit der Dämpfung

Es kann beobachtet werden, dass das  $T_{ISS}$  viel weniger oszilliert, wenn die Dämpfung aktiviert ist. Der auf dem Drei-Massen-Modell basierender Dämpfer kann die beiden Dreh-schwingungen mindern, während der auf Basis eines Zwei-Massen-Modells entworfene Dämpfer nur die Schwingung mit der niedrigen Frequenz verringert und höherfrequente Schwingung verschlechtert. Dieses Phänomen kann nur erkannt werden, wenn die WEA detailliert modelliert wird.

Der Preis für die verbesserte Systemdynamik ist die leicht erhöhte Belastung im sehr niedrigen Frequenzbereich, weil der LQG versucht, alle Systemzustände gegen Null zu führen. Der Generator wie auch die Leistungselektronik wird aufgrund des zusätzlichen Dämpfungsdrehmoments ein wenig stärker belastet. Normalerweise ist die 10% mehr Belastung innerhalb der spezifizierten Werte der elektrischen Komponenten. Deshalb bringt das Verfahren für die Umsetzung keinen zusätzlichen Hardwarekosten.

## 5. Fazit und Ausblick

Dieser Beitrag schlägt eine aktive, modell-basierte Dämpfung der Torsionsschwingung des Antriebsstrangs vor. Die Modellierung des Antriebsstranges berücksichtigt die symmetrische Eigenform der Rotorblätter anhand eines Drei-Massen-Modell. Die unbekannt Parameter werden durch die Frequenzanalyse der Last im Antriebsstrang abgeleitet. Der LQG-Algorithmus wird verwendet, um das Dämpfungsdrehmoment zu berechnen. Eine Messung von der Generatordrehzahl wird für den LQG benötigt. Die anderen Zustandsvariablen werden durch einen Kalman-Filter geschätzt. Das Verfahren konnte anhand eines sehr genauen Simulationsmodells der WEA verifiziert werden, was die wichtigste Dynamik im mechanischen und elektrischen Teil nachbildet. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass der Antriebsstrang zwei dominante Torsionsfrequenzen besitzt. Der vorgeschlagene aktive Dämpfer basierend auf dem Drei-Massen-Modell kann beide Schwingungen effektiv minimieren.

Das Verfahren braucht keine zusätzlichen Hardware und wenig Rechenzeit. Deshalb kann es einfach umgesetzt werden.

### **Literaturhinweise**

- [1] M. Tsili and S. Papathanassiou, "A review of grid code technical requirements for wind farms (Selected papers from EWEC 2008)," IET renewable power generation, vol. 3, pp. 308-332, 2009
- [2] A. D. Hansen and G. Michalke, "Fault ride-through capability of DFIG wind turbines," Renewable energy, vol. 32, pp. 1594-1610, 2007
- [3] R. Lohde, S. Jensen, A. Knop, and F. W. Fuchs, "Analysis of three phase grid failure and doubly fed induction generator ride-through using crowbars," in Power Electronics and Applications, 2007 European Conference on, 2007, pp. 1-8
- [4] L. G. Meegahapola, T. Littler, and D. Flynn, "Decoupled-DFIG fault ride-through strategy for enhanced stability performance during grid faults," Sustainable Energy, IEEE Transactions on, vol. 1, pp. 152-162, 2010
- [5] A. Nasiri, E. Muljadi, G. Mandic, and F. Oyague, "Active Torque Control for Gearbox Load Reduction in a Variable Speed Wind Turbine," 2011
- [6] E. Bossanyi, "Wind turbine control for load reduction," Wind Energy, vol. 6, pp. 229-244, 2003
- [7] F. Zhang, W. Leithead, and O. Anaya-Lara, "Wind turbine control design to enhance the fault ride-through capability," in Renewable Power Generation (RPG 2011), IET Conference on, 2011, pp. 1-6
- [8] J. M. Jonkman and M. L. Buhl Jr, "FAST user's guide," Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2005
- [9] R. Fadaeinedjad, M. Moallem, and G. Moschopoulos, "Simulation of a wind turbine with doubly fed induction generator by FAST and Simulink," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 23, pp. 690-700, 2008.
- [10] B. Wu, Y. Lang, N. Zargari, and S. Kouro, Power conversion and control of wind energy systems: Wiley-IEEE Press, 2011
- [11] A. Perdama, "Dynamic Models of Wind Turbines", Ph. D thesis, Chalmers University of Technology, 2008
- [12] F. Iov, A. D. Hansen, P. Sørensen and F. Blaabjerg, "Wind Turbine Blockset in Matlab/Simulink", Report, Aalborg University, 2004
- [13] A. D. Hansen and G. Michalke, "Fault ride-through capability of DFIG wind turbines," Renewable energy, vol. 32, pp. 1594-1610, 2007

- [14] G. Ramtharan, N. Jenkins, O. Anaya-Lara and E. Bossanyi, "Influence of rotor structural dynamics representations on the electrical transient performance of FSIG and DFIG wind turbines," *Wind Energy*, vol. 10, pp. 293-301, 2007
- [15] H. Li and Z. Chen, "Transient stability analysis of wind turbines with induction generators considering blades and shaft flexibility," 33rd Annual Conference of the IEEE in Industrial Electronics Society, 2007, pp. 1604-1609
- [16] B. J. Jonkman, *TurbSim user's guide: Version 1.50*: National Renewable Energy Laboratory Colorado, 2009