

# Schlussbericht

---

zu IGF-Vorhaben Nr. 18502 N

## Thema

Reduzierung der mechanischen Belastung von Windkraftanlagen durch Messung, Modellierung und Regelung der dynamischen Kräfte (ReDynForce)

## Berichtszeitraum

01.12.2014 - 31.03.2018

## Forschungsvereinigung

Deutsche Forschungsvereinigung für Meß-, Regelungs- und Systemtechnik e.V. - DFMRS

## Forschungseinrichtung(en)

FWBI Forschungsgesellschaft mbH, Institut für Mikrosensoren, -aktoren und -systeme (IMSAS)

Gefördert durch:

## **Zusammenfassung**

Turbulenter Wind verursacht in Windenergieanlagen (WEA) starke Wechsellasten und führt dadurch zu einer Verkürzung der Lebensdauer der mechanischen Komponenten des Antriebstrangs. Zukünftig werden daher verbesserte Regelalgorithmen eingesetzt werden müssen, welche die mechanische Wechsellast verringern. Diese benötigen jedoch schnelle sensorische Informationen über die Änderung der vom Wind eingetragenen Kräfte.

Im Forschungsprojekt wurde daher ein drahtloser Sensorknoten mit Beschleunigungssensoren in drei Achsen entwickelt, um die auf die Rotorblätter wirkenden Kräfte ermitteln zu können. Im Laufe des Projektes wurde dieser Sensorknoten zusätzlich um Drehratensensoren in drei Achsen erweitert.

Weiterhin wurde eine in der Gondel einer Windenergieanlage einzubauende Basisstation für das Sensornetzwerk entworfen. Dort werden durch Fusion der Messwerte der einzelnen Sensoren die auftretenden Torsionsbelastungen im Antriebsstrang ermittelt und der Regelung zur Verfügung gestellt. Dazu wurden entsprechende Beobachter- / Filterkonzepte entworfen. Weiterhin ist es prinzipiell möglich noch weitere Belastungen im Sinne eines „Condition Monitoring“ aus den Sensordaten zu ermitteln.

Auf Basis der so ermittelten Torsionsbelastungen wurde ein belastungsreduzierendes Regelungskonzept erstellt, das der vorhandenen Leistungsregelung der WEA unterlagert werden kann

Zur Verifikation der entwickelten Regelungs- und Beobachterkonzepte wurden weiterhin sowohl vereinfachte Modelle unter Matlab/Simulink, als auch detaillierte Modelle der vorgesehenen Versuchswindenergieanlage Krogmann 15-50 in dem Mehrkörpersimulationsprogramm Simpack erstellt.

Die vorgesehene messtechnische Erprobung des Sensornetzwerkes und des Beobachterkonzeptes auf der Versuchswindenergieanlage Krogmann 15-50 im tatsächlichen Betrieb konnte bis zum Abschluss des Projekts leider nicht durchgeführt werden, da es zu Verzögerungen bei der Genehmigung für den Aufbau und den Netzanschluss dieser Anlage kam. Die Messungen konnten jedoch auf einer anderen Windenergieanlage (SENVION 3.4M104) durchgeführt werden. Außerdem wurden zusätzliche Simulationen der mit dem detaillierten Mehrkörpermodell der Krogmann 15-50 WEA und dem in Matlab implementierten Beobachter/ Regler als Co-Simulation durchgeführt.

Nach Abschluss des Forschungsprojekts steht somit nun ein drahtloses Sensorsystem zur Verfügung, das die im Antriebstrang einer WEA auftretenden Torsionsbelastungen aus den in den Rotorblättern bzw. der Nabe in drei Achsen gemessenen Beschleunigungen bzw. Drehraten ermitteln kann. Weiterhin besteht die grundsätzliche Möglichkeit, auch andere in der Anlage auftretende Lasten aus den Messdaten zu ermitteln. Ebenfalls wurde ein Regelungskonzept entwickelt, welches der vorhandenen Leistungsregelung einer WEA unterlagert werden kann und geeignet ist, über Eingriffe in das elektrische Drehmoment des Generators die auftretenden Torsionsbelastungen zu verringern.

**Das Ziel des Forschungsvorhabens wurde erreicht.**

## Inhalt

Thema.....	1
Berichtszeitraum.....	1
Forschungsvereinigung .....	1
Forschungseinrichtung(en).....	1
Zusammenfassung .....	2
1. Projektziele .....	5
2. Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse .....	6
AP 1: Prinzipielle Modellbildung des Rotors mit Antriebstrang .....	6
AP 2: Simulatorische Untersuchung des Gesamtsystems .....	8
AP 3: Energieversorgung der Sensorknoten.....	10
AP 4: Aufbau des Sensornetzes .....	11
AP 5: Charakterisierung des Sensor-Netzwerkes im Betrieb .....	16
AP 6: Entwurf eines Beobachters zur Schätzung der dynamischen Torsions- und Biegebelastungen im Triebstrang .....	29
AP 7 Einbau der Dehnungsmessstreifen im Maschinenträger und der Positionserfassung des Rotors .....	30
AP 8 Implementation des Beobachters an einer Versuchs-WEA .....	31
AP 9 Nutzung der neuen Mess- und Beobachterdaten in einer belastungsreduzierenden Regelung für WEA.....	33
AP 10 Abschlussbericht.....	42
3. Verwendung der Zuwendung, sowie Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit.....	43
4. Wissenschaftlich-technischer und wirtschaftlicher Nutzen.....	44
Wissenschaftlich-technischer Nutzen .....	44
Wirtschaftlicher Nutzen.....	45
5. Ergebnistransfer in die Wirtschaft .....	46
Aus dem Projekt entstandene Veröffentlichungen: .....	47
Im Rahmen des Projektes entstandene studentische Arbeiten .....	47

## 1. Projektziele

In diesem Projekt soll die Verwendung von Beschleunigungssensoren im Rotor von WEA zur Detektion von Wechsellasten aufgrund veränderter Anströmung untersucht werden. Dazu soll ein Sensornetzwerk in den Rotor einer WEA integriert und die Messwerte für Tangential- und Axialbeschleunigung drahtlos in die Gondel übertragen werden. Darauf aufbauend soll die Möglichkeit einer innovativen Anlagenregelung theoretische und experimentell untersucht werden. Ein neuer Regelalgorithmus nutzt diese Messdaten, um die mechanische Wechsellast zu minimieren. Messungen mit dem drahtlosen Sensornetzwerk werden an einer Versuchswindenergieanlage im Betrieb durchgeführt. Die Wirkung der neuen Regelung und die Möglichkeiten der Verminderung der Belastung werden in numerischen Experimenten auf Basis der Realdaten von dieser Anlage nachgewiesen.

Die Ziele des Projekts lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Aufstellung eines Mehrkörpersimulationsmodells für die Krogmann 15-50 Windenergieanlage
- Ableitung von Anforderungen an die Beschleunigungssensorik anhand von Simulationsdaten
- Entwicklung eines drahtlosen Sensornetzwerkes zur Erfassung der tangentialen und axialen Beschleunigungen im Rotor(blatt)
- Charakterisierung des Sensornetzwerkes im Betrieb auf der Versuchswindenergieanlage Krogmann 15-50
- Auswertung der Sensordaten und Entwicklung von geeigneten Beobachterstrukturen
- Entwicklung eines Regelungsverfahrens auf Basis der Sensor- und Beobachterdaten zur Regelung des Torsionsmomentes im Antriebsstrangs

## 2. Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse

### AP 1: Prinzipielle Modellbildung des Rotors mit Antriebstrang

Vom FWBI wurde für erste Untersuchungen ein prinzipielles Strukturmodell des Antriebsstrangs mit Rotor einer Windenergieanlage (WEA) erstellt. Dieses berücksichtigt neben den mechanischen Torsionselastizitäten auch die grundsätzlichen aerodynamischen Verhältnisse. Zunächst geschieht dies in vereinfachter Form durch Kennlinien. Weiterhin wurde für detailliertere Untersuchungen ein Mehrkörpersimulationsmodell der geplanten Versuchswindenergieanlage vom Typ KROGMANN 15-50 in der Software SIMPACK erstellt. Hierbei standen jedoch nicht alle für eine solche detaillierte Modellbildung benötigten Daten der KROGMANN 15-50 WEA unmittelbar zur Verfügung und mussten zunächst ermittelt werden. Dadurch nahm die Erstellung des MKS-Modells mehr Zeit als geplant in Anspruch. Als Ergebnis steht damit ein vereinfachtes Matlab-Modell für erste Voruntersuchungen, als auch ein detailliertes MKS-Modell in SIMPACK zur Verfügung. Dieses Modell bildet die aerodynamischen Verhältnisse unter Berücksichtigung der Rotorblattgeometrie und der mechanischen Eigenschaften der Rotorblätter sehr gut ab und bietet so die Voraussetzung für die Abschätzung der zu erwartenden Beschleunigungen der Rotorblätter und der im Triebstrang auftretenden Belastungen.

Vom IMSAS wurde in diesem Arbeitspaket eine theoretische Untersuchung durchgeführt, inwieweit von den Beschleunigungssensoren in den Rotorblättern zu erwartenden Rohdaten direkt für eine mögliche Regelung nutzbar sind. Dabei ergab sich, dass eine Aufbereitung der Rohdaten unumgänglich ist. Da ein am Rotorblatt angebrachter Beschleunigungssensor neben der eigentlichen axialen und tangentialen Beschleunigung des Rotorblattes auch, zusätzlich Anteile der Erdbeschleunigung und der Zentripetalbeschleunigung erfasst, die je nach Rotorstellung und Durchbiegung des Blattes variieren. Es ist daher erforderlich, einen triaxialen Beschleunigungssensor zu verwenden, der in der Lage ist die resultierende Gesamtbeschleunigung in drei Achsen zu messen.

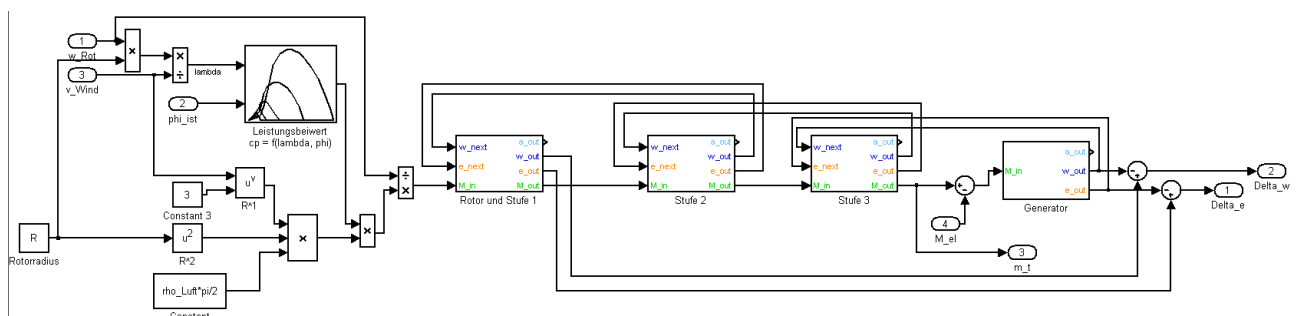


Abbildung 1: Prinzipielles Strukturmodell



**Abbildung 2: Mehrkörpersimulationsmodell der Versuchs-WEA**

## AP 2: Simulatorische Untersuchung des Gesamtsystems

In diesem Arbeitspaket wurden Simulationen mit dem detaillierten MKS-Modell der Versuchs-WEA durchgeführt.

Dazu wurde zunächst die Modellierung Rotorblätter der Versuchs-WEA Krogmann 15-50 verbessert, indem die Massenverteilung und das Biegeverhalten eines realen Rotorblattes vermessen und in die Modellierung einbezogen wurden.

Mit diesem verbesserten Modell wurden die Beschleunigungen an verschiedenen Punkten der Rotorblätter in allen drei Raumrichtungen sowie die auftretenden Belastungen im Triebstrang für verschiedene Windgeschwindigkeiten, Anstiegsraten, Böen und Windprofile simuliert und aufgenommen. Diese Informationen waren für die Auswahl einer geeigneten Sensorik notwendig und wurden entsprechend berücksichtigt.

Am IMSAS wurde aufgrund dieser Simulationen die Anforderungen an die Sensorik des Sensorknotens ermittelt. Am Markt verfügbare Sensoren wurden dahingehend überprüft, welche über einen geeigneten Messbereich sowie möglichst niedriges Messrauschen verfügen. Aus der spezifizierten Rauschdichte der Sensoren wurde für verschiedene Abtastraten die erreichbare Auflösung der Sensoren berechnet.

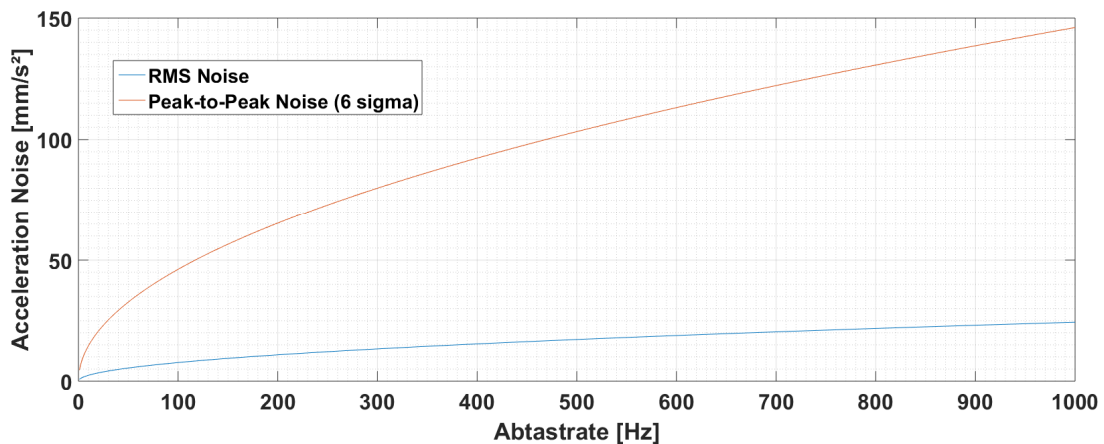


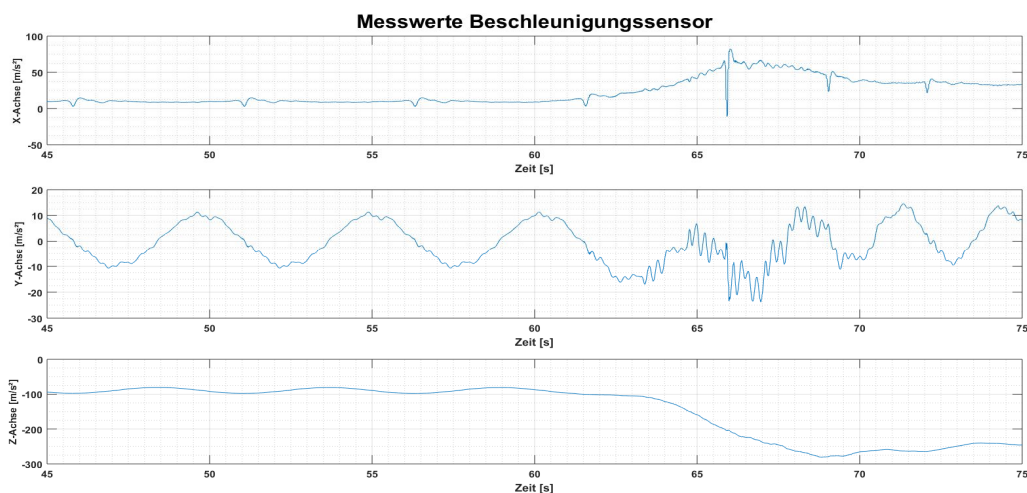
Abbildung 3: erreichbare Auflösung Beschleunigungssensor KXR5-2042

Die Simulationen zeigten außerdem, dass es schwierig ist, langsam ansteigende Böen zu erkennen, da diese nur zu relativ geringen Beschleunigungen des Rotorblattes in tangentialer und axialer Richtung führen, die nicht ohne weiteres von den durch Gravitation und Fliehkraft hervorgerufenen Signalanteilen trennen lassen. Schnelle Windwechsel können dagegen durch den Einsatz von Beschleunigungssensorik detektiert werden. Da durch die rasche Biegung des



Rotorblattes eine hohe Beschleunigung hervorgerufen wird, kann dies von der Erdbeschleunigung sowie der Zentripetalbeschleunigung unterschieden werden.

Bei den Simulationen wurden ebenfalls die vorgesehenen Anbauorte und die Anzahl der Sensoren je Rotorblatt variiert und der Messbereich, sowie die Höhe des Nutzsignals bestimmt. Die vorgesehene Nutzung der Messdaten macht eine Verwendung von mindestens zwei Sensorknoten je Rotorblatt erforderlich. Dabei muss einer in der Nähe der Blattwurzel angebracht werden und der zweite möglichst in der Nähe der Blattspitze. Zudem ist die Positionierung eines weiteren Sensorknotens in der Nabe sinnvoll. Zusätzlich wurden für eine erste Abschätzung der bei Anlagen größerer Leistungsklasse zu erwartenden Beschleunigungswerte an den Rotorblättern entsprechende Simulationen auch mit einem von der Fa. SIMPACK zur Verfügung gestellten Referenzmodell einer 5 MW Offshore WEA durchgeführt. Darüber hinaus wurden für die Versuchsanlage weitere Simulationen zur Ermittlung bisher nicht verfügbarer aerodynamischer Kennlinien durchgeführt.



**Abbildung 4: Beispielhafte Simulationsergebnisse**

Auf Vorschlag des projektbegleitenden Ausschusses wurde zudem untersucht inwieweit ein Mehrwert durch die Integration eines Drehratensensors in den Sensorknoten erzielt werden kann und ob die gewonnenen Messdaten auch zur Ermittlung weiterer Belastungsdaten, wie der Rotorblattbiegung geeignet sind. Dazu wurden ebenfalls entsprechende Simulationsdaten ausgewertet. Dabei wurden vor allen Dingen Simulationsdaten für langsame Windwechsel berücksichtigt. Durch die Auswertung dieser Daten konnte gezeigt werden, dass der Einsatz von Drehratensensoren die Detektion von langsameren Windwechseln ermöglicht. Darüber hinaus lassen sich durch geeignete Filterstrukturen die Messwerte von Beschleunigungssensor und Drehratensensor kombinieren. Dabei ist anzumerken, dass sich der Entwurf des Beobachters aus AP6 sowie die Entwicklung der Sensorknoten in AP4 dadurch komplexer gestalten.

### AP 3: Energieversorgung der Sensorknoten

Damit die für einen Sensorknoten notwendige Energie abgeschätzt werden kann, war es zunächst erforderlich, die notwendige Abtastrate der Sensoren zu betrachten. Eine ausreichend hohe Abtastrate ist eine wesentliche Voraussetzung für die Verwendbarkeit der von den Sensorknoten erfassten Daten in einer belastungsreduzierenden Regelung. Aus entsprechenden, vom FWBI durchgeführten Simulationen konnte abgeleitet werden, dass die drahtlose Sensorik mindestens eine Abtastrate von 100 Hz ermöglichen muss. Ausgehend von dieser Abtastrate sowie der im AP 4 entwickelten Hardware konnte am IMSAS die Leistungsaufnahme der Sensorknoten ermittelt werden. Dabei zeigte sich, dass Auswahl bzw. Entwicklung des Übertragungsprotokolls einen wesentlichen Einfluss hat. Wie schon im Projektantrag beschrieben, müssen die Messungen synchronisiert sein. Diese Synchronisation setzt voraus, dass jeder Messwert von einer Zentraleinheit, z.B. auf der Gondel aus „getriggert“ wird. Dies hat zwangsläufig zur Folge, dass die Sensorknoten jederzeit empfangsbereit sein müssen und die Leistungsaufnahme dadurch steigt. Messungen haben ergeben, dass für den synchronen Betrieb bei einer Abtastrate von 100 Hz eine Leistungsaufnahme von ca. 55 mW zu erwarten ist. Im Vergleich dazu kann die Leistungsaufnahme im asynchronen Betrieb auf 16,2 mW gesenkt werden (Abbildung 5). Durch weitere Modellrechnungen konnte abgeschätzt werden, dass durch den Einsatz eines Übertragungsprotokolls auf der Basis eines Time Division Multiple Acces (TDMA) die Leistungsaufnahme bei synchroner Messung lediglich bei 13 mW liegt.

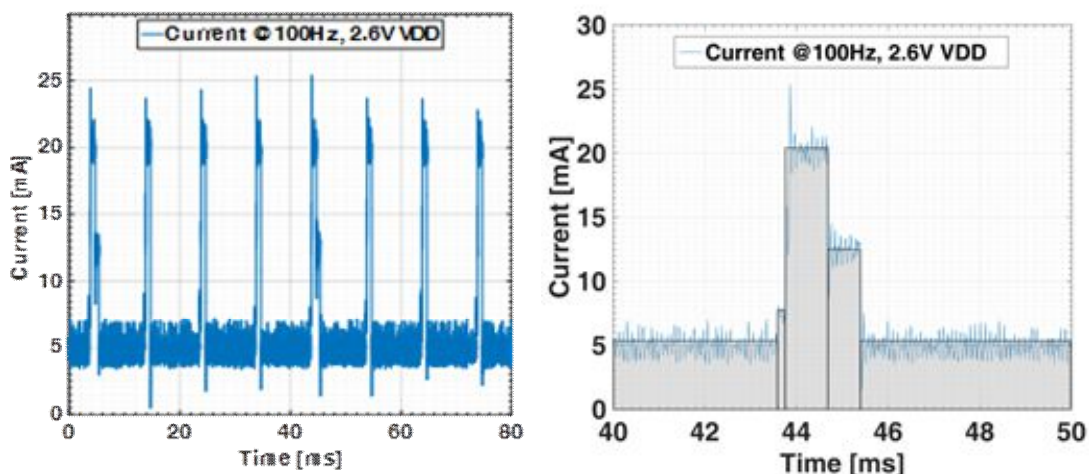


Abbildung 5: Leistungsaufnahme während der Datenübertragung

Auf Basis der vorangegangenen Arbeiten wurde ein geeignetes Energiemanagement für die Sensorknoten erarbeitet. Es wurden mehrere Energiemanagement IC's evaluiert und ein entsprechende Schaltung auf Basis des Energiemanagement IC BQ25570 von Texas

Instruments entwickelt. Als Ergebnis dieser Arbeiten konnte ausgehend von der in Simulationen ermittelten notwendigen Abtastrate die Energieversorgung der Sensorknoten für den Testbetrieb auf der Versuchswindenergieanlage dimensioniert werden. Darüber hinaus konnte gezeigt werden, dass die am Rotorblatt angebrachte Sensorik prinzipiell mit einem geeigneten Energy Harvester betrieben werden kann. Weiterhin steht die Schaltung für den Aufbau einer Energieversorgung mittels Energy Harvester zur Verfügung. Mit der entwickelten Schaltung lassen sich prinzipielle mehrere Arten von Energy Harvestern betreiben, sodass neben elektromechanischen Wandlern auch Solarzellen oder Thermoelektrische Generatoren prinzipiell eingesetzt werden können.

#### AP 4: Aufbau des Sensornetzes

In diesem Arbeitspaket wurde am IMSAS zunächst die Übertragungsstrecke anhand einer Modellrechnung untersucht (Abbildung 6). Auf dieser Basis wurde anschließend eine geeignete Übertragungsfrequenz gewählt, mit der sich die geforderte Entfernung von 50 m bei moderater Sendeleistung überbrücken lässt.

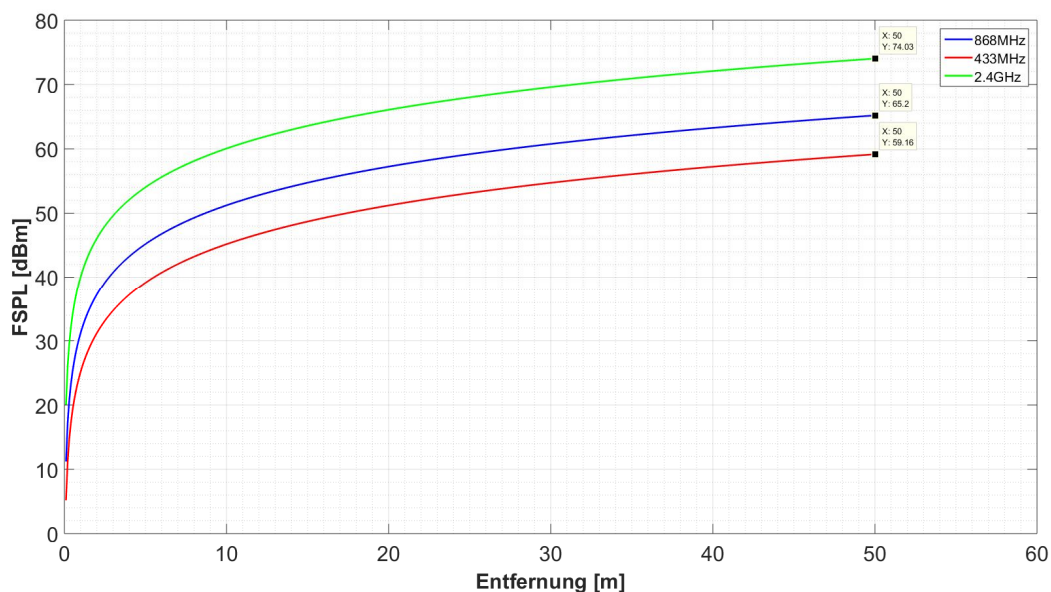
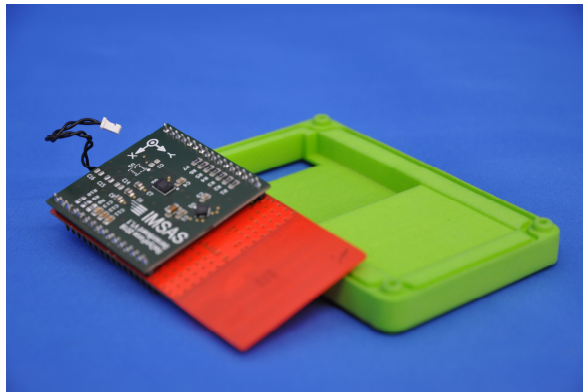


Abbildung 6: Free Space Path Loss für unterschiedliche Übertragungsfrequenzen

Diese Ergebnisse dienen zur Auswahl ein geeignetes Funkmodul mit einer Übertragungsfrequenz von 886 MHz, welches anschließend unter Laborbedingungen evaluiert wurde. Für dieses Funkmodul wurde anschließend eine Sensorplatine entwickelt (Abbildung 7), die auf dieses Modul aufgesteckt werden kann. Auf der Sensorplatine wurden analoge Beschleunigungssensoren mit zwei unterschiedlichen Messbereichen integriert. Somit können sowohl die durch die Zentripetalbeschleunigung hervorgerufenen hohen

Beschleunigungswerte (+/- 30g) als auch die durch die eigentliche Rotorblattdynamik verursachten niedrigere Beschleunigungswerte (+/- 2g) aufgelöst werden.



1.

Abbildung 7 - OLIMEX Funkmodul mit aufgesteckter Sensorplatine

Weiterhin wurde ein wasserdichtes Gehäuse entwickelt, welches das Funkmodul mit Sensorik sowie die Energieversorgung des Sensorknotens beinhaltet. Anschließend wurde die Reichweite dieses Sensorknotens in einem Feldversuch evaluiert. Dabei zeigte sich, dass die erforderliche Reichweite von mindestens 50 m unter Idealbedingungen (Sichtverbindung) mit der höchsten Übertragungsrate (250 kBaud) nicht erreicht werden kann. Auch Anpassungen bezüglich der Impedanz in der Feedline des Funkmoduls zeigten nur minimale Verbesserungen.

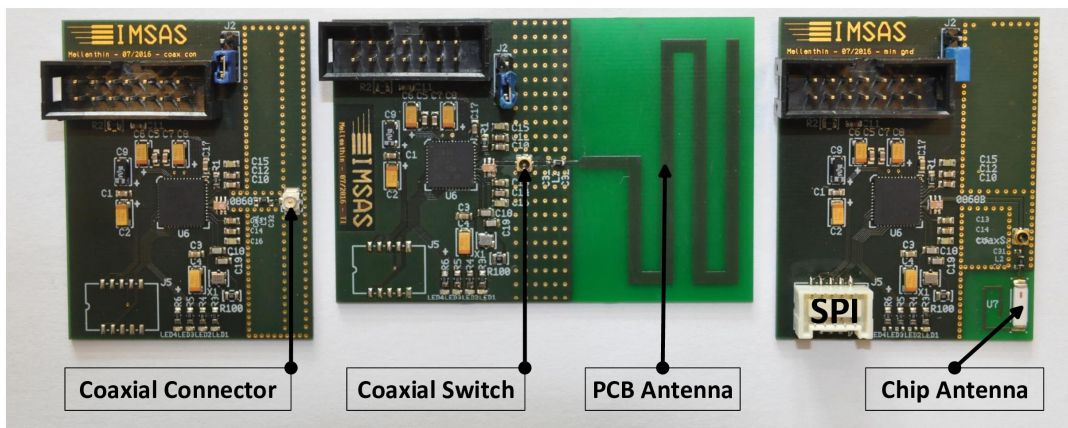


Abbildung 8 - Entwickelte Funkmodule mit unterschiedlichen Antennen

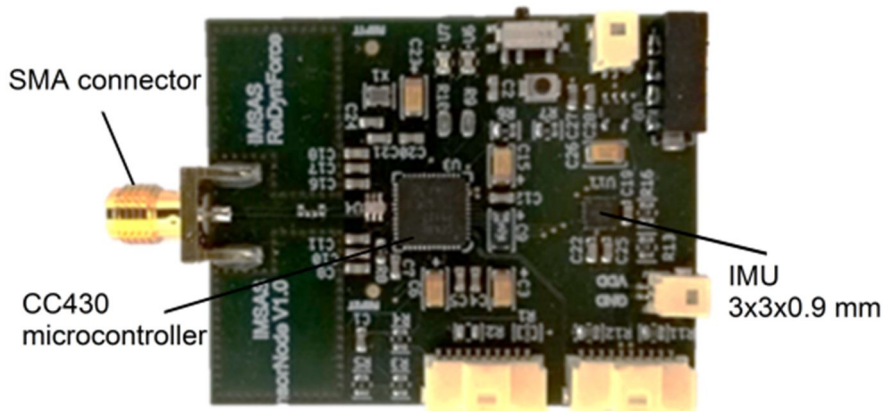
Daher wurden für das weitere Vorgehen neue Funkmodule auf Basis eines Referenzdesigns von Texas Instruments (CC430F5137) entwickelt und für den weiteren Aufbau der Sensorknoten verwendet. Abbildung 8 zeigt die neu entwickelten Funkmodule, mit den unterschiedlichen Antennenkonfigurationen. Bei einem weiteren Feldversuch konnten unter idealen Bedingungen der höchsten Übertragungsrate je nach Antenne Reichweiten zwischen 90 und 110 m erreicht werden.

Ein weiterer Test der Funkmodule unter realistischeren Bedingungen wurde am Fraunhofer IWES in Bremerhaven innerhalb eines 86 m langen Rotorblattes einer Offshore Windenergieanlage durchgeführt (Abbildung 9). Dabei wurden die Funkmodule innerhalb des stationär lagernden Rotorblattes in unterschiedlichen Bereichen positioniert und die Signalstärke sowie die Empfangsrate an der Blattwurzel aufgezeichnet. Im Versuch zeigte sich, dass alle Datenpakete empfangen werden und die Signalstärke ausreichend ist.



**Abbildung 9 - Evaluation der Funkmodule in einem 86m langen Offshore Rotorblatt**

Basierend auf diesen Erkenntnissen wurde eine zweite Generation drahtloser Sensorknoten entwickelt, der auch die vom Projektbegleitenden Ausschuss für sinnvoll erachtete Integration eines Drehratensensors berücksichtigt (Abbildung 10). Daher wird als Sensor eine digitale Inertiale Messeinheit (INVENSENSE MPU9250) verwendet, die neben Beschleunigung in drei Achsen auf die jeweiligen Drehraten um die Achsen messen kann. Das Konfigurieren der Sensoren sowie das Auslesen der Messdaten wird über einen SPI-Bus realisiert. Die Messwerte werden mit 16 Bit A/D gewandelt, sodass selbst bei einem Messbereich von +/- 16 g des Beschleunigungssensor eine Auflösung von unter 1 mg erreicht wird. Die für eine regelungstechnische Anwendung notwendige Möglichkeit die inertielle Messeinheit zu synchronisieren ist über einen externen Pin gegeben.



**Abbildung 10 – Platine des Sensorknotens mit integriertem Inertialsensor MPU9250 und Mikrocontroller**

Für die zweite Generation der Sensorknoten wurde dann ebenfalls ein wasserdichtes Gehäuse entworfen, in welchem die Platine sowie die Batterie zur Energieversorgung formschlüssig untergebracht sind (Abbildung 11).



**Abbildung 11 - Gehäuse drahtloser Sensorknoten**

Nachdem die Entwicklung der Sensorknoten der zweiten Generation abgeschlossen war, wurde eine Empfangseinheit für den Empfang der Sensordaten während der Feldtests auf einer Windenergieanlage aufgebaut, welche in Abbildung 12 dargestellt ist. Diese Empfangseinheit basiert auf den entwickelten Funkmodulen und ist mit drei separaten Empfängern ausgestattet, die über eine USB Schnittstelle mit einem mobilen Rechner verbunden werden können. Der USB-Standard ermöglicht im Vergleich zu industriellen Bussystemen eine direkte Verbindung mit einem Laptop, sodass diese während der Feldtests flexibel eingesetzt werden können. Durch leichte Modifikationen lassen sich die Empfänger auch an einem industriellen Bussystem betreiben.



**Abbildung 12 - Empfangseinheit**

Als Ergebnis dieses Arbeitspaket stehen drahtlose Sensorknoten zur Verfügung, welche die Messung von Beschleunigungen sowie Drehraten mit einer hohen Auflösung über einen weiten Messbereich ermöglichen. Darüber hinaus wurde eine mobile Empfangseinheit mit drei separaten Empfängern aufgebaut, welche flexibel während der Charakterisierung des Sensornetzwerkes auf einer WEA genutzt werden kann.

## **AP 5: Charakterisierung des Sensor-Netzwerkes im Betrieb**

Ziel dieses Arbeitspaketes war die Charakterisierung des Sensornetzwerkes im realen Betrieb auf der Krogmann 15-50 Windenergieanlage. Zunächst sollte dabei die direkte Übertragung der Sensordaten vom Rotorblatt in die Gondel validiert werden und anschließend die Sensordaten mit der vorrangegangenen Modellrechnung sowie elektrischen Parametern korreliert werden.

Da sich die Genehmigungen und der Aufbau der Versuchs-WEA (Krogmann 15-50) stark verzögert haben, konnte dieses Arbeitspaket nicht wie geplant durchgeführt werden. Dies ist auch der Grund für die Beantragte und genehmigte kostenneutrale Verlängerung der Projektlaufzeit. Durch weitere Verzögerungen bei der Inbetriebnahme und dem Netzanschluss der Versuchsanlage konnte während der Projektlaufzeit keine Messung auf dieser Anlage durchgeführt werden.

In Absprache mit dem projektbegleitenden Ausschuss konnte als Alternative die Messung auf einer SENVION 3.4M104 Windenergieanlage (s. Abbildung 13) in der Nähe der Bremer Stahlwerke arrangiert werden. Diese ist im Vergleich zu der Krogmann 15-50 deutlich größer und damit näher am Stand der Technik, sodass sich die Erkenntnisse aus dieser Messung im Wesentlichen auf moderne Multi-Megawatt-Anlagen übertragen lassen.

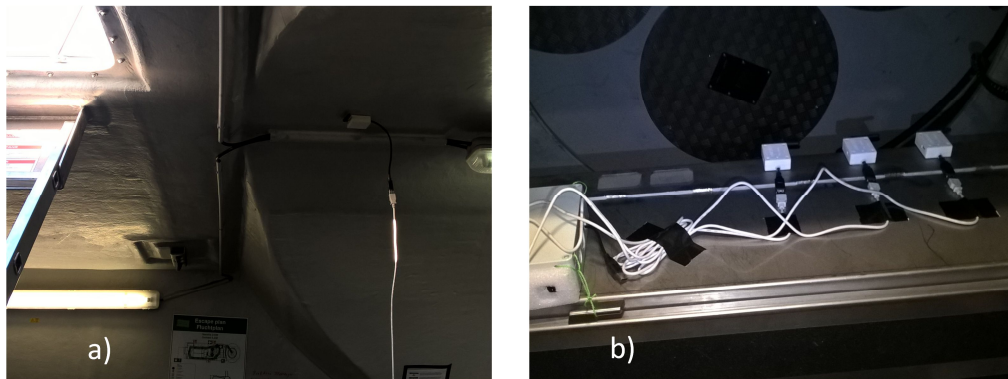


**Abbildung 13 SENVION 3.4M104 Windenergieanlage bei den Bremer Stahlwerken**

Die zuvor in der Mehrkörpersimulation ermittelten Sensorwerte für die Krogmann 15-50 Anlage, lassen sich allerdings nicht mit den gemessenen Werten vergleichen. Darüber hinaus stand für die Korrelation der Sensordaten nur eine begrenzte Anzahl an Anlagenparameter zur Verfügung, die jeweils über 10 Minuten gemittelt wurden. Diese konnten lediglich genutzt werden um die Sensorsignale zu plausibilisieren, eine Korrelation zwischen Sensorsignal und elektrischem Generatormoment konnte z.B. nicht durchgeführt werden.



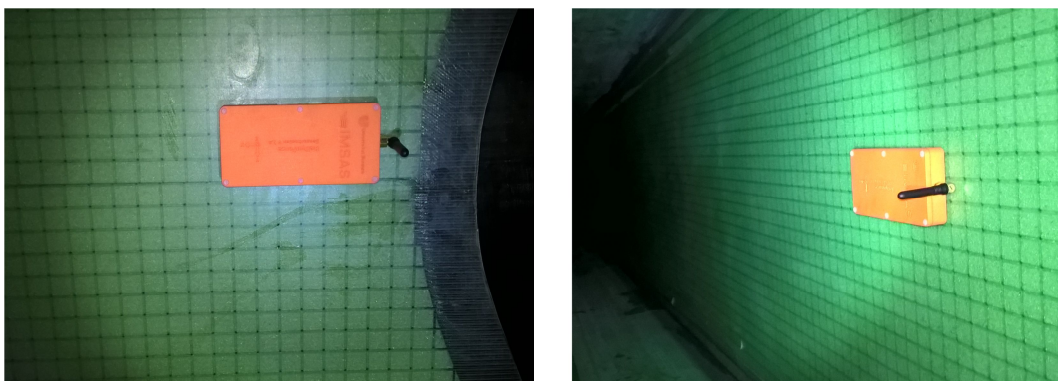
Das drahtlose Sensornetzwerk wurde in AP4 bereits so ausgelegt, dass es die Messwerte theoretisch auch direkt aus dem Rotorblatt von Multi-Megawatt-Anlagen in die Gondel übertragen kann. Da diese Anlagen z.T. Schleifringe zur Stromversorgung und Datenübertragung in der Nabe verwenden, kommt die Nabe neben der Gondel als potentieller Standort für die Empfangseinheit in Frage. Neben der Empfangseinheit in der Gondel (Abbildung 14a), wurde zusätzlich eine Empfangseinheit in der Nabe der Anlage installiert (Abbildung 14b).



**Abbildung 14 - Empfänger in der Gondel (a) und in der Nabe (b) der Windenergieanlage**

Die batteriebetriebene Empfangseinheit in der Nabe wurde mit drei Basisstationen ausgestattet, die jeweils auf einem Kanal die Daten des dazugehörigen Sensorknotens ausgezeichnet haben. Die Empfangseinheit in der Gondel wurde mit einer Basisstation und einem Notebook realisiert.

Insgesamt wurden bei diesem Feldtest drei Sensorknoten temporär installiert. Die Sensorknoten wurden dabei mit einem Klebeband in der Nabe, in der Nähe der Blattwurzel sowie in der Blattmitte befestigt. In Vorversuchen hat sich gezeigt, dass das verwendete Klebeband (3M VHB RP62(F)) eine ausreichende Zug- und Scherfestigkeit für die Befestigung im Rotorblatt und der Rotornabe besitzt. Darüber hinaus lässt sich das Klebeband nach Versuchsende rückstandsfrei entfernen.

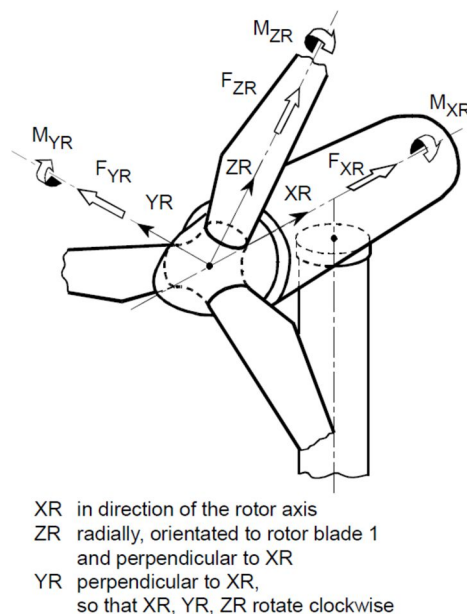


**Abbildung 15 - Sensorknoten montiert in der Nähe der Rotorblattwurzel und in der Rotorblattmitte**

In Abbildung 15 ist die Befestigung von zwei Sensorknoten im Rotorblatt der Windenergieanlage dargestellt. Das Rotorblatt ist in Längsrichtung durch zwei vertikale Stege in drei Abteile getrennt. Der Steg in der Nähe der Abströmkante wurde für die Befestigung der Sensorknoten ausgewählt, da dieser am besten zugänglich ist. Neben diesen beiden Sensoren wurde ein weiterer am Gusskörper der Nabe befestigt.

In dem Zeitraum von 11:25 bis 13:55 wurden die Messwerte von allen drei Sensorknoten mit der Empfangseinheit in der Nabe der Anlage aufgezeichnet. Darüber hinaus wurden die Messwerte aus der Blattmitte durch den Empfänger in der Gondel aufgezeichnet. Die Messwerte für Beschleunigung und Drehrate der unterschiedlichen Sensorknoten werden auf den folgenden Seiten dargestellt und erläutert.

Abbildung 17 zeigt die mit dem Sensorknoten in der Nabe aufgenommenen Beschleunigungswerte. In der ersten Teilgrafik ist dabei das Sensorsignal über die gesamte Versuchsdauer zu sehen. Die restlichen Teilgrafiken zeigen Ausschnitte des Sensorsignals während des Hochfahrens, dem Normalbetrieb und dem Stopp der Anlage. Zum besseren Verständnis der Sensordaten wurden diese in das von der DNVGL in ST043 vorgeschlagene Koordinatensystem für den Rotor (Abbildung 16) der Windenergieanlage transformiert.



**Abbildung 16 - DNVGL ST043 Koordinatensystem für den Rotor**

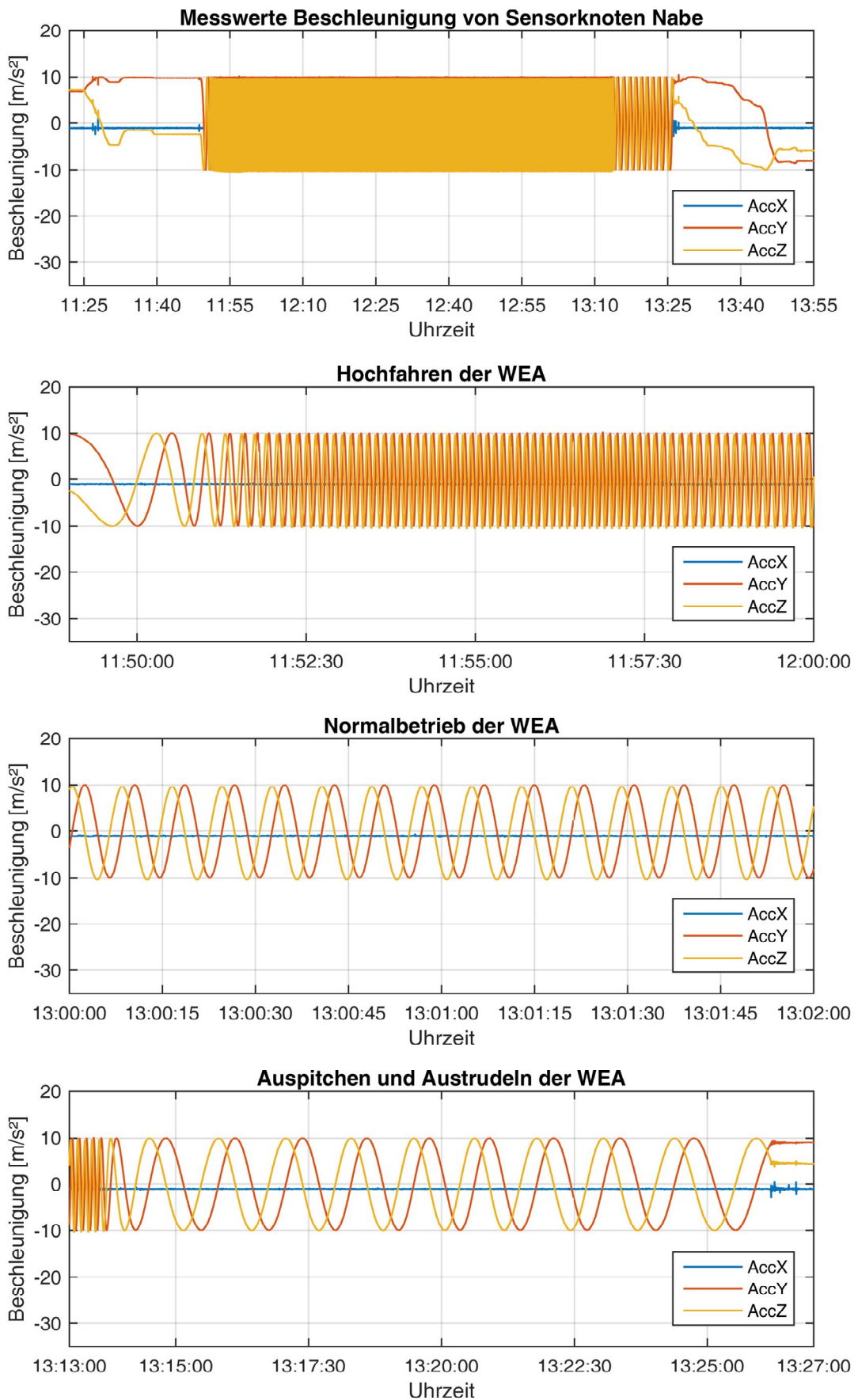


Abbildung 17 – triaxiale Beschleunigungswerte für den Sensor in der Nabe

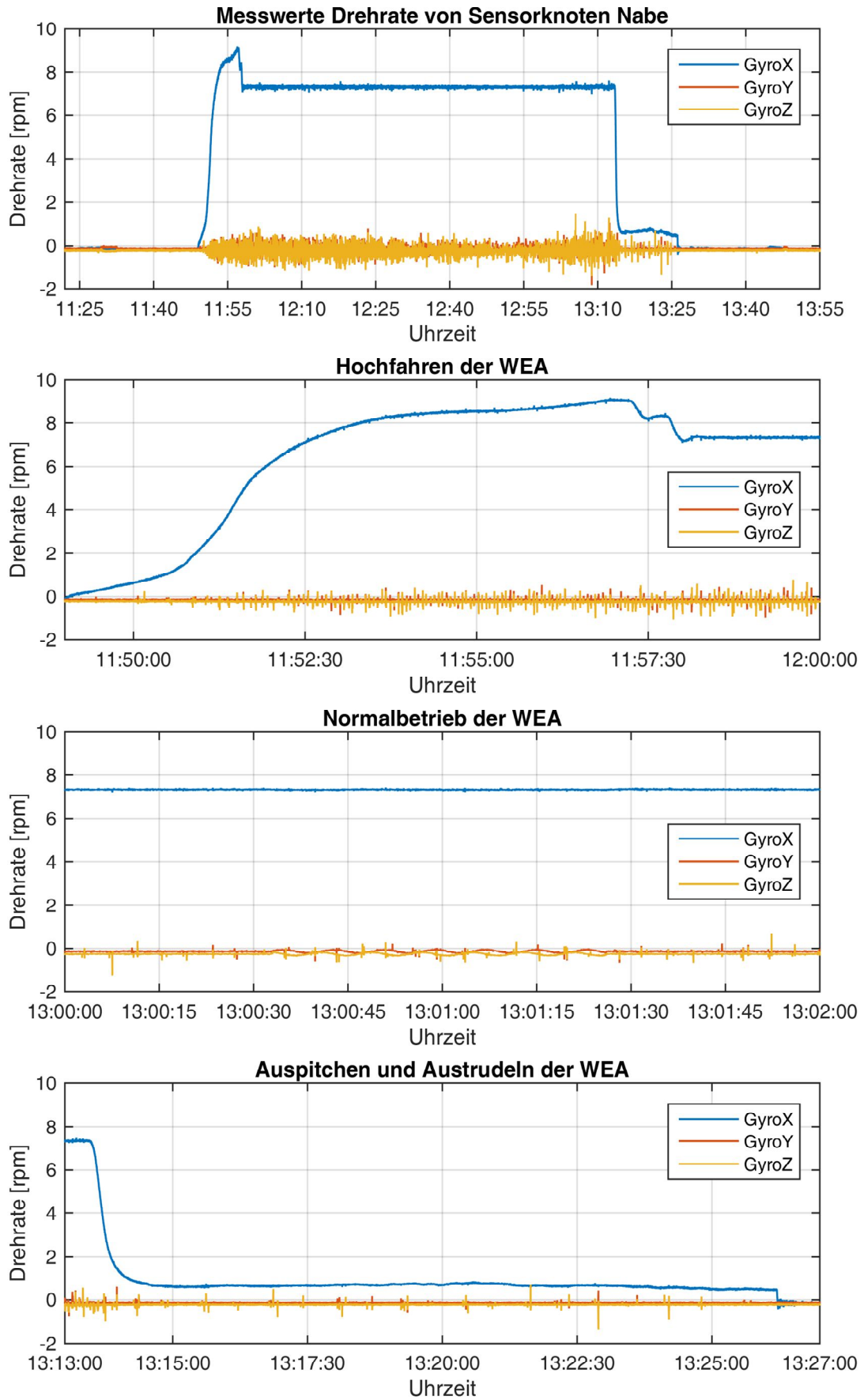


Abbildung 18 - triaxiale Drehratenwerte für den Sensor in der Nabe

Im Betrieb dreht der Sensorknoten in der Nabe also im positiven Sinne um seine X-welche parallel zur Rotorachse ausgerichtet ist. Die Messwerte für Y- und Z-Achse zeigen deutlich den von der Erdbeschleunigung eingebrachten sinusförmigen Verlauf ( $\pm 1g$ ), dessen Frequenz sich proportional zur Frequenz der Drehrate verhält. In der X-Achse wird ein konstanter, negativer Offset von wenigen  $m/s^2$  gemessen, der durch die Rotorachsneigung zu Stande kommt. Des Weiteren ist anzumerken, die Z-Achse im Vergleich zur Y-Achse zeitweise einen geringen, negativen Offset aufweist. Dies ist insbesondere beim Hochfahren der Anlage sowie während des Normalbetriebes zu erkennen. Diese Abweichung resultiert aus der Tatsache, dass der Sensorknoten bei der Montage nicht genau mittig in der Nabe platziert werden kann. Dadurch bewegt sich der Sensorknoten auf einer Kreisbahn um die Rotorachse, wodurch das Sensorsignal von einer Zentripetalbeschleunigung ( $F_z = r_{off} * \omega^2$ ) überlagert wird.

Dieser Offset ist proportional zum Quadrat der Winkelgeschwindigkeit  $\omega$ , sodass bei steigender Drehrate ein höherer Offset auftritt. Die Sensorsignale des Drehratensensors in der Nabe sind in Abbildung 18 dargestellt. Wie erwartet, wird in der X-Achse die Drehung des Rotors um die X-Achse gemessen. Das Signal ist im Vergleich zum Stillstand der Anlage von einem starken Prozessrauschen überlagert. Insbesondere zeigt sich dies in der Y- und Z-Achse die senkrecht zur eigentlichen Drehrichtung stehen. Im Teilgrafiken für den Normalbetrieb der Anlage ist zudem der Einfluss auf das Sensorsignal durch die Gondeldrehung bei der Windnachführung zu sehen. Die konstante Drehung der Gondel, wird je nach Rotorstellung anteilig in der Y- und der Z-Achse gemessen, sodass sich ein sinusförmiger Verlauf in beiden Achsen bei drehendem Rotor einstellt.

Die Beschleunigungswerte des Sensorknotens in der Nähe der Blattwurzel und in der Blattmitte sind analog zum Nabensensor in Abbildung 19 und Abbildung 20 dargestellt. Der Effekt der Zentripetalbeschleunigung auf die Z-Achse ist bei diesen Sensorpositionen stärker ausgeprägt, da die Kreisbahn um die Rotorachse einen größeren Radius aufweist und somit auch der Betrag der Zentripetalbeschleunigung steigt.

Für ein besseres Verständnis wurden die Messwerte für den Blattwurzelensensor und dem Sensor in der Blattmitte entsprechend dem DNVGL Koordinatensystem für das Rotorblatt transformiert (Abbildung 21). Im Vergleich zum Sensor in der Rotornabe werden Anteile der Erdbeschleunigung in allen drei Achsen gemessen. Dies lässt sich damit erklären, dass zum einen die Rotorblätter durch den sogenannten PreBend nach vorne gekippt sind. Zum anderen werden die Rotorblätter zur Leistungsanpassung um die eigene Achse verdreht, sodass die Achse XB nicht mehr parallel zur Rotorachse XR steht.

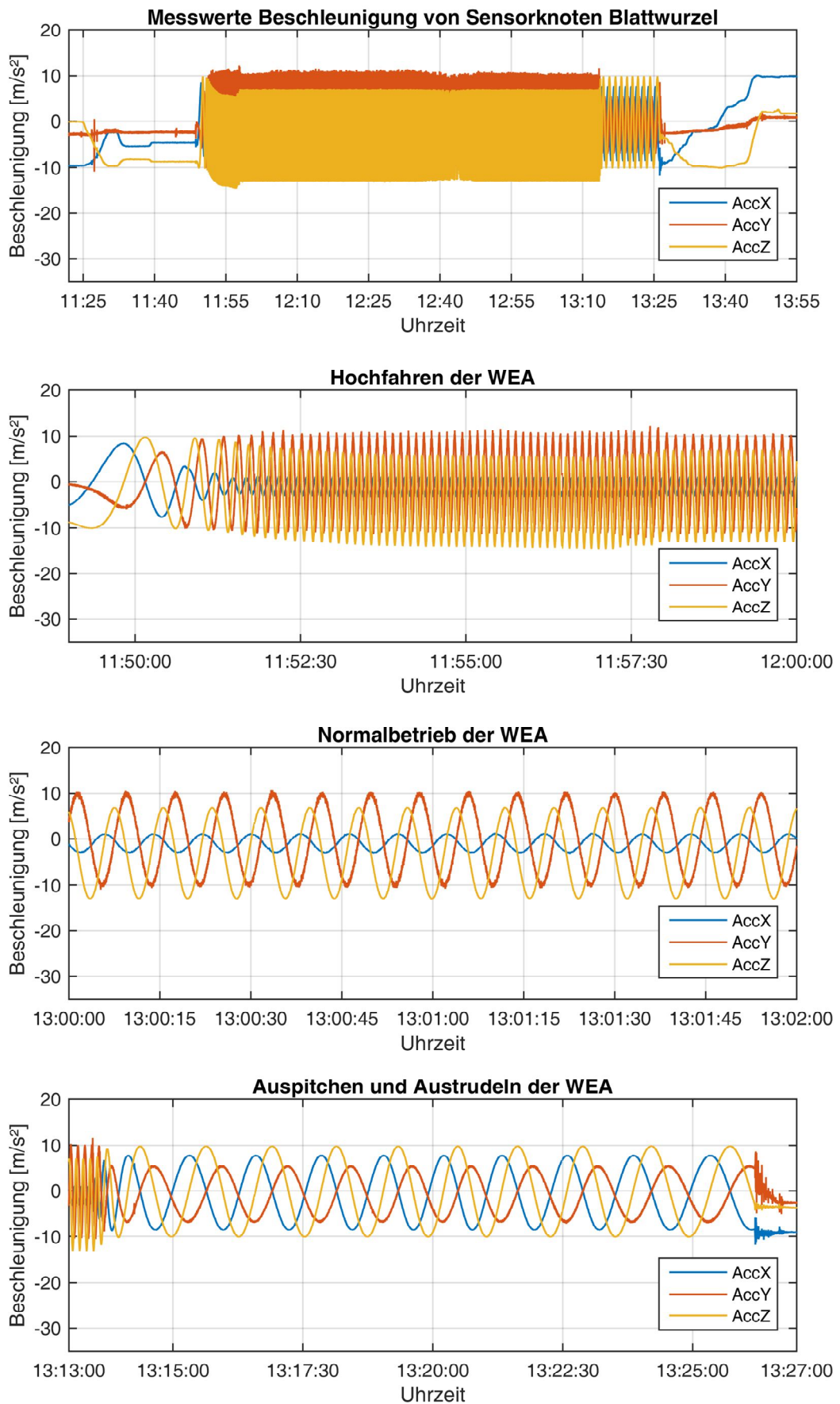


Abbildung 19 - triaxiale Beschleunigungswerte für den Sensor in der Nähe der Blattwurzel

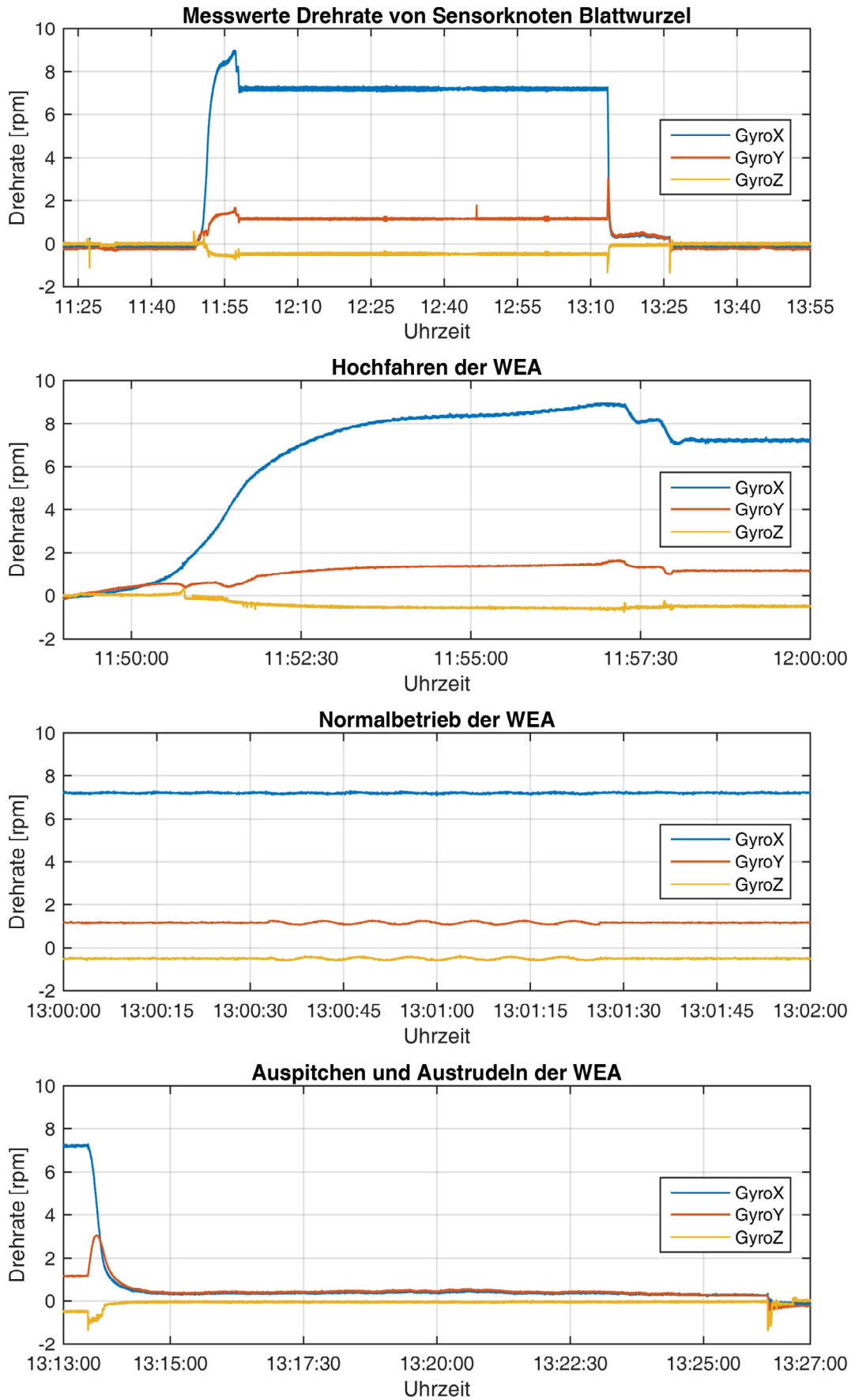


Abbildung 20 - triaxiale Drehratenwerte für den Sensor in der Nähe der Blattwurzel

Die Messwerte der Drehratensensoren in den Rotorblättern zeigen im Vergleich zu den Messwerten des Nabensensors ein deutlich niedrigeres Prozessrauschen. Des Weiteren ist zu erkennen, dass die Drehung des Rotors nun anteilig in allen drei Achsen gemessen wird. Durch den Pre-Bend des Rotorblattes steht die Achse ZB nicht mehr senkrecht zur Rotorachse, sodass ein Teil der Drehbewegung des Rotors anteilig als negativer Messwert in der Z-Achse zu sehen ist. Ebenfalls wird dort die Drehung des Rotorblattes um die eigene Achse aufgrund der Pitchverstellung gemessen. Durch die Pitchverstellung wird darüber hinaus der Winkel der Achsen YB und ZB zur Rotorachse XB verändert, sodass sich die Drehung des Rotors in den Messwerten der X und Y-Achsen niederschlägt.

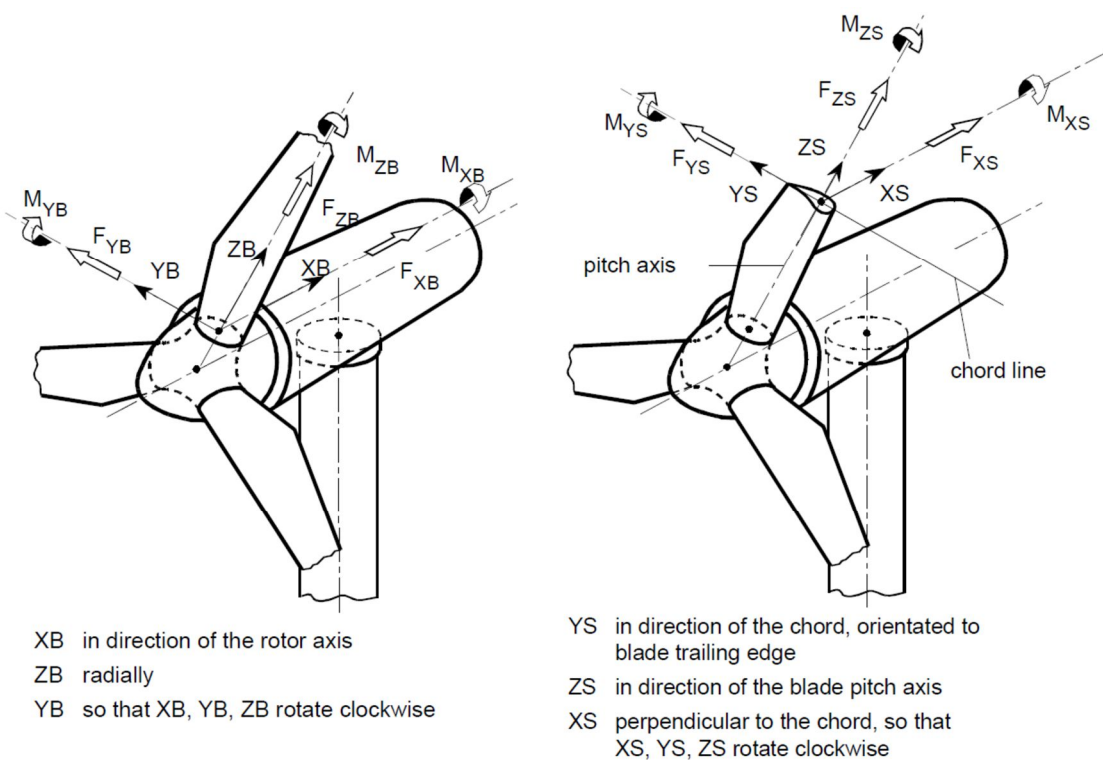


Abbildung 21 DNVGL ST043 Koordinatensysteme für das Rotorblatt



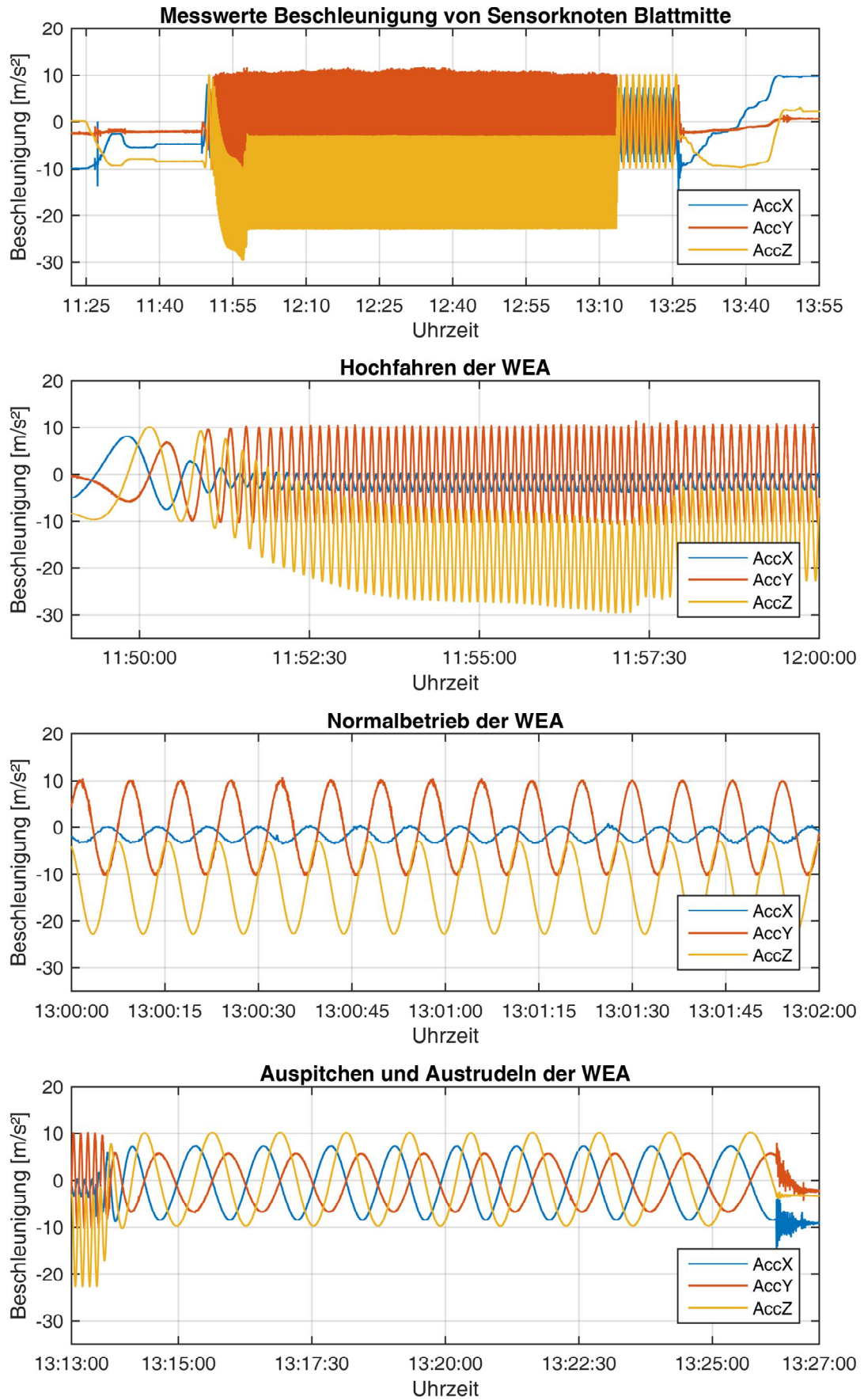


Abbildung 22 - triaxiale Beschleunigungswerte für den Sensor in der Nähe der Blattmitte

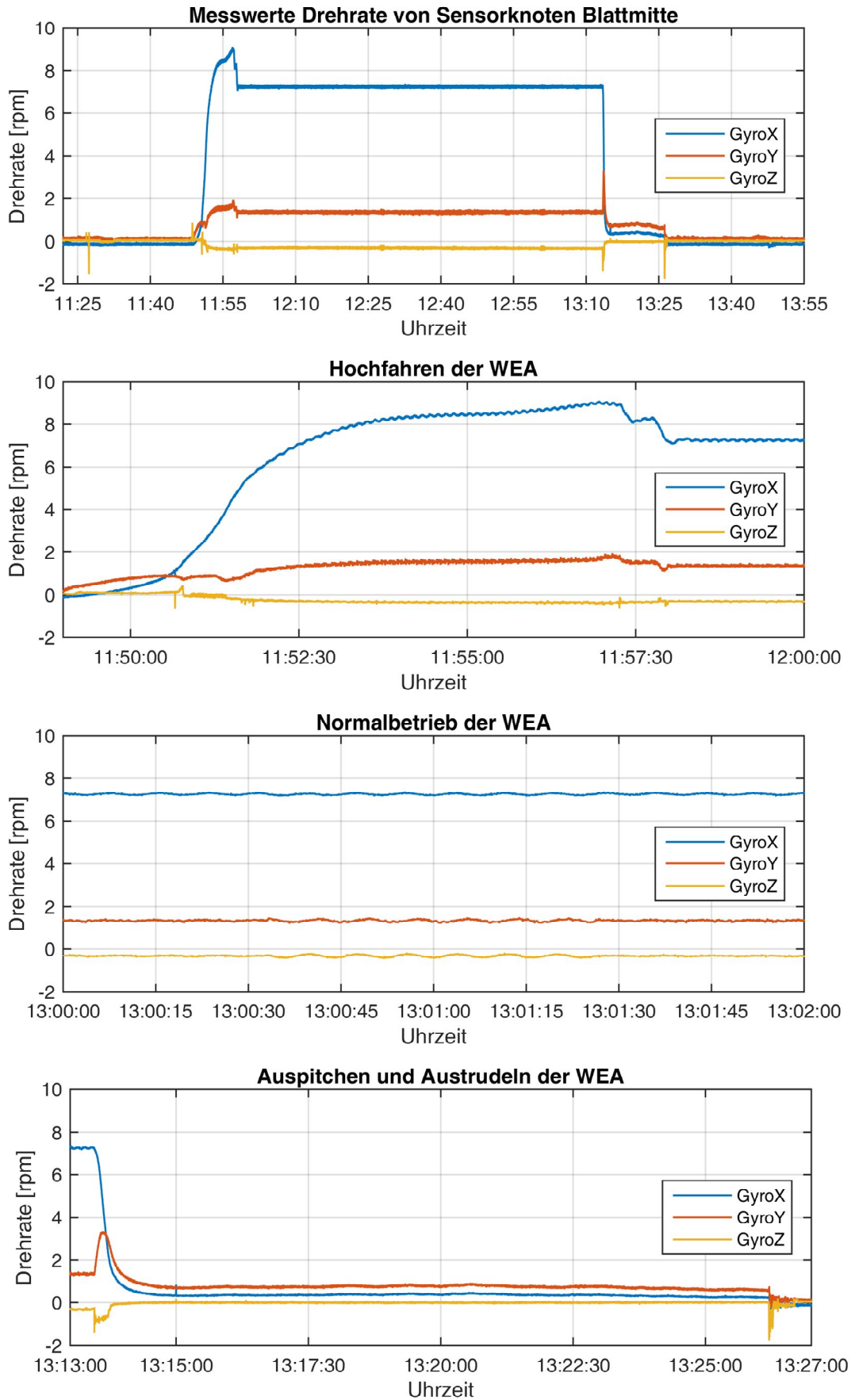


Abbildung 23 - triaxiale Drehratenwerte für den Sensor in der Nähe der Blattmitte

Neben der Charakterisierung des Sensorsignals sollte in diesem Arbeitspaket außerdem die Datenübertragung aus dem Rotorblatt in die Gondel validiert werden. Darüber hinaus wurde verifiziert, ob eine Datenübertragung in die Nabe der WEA realisiert werden kann.

Dazu wurden die von den Empfängern in der Gondel und Nabe empfangenen Daten auf Paketverluste überprüft. Dabei entspricht ein Paket den Messwerten des Beschleunigungs- und des Drehratensensors zu dem jeweiligen Abtastzeitpunkt. Da jedes Datenpaket mit einer fortlaufenden 16Bit Identifikationsnummer versendet wird, können fehlende Datenpakete erkannt und somit die Paketverluste berechnet werden. Zur Bewertung der Übertragungsstrecke vom Rotorblatt in die Gondel bzw. Nabe wurden zunächst die prozentualen Paketverluste während des Anlagenbetriebes ermittelt. Für die Übertragung der Sensordaten aus dem Rotorblatt in die Nabe wurden 96,24% der Datenpakete korrekt übermittelt. Aus dem Rotorblatt in die Gondel wurden 93,63 % der Pakete übertragen.

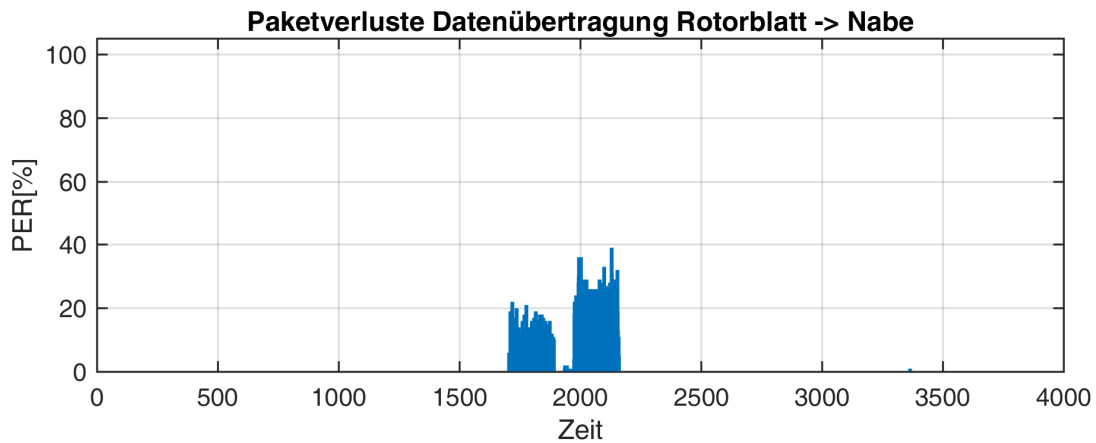


Abbildung 24 – Paketverluste bei der Datenübertragung aus dem Rotorblatt in die Nabe

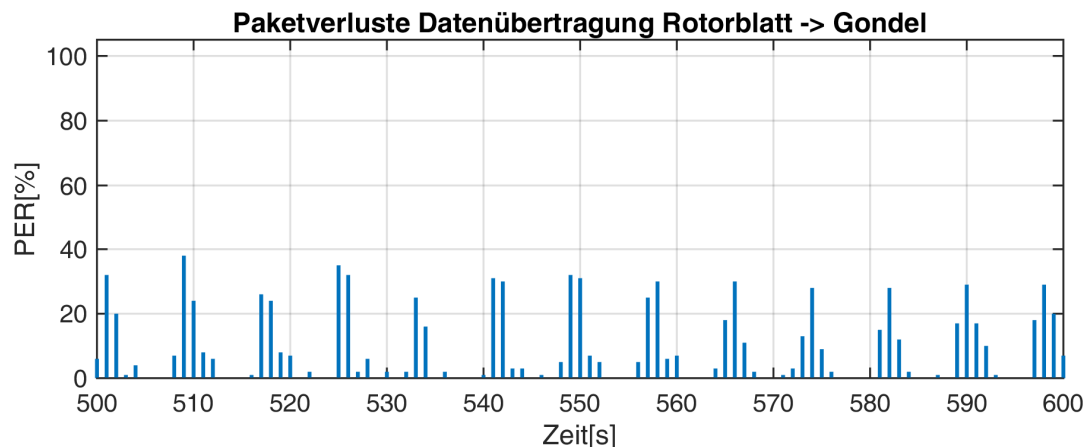


Abbildung 25 - Paketverluste bei der Datenübertragung aus dem Rotorblatt in die Gondel

Des Weiteren wurde untersucht zu welchen Zeitpunkten, bzw. an welcher Position die Übertragung der Sensordaten fehlschlägt. Für den Empfänger in der Nabe konnte festgestellt werden, dass über große Zeiträume keine Paketverluste auftreten, jedoch teilweise eine hohe Anzahl an Paketverlusten auftreten wie in Abbildung 24 dargestellt. Im Vergleich dazu zeigen sich beim Empfänger in der Gondel stetig wiederkehrende Paketverluste, wie sie in Abbildung 25 dargestellt. Anhand der Sensordaten und dem in AP 6 entwickelten Kalman Filter konnten neben dem zeitlichen Verlauf der Paketverluste auch die Paketverluste in Abhängigkeit der Rotorposition ermittelt werden (Abbildung 26). Es zeigt sich deutlich, dass die Paketverluste abhängig von der Position des Rotorblattes sind. Zeigt das Rotorblatt nach unten ( $180^\circ$  Rotorposition), befinden sich zwischen Sensorknoten und Empfänger der Turm sowie das Maschinenbett der Anlage, welche beide die Datenübertragung beeinflussen.

Abschließend kann gesagt werden, dass für die Verwendung der Sensordaten in regelungstechnischen Prozessen die Paketverluste weiter minimiert werden müssen. Beim Empfänger in der Gondel müssen weitere Untersuchungen angestellt werden warum es temporär zu sehr hohen Paketverlusten kommt. Beim Empfang in der Gondel würde es sich anbieten einen oder zwei weitere Empfänger unterhalb des Maschinenbettes anzubringen, die über einen Datenbus miteinander verbunden sind.

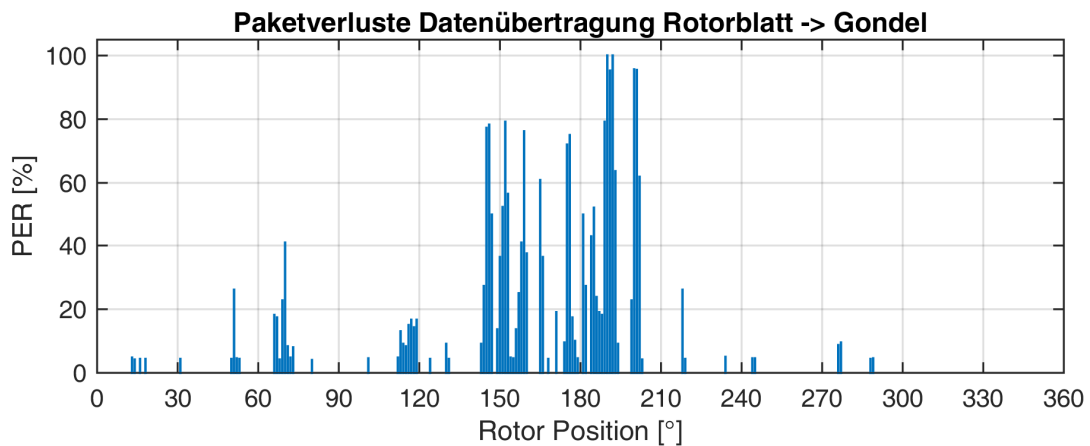


Abbildung 26 – Paketverluste bezogen auf die Rotorposition

## **AP 6: Entwurf eines Beobachters zur Schätzung der dynamischen Torsions- und Biegebelastungen im Triebstrang**

Im Zuge dieses Arbeitspaketes wurden detaillierte Mehrkörpersimulationen durchgeführt, um Zusammenhänge zwischen den zu erwartenden Messwerten und den im Antriebsstrang auftretenden Belastungen zu schließen. Als Ergebnis dieser Simulationen stehen verschiedene Sätze von Belastungsdaten im Triebstrang, wie z.B. Torsionsmoment, mit den zugehörigen Beschleunigungswerten in allen drei Raumrichtungen an den Rotorblättern für unterschiedliche Windverhältnisse zur Verfügung. Bei der Auswertung dieser Daten zeigte sich jedoch, dass eine direkte Ermittlung der Torsionsbelastungen aus den zu erwartenden Messdaten aufwendiger ist als zunächst angenommen wurde. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf das im Forschungsantrag gestellte Ziel eines möglichst einfach zu realisierenden Beobachters.

Im Projektbegleitenden Ausschuss wurde von den Industriepartnern der Wunsch geäußert, die gewonnenen Messdaten nicht nur zur Regelung des Torsionsmomentes, sondern auch zur Schätzung anderer Lasten, wie z. B. der Blattdurchbiegung im Sinne eines Condition Monitoring zu nutzen.

Daher wurden zusätzliche Simulationen durchgeführt und die Untersuchungen zum Beobachterentwurf in diese Richtung erweitert. Dabei zeigte sich, dass hierfür eine Positionierung von zwei Sensorknoten je Rotorblatt und eines Sensorknoten in der Nabe erforderlich ist. Zudem muss beim Entwurf geeigneter Beobachterstrukturen der Einfluss der Pitch-Verstellung berücksichtigt werden.

Auch im Hinblick auf die vom Projektbegleitenden Ausschuss angeregte Erweiterung der Zielsetzung für den Beobachter in Richtung auf ein Condition-Monitoring wurden daher Möglichkeiten für eine Fusion der von den einzelnen Teilsensoren jedes Sensorknotens gelieferten Messdaten untersucht. Hier wurden insbesondere erweiterte Kalman-Filter für die jeweiligen Sensorpositionen betrachtet und anhand von Simulationsdaten aus dem Simpack-Modell validiert. Es wurden zunächst für die einzelnen Positionen zustandsbasierte Sensormodelle erstellt. Für den Sensor in der Nabe wurden dabei die Zustände Rotorposition und Rotorgeschwindigkeit gewählt. Für die Sensoren im Blatt werden zudem der aktuelle Pitchwinkel sowie die Blattdurchbiegung berücksichtigt. Als weitere Parameter in diesen Modellen wurden dabei der Rotorachswinkel, den Abstand der Sensoren von der Rotorachse bzw. der Blattachse eingeführt.

Die so bestimmte Rotorposition kann ihrerseits dazu verwendet werden, das im Antriebsstrang wirkende Torsionsmoment zu ermitteln. Eine entsprechende Beobachterstruktur ist durch die folgende Gleichung gegeben.

$$\dot{\hat{\mathbf{x}}} = \begin{bmatrix} 0 & C_F - l_{11} & -C_F - l_{12} & 0 \\ \frac{-1}{\Theta_{Rot}} & -l_{21} & -l_{22} & \frac{1}{\Theta_{Rot}} \\ \frac{1}{\Theta_{Gen}} & -l_{31} & -l_{32} & 0 \\ 0 & -l_{41} & -l_{42} & 0 \end{bmatrix} \hat{\mathbf{x}} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -1 \\ 0 \end{bmatrix} m_{Gen} + \begin{bmatrix} l_{11} & l_{12} \\ l_{21} & l_{22} \\ l_{31} & l_{32} \\ l_{41} & l_{42} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \omega_{Rot} \\ \omega_{Gen} \end{bmatrix}$$

$$\hat{m}_T = [1 \ 0 \ 0 \ 0] \hat{\mathbf{x}}$$

Dabei ist  $\hat{m}_T$  das geschätzte Torsionsmoment,  $\hat{\mathbf{x}}$  der Vektor der geschätzten Systemzustände,  $m_{Gen}$ ,  $\omega_{Rot}$ ,  $\omega_{Gen}$ , Messgrößen und die  $l_{ij}$  Korrekturparameter, die z. B. durch Polvorgabe bestimmt werden können.

## **AP 7 Einbau der Dehnungsmessstreifen im Maschinenträger und der Positionserfassung des Rotors**

Der im Antrag vorgesehene Einbau von Dehnungsmessstreifen sowie der Positionserfassung des Rotors auf der Versuchswindenergieanlage konnte nicht durchgeführt werden, da sich die Genehmigungen und der Aufbau der Krogmann 15-50 WEA stark verzögert haben. Dies ist auch der Grund für die Beantragte und genehmigte kostenneutrale Verlängerung der Projektlaufzeit. Durch weitere Verzögerungen bei der Inbetriebnahme und dem Netzanschluss der Versuchsanlage konnten bis zum Projektabschluss leider keine Messungen auf dieser Anlage realisiert werden.

Die für den Einbau vorgesehenen Mittel wurden daher für die Anpassung des in AP6 entwickelten Kalman Filters auf die Ersatzversuchswindenergieanlage SENVION 3.4M104 sowie der zusätzlichen Versuchsplanung verwendet.

## **AP 8 Implementation des Beobachters an einer Versuchs-WEA**

Im Zuge der Charakterisierung des Sensornetzes in AP 5 auf der Windenergieanlage SENVION 3.4M104 konnte ebenfalls die prinzipielle Funktionsweise des Kalman Filters nachgewiesen werden. Auf dem in der Nabe installierten Empfänger wurden neben den Rohdaten des Beschleunigungs- und Drehratensensor ebenfalls die Auswertung der Sensordaten mittels Kalman Filter erprobt. Da sich die in AP6 beschriebenen Parameter der SENVION-Anlage jedoch deutlich von der Krogmann 15-50 abweichen konnten keine plausiblen Werte für die Rotorposition, Rotorgeschwindigkeit, Pitchwinkel sowie Blattdurchbiegung ermittelt werden.

Durch die Anpassung des Rotorachswinkels sowie des Abstands des Sensorknotens von der Rotorachse im Sensormodell konnten zumindest für den Nabensensor plausible Werte ermittelt werden. Die durch den Kalman-Filter ermittelten Werte für die Rotorposition zu unterschiedlichen Zeitpunkten ist Abbildung 27 zu sehen.

Da die Rotorblätter der SENVION-Anlage im Vergleich zur Krogmann 15-50 Anlage über eine zusätzliche PreBend an der Rotornabe befestigt sind, unterscheiden sich die resultierenden Messwerte in den Achsen der Sensoren im Rotorblatt. Eine Validierung der Kalman-Filter für die Sensoren des Rotorblattes auf einer realen Anlage war daher nicht möglich.

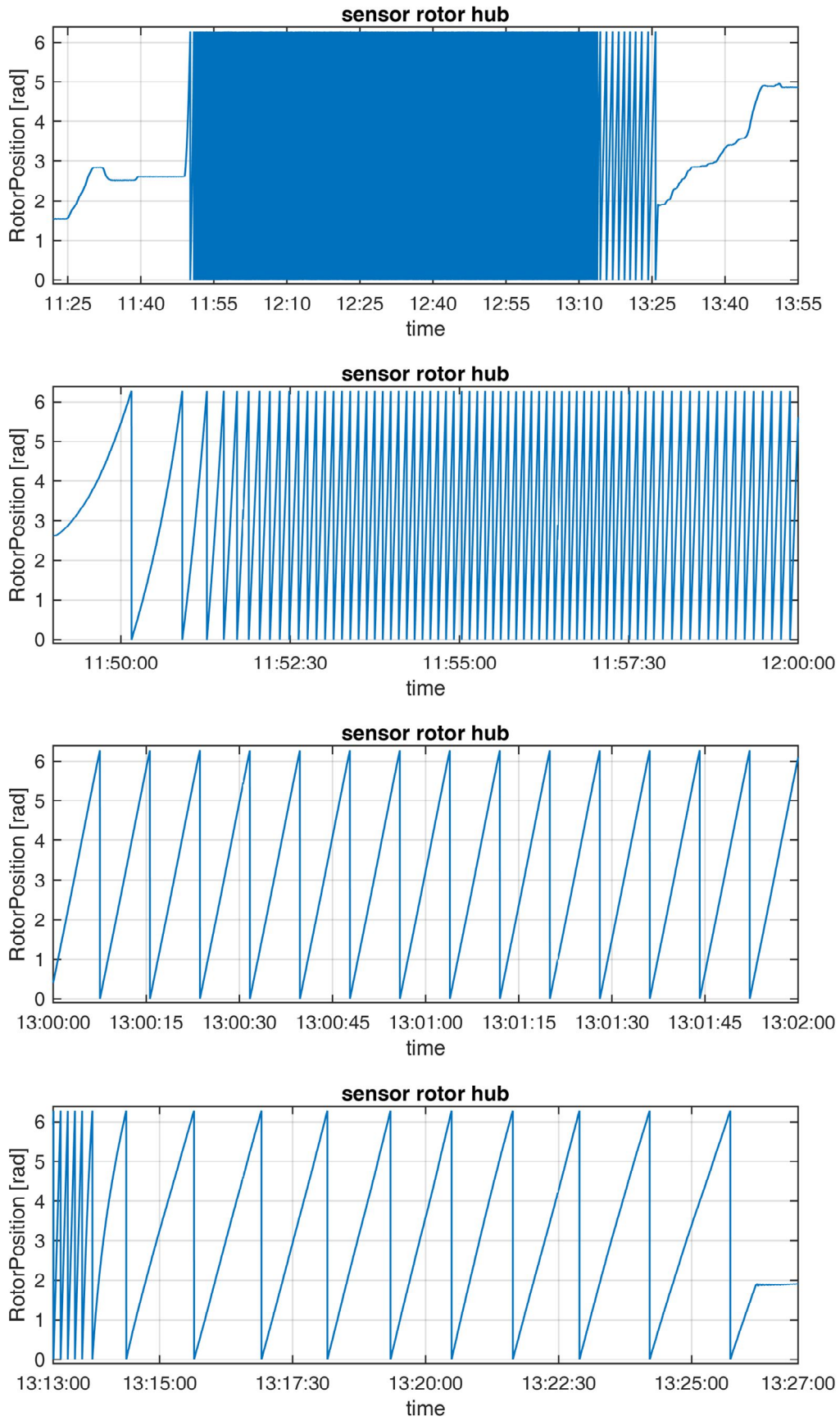


Abbildung 27 – Mit Kalman Filter ermittelte Rotor Position

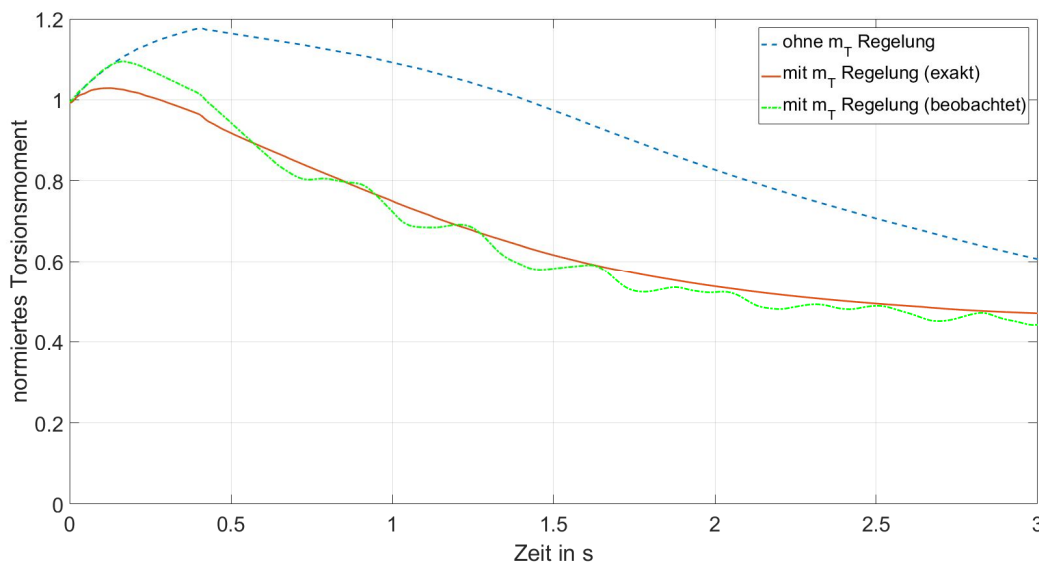


## AP 9 Nutzung der neuen Mess- und Beobachterdaten in einer belastungsreduzierenden Regelung für WEA

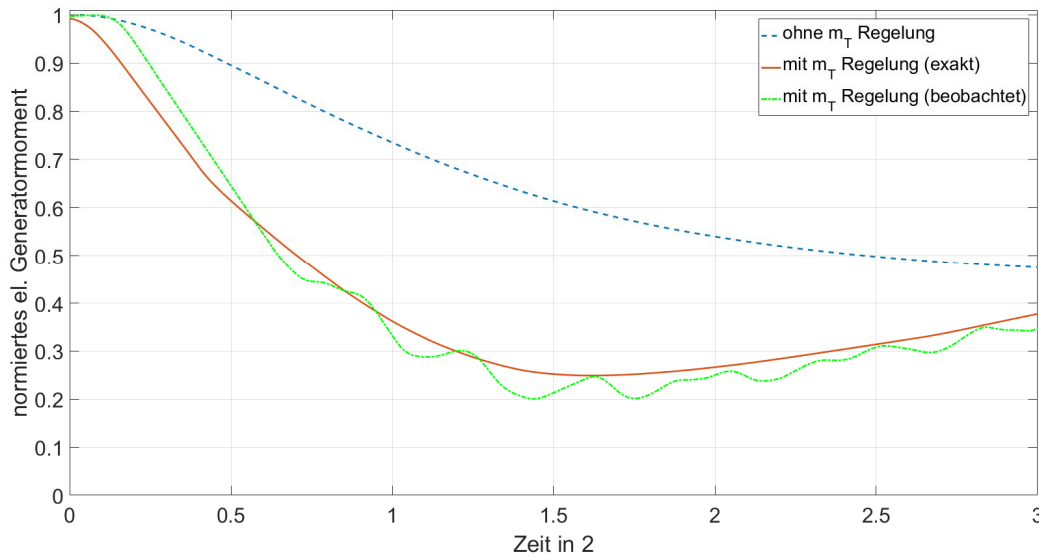
In diesem Arbeitspaket wurde zunächst eine belastungsreduzierende Regelung für die vorgesehene Versuchs-Windenergieanlage entworfen.

Aufgrund der in den vorherigen Arbeitspaketen gewonnenen Erkenntnisse und der Vorschläge der Partner im Projektbegleitenden Ausschuss wurde beim Entwurf der Regelung eine Ermittlung des Torsionsmomentes im Antriebsstrang mit Hilfe eines Kalman- Filters auf Basis der von den Sensorknoten gelieferten Messwerte angenommen. Der Entwurf erfolgte dabei auf Basis einer vereinfachten Modellbeschreibung.

Die grundsätzliche Eignung des entwickelten Regelungskonzeptes wurde anschließend durch die Simulation eines plötzlichen Anstieges der Windgeschwindigkeit von 11m/s auf 19 m/s in Matlab/Simulink zusammen mit dem in AP 1 entworfenen vereinfachten Modells überprüft. Der sich dabei ergebende Verlauf der Torsionsbelastung ist in Abbildung 28 dargestellt. Die Abbildung zeigt sowohl das Verhalten des mit der entwickelten Regelung in Kombination mit einem Beobachter/ Kalman-Filter, welcher die (hier ebenfalls simulierten) Messdaten der im Projekt entwickelten Sensorknoten nutzt, geregelten Systems in grün, als auch das des unregulierten Systems in blau. Weiterhin ist zum Vergleich in rot auch das Verhalten des geregelten Systems unter der Annahme, dass die Torsionsbelastung selbst gemessen werden kann dargestellt.



**Abbildung 28 – Normiertes Torsionsmoment im Antriebsstrang des vereinfachten Modells bei extremer Boe ohne und mit belastungsreduzierender Regelung**



**Abbildung 29 – Entsprechende Stellgröße (normiertes Generatormoment) bei extremer Boe ohne und mit belastungsreduzierender Regelung**

In Abbildung 29 sind die zugehörigen Verläufe der Stellgröße, also des elektrischen Generatormoments der Windenergieanlage dargestellt. Wie zu erkennen ist, bewirkt die Boe im vereinfachten System ohne belastungsreduzierende Regelung einen Anstieg des Torsionsmomentes auf ca. 18% über dem gewählten Grenzwert. Die gewöhnliche Leistungsregelung der simulierten Anlage benötigt ca. 1,5 s um das elektrische Generatormoment (s. Abbildung 29) so weit abzusenken, dass das Torsionsmoment wieder unter den Grenzwert fällt.

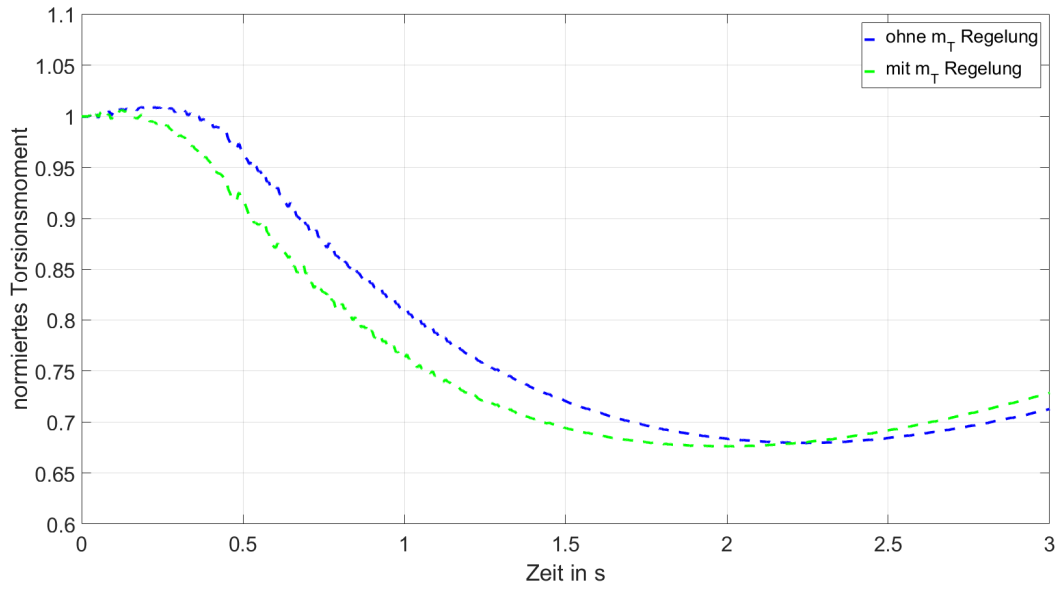
Durch den Einsatz der belastungsreduzierenden Regelung in Verbindung mit aus simulierten Sensordaten ermittelten Werten für die Zustandsrückführung gelingt es, diesen Überschwinger über dem zulässigen Torsionsmomentengrenzwert um ca. 50% zu reduzieren und die Regelgröße schon nach ca. 0,5 s wieder unter den Grenzwert zu bringen. Wie in Abbildung 29 zu erkennen ist, senkt die belastungsreduzierende Regelung die Stellgröße, also das elektrische Generatormoment zunächst schneller und stärker ab, als die überlagerte Leistungsregelung und verhindert so ein zu starkes Überschwingen der Regelgröße. Es zeigt sich allerdings sowohl in der Stell- wie auch in der Regelgröße eine überlagerte Schwingung. Diese ist darauf zurückzuführen, dass in die hier simulierten Sensordaten auch Rauschen eingebracht wurde, um eine reale Messung möglichst genau nachzubilden. Es ist daher davon auszugehen, dass die Qualität des Messsignals auch im realen Einsatz der wesentliche Faktor für die Güte der belastungsreduzierenden Regelung sein wird.

Zum Vergleich sind in Abbildung 28 und Abbildung 29 in Rot die Verläufe des Torsionsmoments bzw. des Generatormoments im vereinfachten Modell der Versuchswindenergieanlage dargestellt, die mit der belastungsreduzierenden Regelung erzielt werden, wenn das Torsionsmoment exakt bekannt ist. Dies stellt damit die maximal mögliche Verbesserung durch diese Regelung dar, da nun keine Verzögerungen und Störungen durch die Ermittlung des Torsionsmomentes aus Messwerten mehr auftreten. In diesem Fall kann der Überschwinger der Regelgröße auf 3% verringert werden.

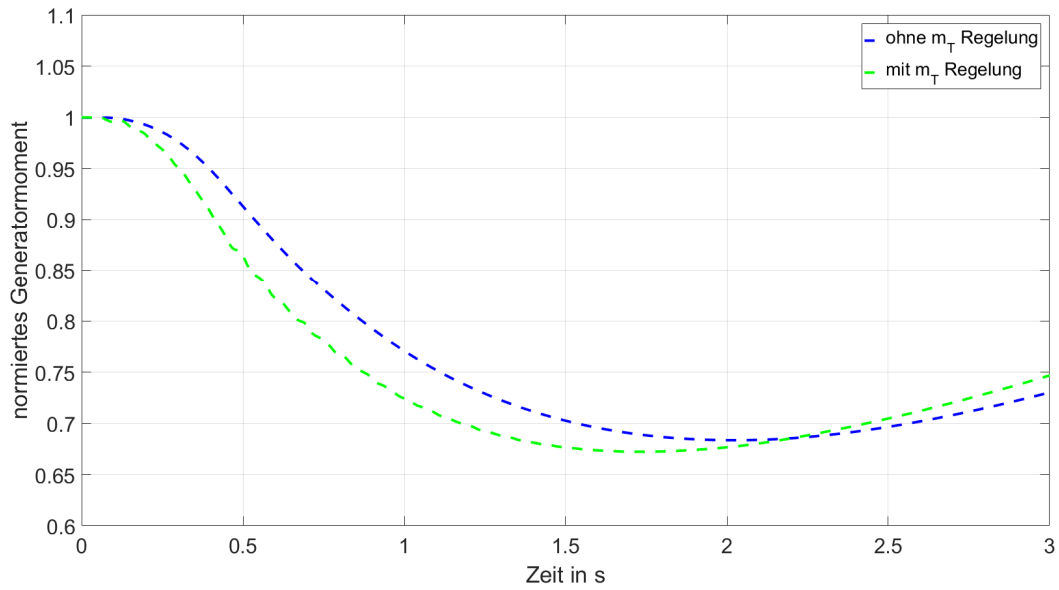
Im weiteren Verlauf dieses Arbeitspaketes wurde eine Co-Simulation des im Projekt entwickelten detaillierten Modells der Versuchswindenergieanlage in dem Mehrkörpersimulationsprogramm Simpack und dem Regelalgorithmus unter Matlab/Simulink aufgebaut. Dabei werden alle aerodynamischen und mechanischen Größen mit wesentlich besserer Genauigkeit in Simpack berechnet, als dies bei dem vereinfachten Modell unter Matlab der Fall war. Weiterhin wurden für die Co-Simulation nicht selbst in Matlab erstellte Simulation der Messdatenerfassung verwendet, sondern die in Simpack bereitgestellten Sensoren genutzt. Diese zeigen nur sehr geringes Rauschen. Daher wurde auf eine Simulation des geregelten Systems mit exakt bekanntem Torsionsmoment verzichtet. Auch hier wurde zunächst ein plötzlicher Anstieg der Windgeschwindigkeit von 11m/s auf 19 m/s simuliert.

Wie in Abbildung 30 in der blauen Kurve zu erkennen ist, zeigt diese starke Boe mit dem detaillierteren Modell einen wesentlich geringeren Einfluss auf das an der Generatorwelle auftretende Torsionsmoment. Durch die genauere aerodynamische und mechanische Modellierung in Simpack zeigt das Torsionsmoment auch ohne den Einfluss der belastungsreduzierenden Regelung nur einen Anstieg von ca. 1% über den Nennwert.

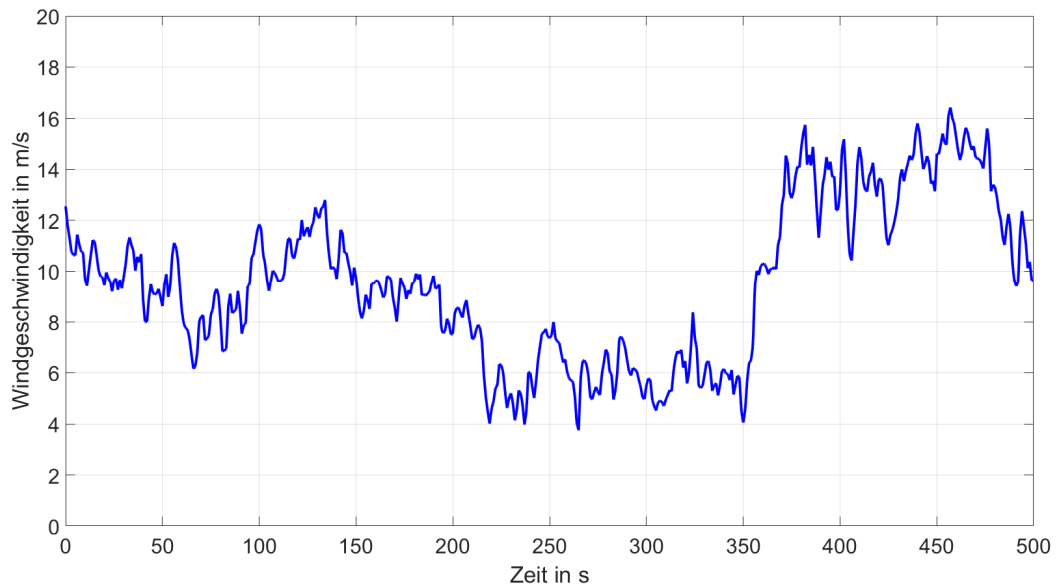
Durch den Einsatz der belastungsreduzierenden Regelung in Verbindung mit den aus Simpack erhaltenen simulierten Sensordaten gelingt es jedoch auch diesen Überschwinger auf 0,6% zu verringern, wie die grüne Kurve in Abbildung 30 zeigt. In Abbildung 31 sind wiederum die entsprechenden Verläufe der normierten Stellgröße, also des elektrischen Generatormoments dargestellt. Damit ist die entworfene Regelung grundsätzlich zur Reduktion von Torsionsmoment-belastungen im Antriebsstrang geeignet.



**Abbildung 30 – Normiertes Torsionsmoment am Generator des detaillierten Simpack-Modells bei extremer Boe ohne und mit belastungsreduzierender Regelung**



**Abbildung 31 – Entsprechende Stellgröße (normiertes Generatormoment) bei extremer Boe ohne und mit belastungsreduzierender Regelung**



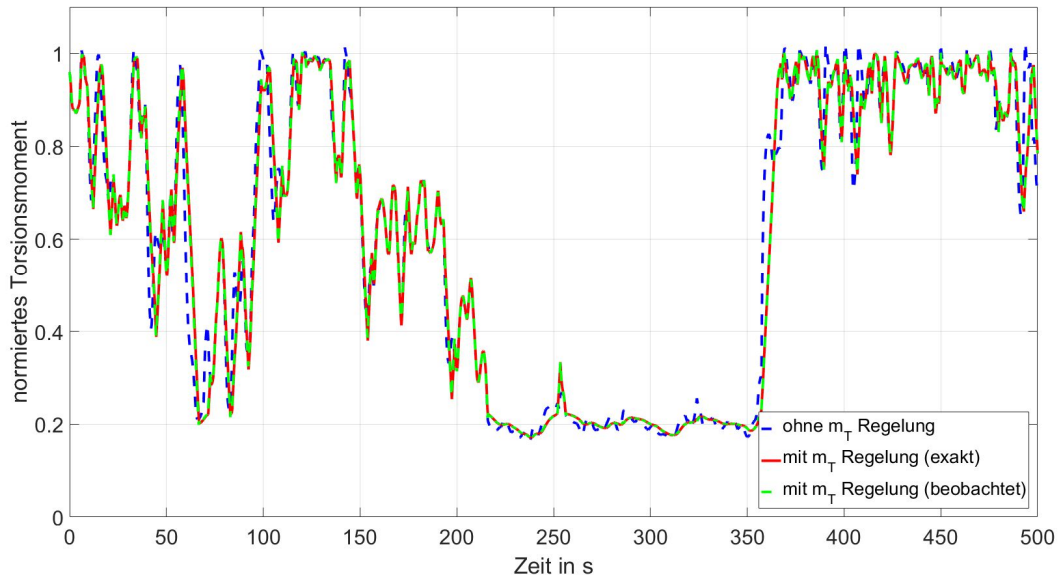
**Abbildung 32 – Windprofil für die weiteren Simulationen**

Zur weiteren Abschätzung der Eignung und des potentiellen Nutzens dieser Regelung wurde neben einer solchen extremen Boe, wie oben auch ein real gemessenes Windprofil, wie es in Abbildung 32 gezeigt ist, simuliert.

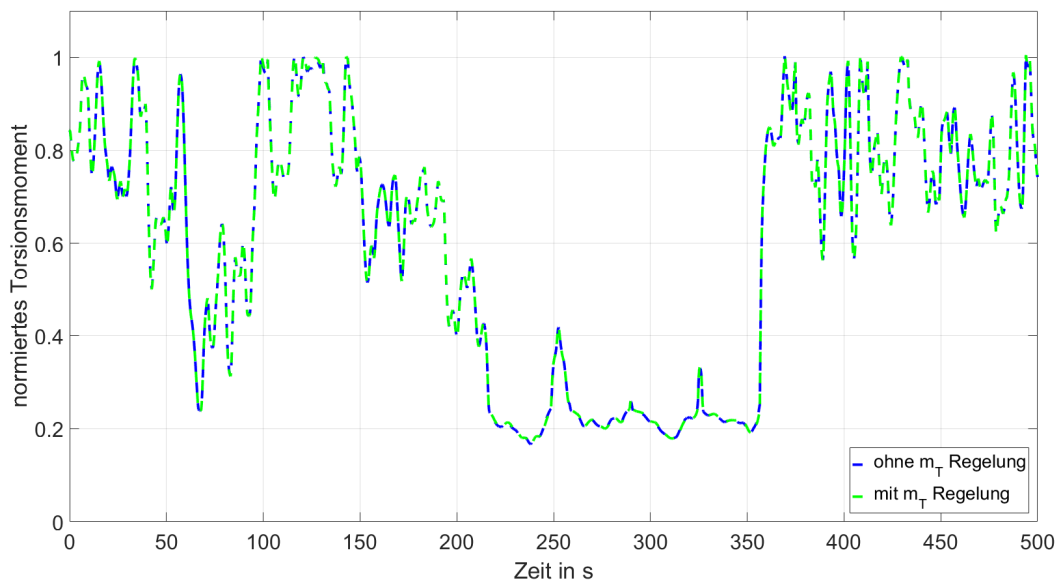
In diesem Falle treten auch ohne die belastungsreduzierende Regelung sowohl mit dem vereinfachten Modell unter Matlab, als auch mit dem detaillierten Modell in Simpack nur relativ geringere Torsionsbelastungen auf, die den zulässigen Bereich nicht wesentlich überschreiten.

Die entsprechenden Verläufe des Torsionsmoments ohne bzw. mit belastungsreduzierender Regelung sind für das vereinfachte Modell in Abbildung 33 und für das detaillierte Modell in Abbildung 34 dargestellt. Abbildung 35 und Abbildung 36 zeigen die zugehörigen Verläufe der Stellgröße.

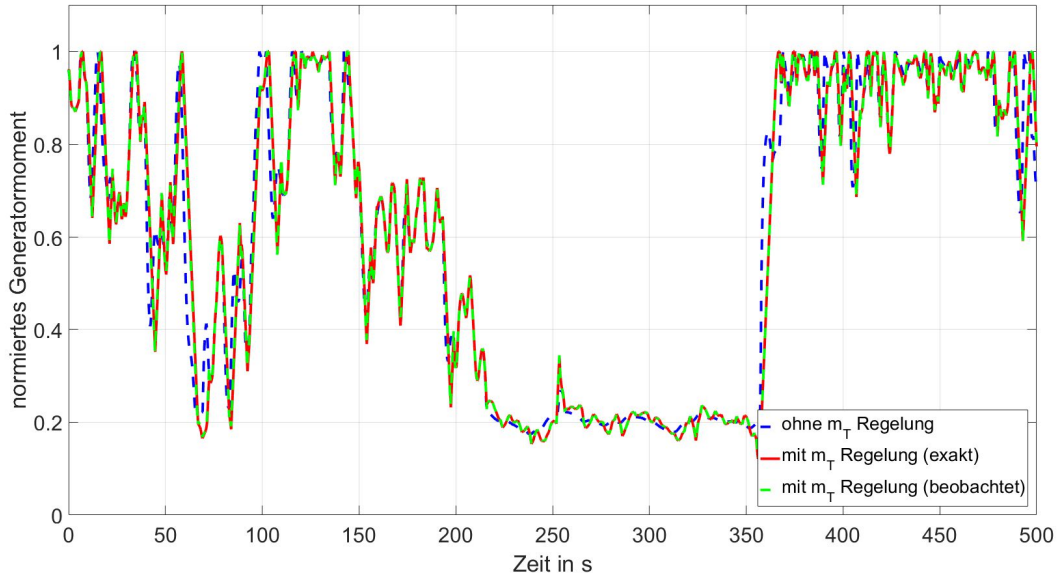
Die Regelung zeigt in den Simulationen das gewünschte Verhalten und kann in Verbindung mit den im Projekt entwickelten Sensorknoten als geeignetes Mittel zur Reduktion von Überschreitungen des zulässigen Torsionsmoments im Antriebsstrang angesehen werden.



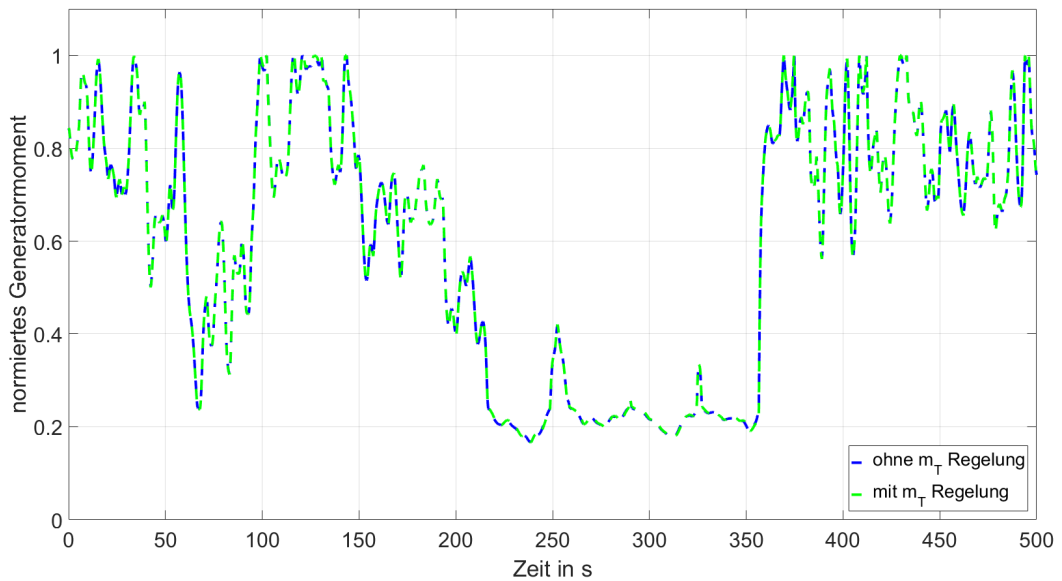
**Abbildung 33 – Normiertes Torsionsmoment im Antriebsstrang des vereinfachten Modells bei realistischem Windverlauf ohne und mit belastungsreduzierender Regelung**



**Abbildung 34 – Normiertes Torsionsmoment am Generator des detaillierten Simpack-Modells bei realistischem Windverlauf ohne und mit belastungsreduzierender Regelung**



**Abbildung 35 –Stellgröße (normiertes Generatormoment) des vereinfachten Modells bei realistischem Windverlauf ohne und mit belastungsreduzierender Regelung**

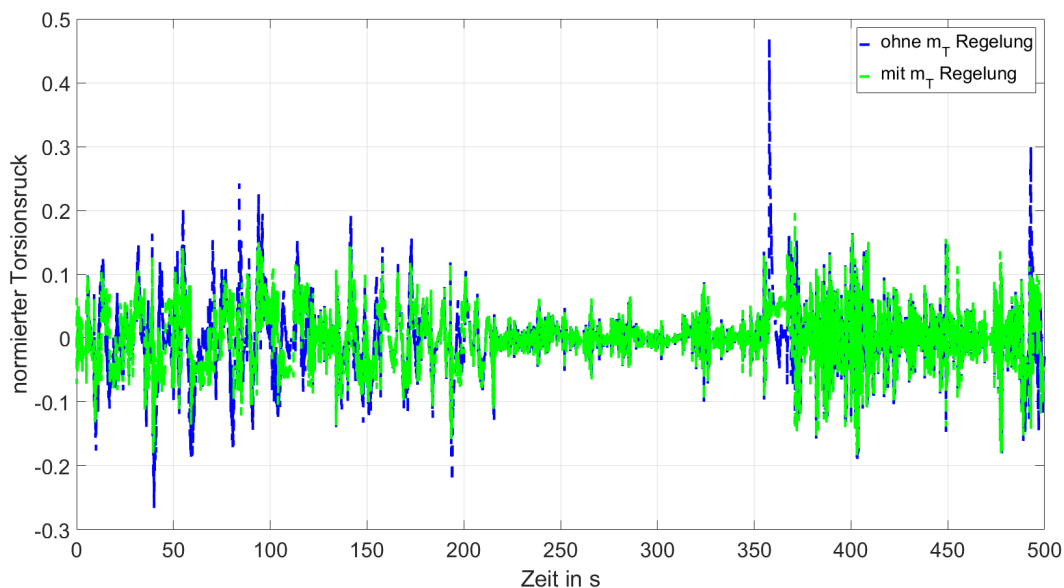


**Abbildung 36 –Stellgröße (normiertes Generatormoment) des detaillierten Simpack-Modells bei realistischem Windverlauf ohne und mit belastungsreduzierender Regelung**

Im Laufe des Forschungsprojektes hat sich herausgestellt, dass bei den mit einem realen Windprofil durchgeführten Simulationen weniger das eigentliche Torsionsmoment, als mehr die Änderungsrate des Torsionsmoments, d.h. der Torsionsruck die die vorgegebenen Grenzen überschreitet.

Die hier vorgeschlagene belastungsreduzierende Regelung ist jedoch auch für diesen Fall einsetzbar und in der Lage, den Torsionsruck ebenfalls zu begrenzen. Zur Demonstration dieser Wirkungsweise wurden entsprechende Simulationen mit der belastungsreduzierenden Regelung bei einer Beschränkung des Sollwertes des Torsionsrucks auf 5% des Nennmoments pro Sekunde durchgeführt.

Da die Erfassung der Messgrößen der simulierten Sensoren, die Ermittlung des Torsionsrucks aus diesen, sowie die Ansprechzeit der Regelung selbst immer eine zeitliche Verzögerung bewirken, gelingt es der Regelung nicht vollständig, die gewählte Begrenzung in allen Fällen einzuhalten, wie in Abbildung 37 zu erkennen ist. Dennoch kann der Torsionsruck wesentlich reduziert werden. Insbesondere konnten die hohen Lastimpulse bei 358 s und 493 s, die durch entsprechend steile Änderungen in der Windgeschwindigkeit verursacht werden (s. Abbildung 32), stark reduziert werden.

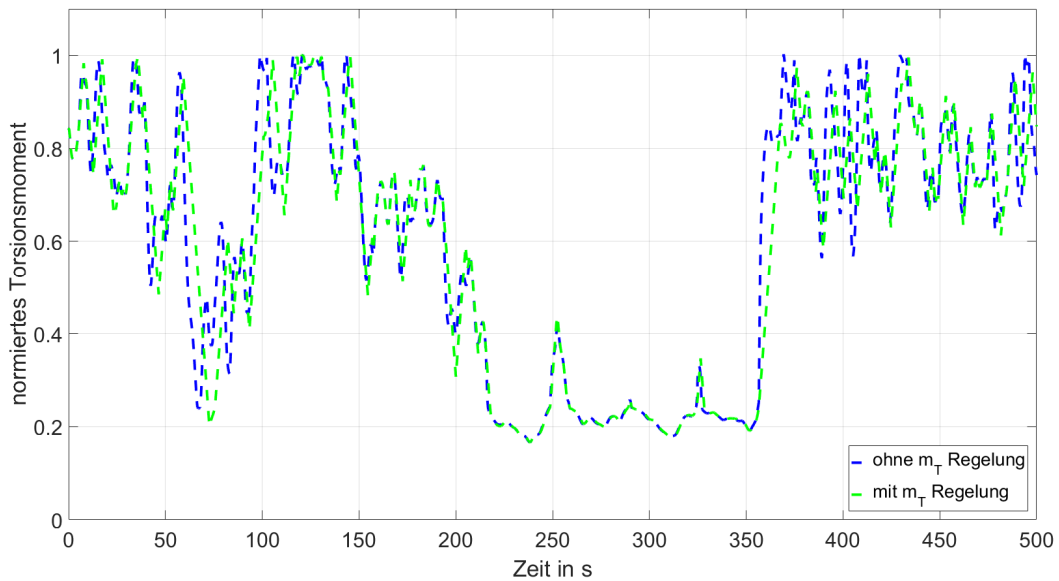


**Abbildung 37 – Normierter Torsionsruck im Antriebsstrang des detaillierten Simpack-Modells bei realistischem Windverlauf ohne und mit belastungsreduzierender Regelung mit Torsionsruckbegrenzung**

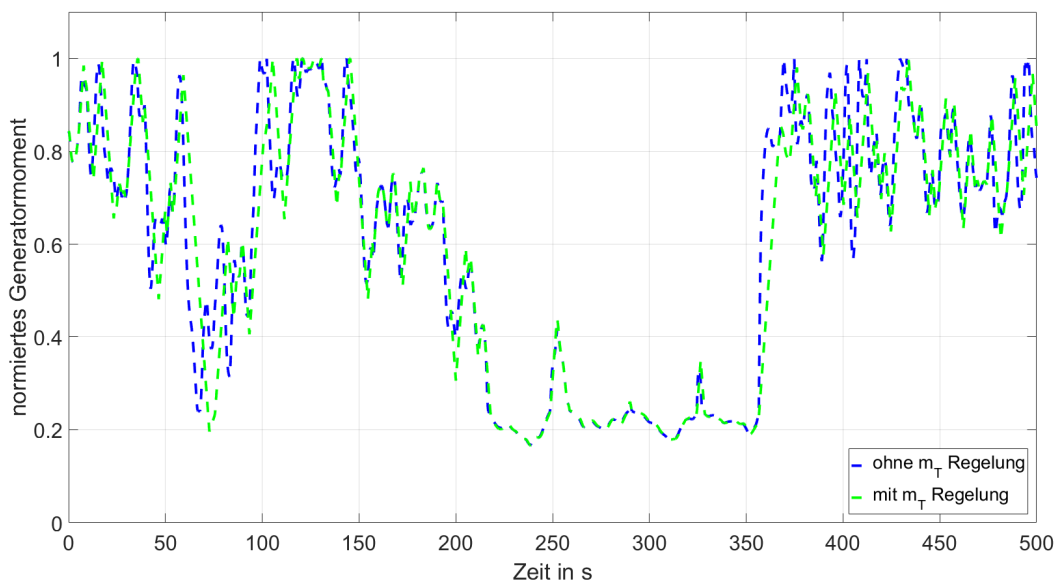
In Abbildung 38 sind wiederum der Verlauf des Torsionsmomentes an der Generatorwelle des detaillierten Modells ohne und mit der belastungsreduzierenden Regelung mit zusätzlicher Begrenzung des Rucks abgebildet. Abbildung 39 zeigt die entsprechenden Verläufe der Stellgröße. Stell- und Regelgröße bleiben innerhalb der gewählten Beschränkungen. Bei



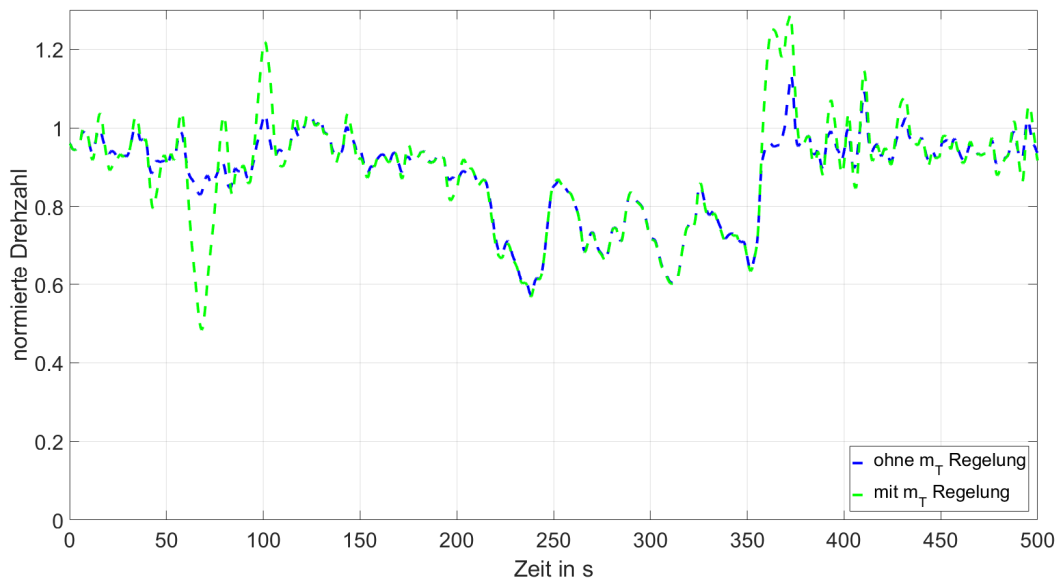
Einsatz der belastungsreduzierenden Regelung mit zusätzlicher Begrenzung des Rucks ändert sich die Regelgröße wie erwartet weniger schnell. Dadurch können zum einen, wie gewünscht, die hohen Spitzen im Torsionsruck (s. Abbildung 37) vermieden werden. Zum anderen wird dadurch jedoch auch die Reaktionszeit der überlagerten Leistungsregelung verlangsamt, so dass die Drehzahl der Anlage mit belastungsreduzierender Regelung mit zusätzlicher Begrenzung des Rucks stärker schwankt. Dies ist in Abbildung 40 zu erkennen. Bei einem Einsatz auf einer realen Windenergieanlage muss dies entsprechend berücksichtigt werden.



**Abbildung 38 – Normiertes Torsionsmoment im Antriebsstrang des detaillierten Simpack-Modells bei realistischem Windverlauf ohne und mit belastungsreduzierender Regelung mit Torsionsruckbegrenzung**



**Abbildung 39 – Entsprechende Stellgröße (normiertes Generatormoment) bei realistischem Windverlauf ohne und mit belastungsreduzierender Regelung mit Torsionsruckbegrenzung**



**Abbildung 40 – Normierte Drehzahl des detaillierten Simpack-Modells bei realistischem Windverlauf ohne und mit belastungsreduzierender Regelung mit Torsionsruckbegrenzung**

## **AP 10 Abschlussbericht**

Der Abschlussbericht wurde von beiden Forschungsstellen wie vorgesehen erstellt.

### **3. Verwendung der Zuwendung, sowie Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit**

Die im Berichtszeitraum durchgeführten Arbeiten waren zur Erreichung der im Rahmen des Vorhabens geplanten Ziele zwingend notwendig. Der Arbeitsaufwand entsprach grundsätzlich den im Antrag des Forschungsvorhabens vorgesehenen Umfängen und war angemessen.

Im Verlauf der Arbeiten zeigte sich, dass der Aufwand für die Entwicklung geeigneter Beobachterstrukturen größer war als angenommen, da bei den Beschleunigungssensoren ein unerwartet hoher Einfluss von Störgrößen auftrat. Weiterhin kam es zu Verzögerungen bei den Genehmigungen für den Aufbau und Netzanschluss der Versuchs-Windenergieanlage. Die Alternativmessung auf der SENVION 3.4M104 konnte erst kurz vor Projektende im Januar 2018 durchgeführt werden.

Mit dem dadurch erhöhten Zeitaufwand ist auch die beantragte und bewilligte kostenneutrale Verlängerung des Vorhabens sowie der erhöhte Personalaufwand bei beiden Forschungseinrichtungen (33,5 PM anstatt 32 PM) zu erklären.

Auf Vorschlag der Mitglieder des Projektbegleitenden Ausschusses, wurden auch Möglichkeiten zur weiteren Nutzung der Sensordaten im Sinne einer Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen betrachtet.

Die Verwendung der Zuwendungen ist im Folgenden wiedergegeben:

- FWBI: Im Berichtszeitraum wurden die bereitgestellten Mittel für Personalkosten, der Entwicklung und Implementierung der verschiedenen Simulationsmodelle, für den Entwurf und die Implementierung geeigneter Beobachter bzw. Filter, den Entwurf einer belastungsreduzierenden Regelung sowie die Durchführung der entsprechenden Simulationen verwendet.
  - IMSAS: Im Berichtszeitraum wurden die bereitgestellten Mittel für Personalkosten, die Entwicklung des drahtlosen Sensornetzwerkes (Hard- und Software), für die Charakterisierung des Sensornetzwerkes in Labor- und Feldversuchen sowie für die Auswertung der Sensordaten des Feldversuches verwendet.
- 
- Eingesetzte Personalmittel der Forschungsstellen:
  - Wiss.-technisches Personal FWBI: 33,5 PM
  - Wiss.-technisches Personal IMSAS: 33,5 PM
  - Studentische Hilfskräfte FWBI: 18,5 PM
  - Studentische Hilfskräfte IMSAS: 21 PM

## **4. Wissenschaftlich-technischer und wirtschaftlicher Nutzen**

### **Wissenschaftlich-technischer Nutzen**

Es wurde ein Konzept für eine belastungsreduzierende Regelung für Antriebsstränge entworfen, die als Eingangsgrößen Messwerte vom Beginn der Wirkungskette, d.h. dem Rotor der Windenergieanlage verwendet. Diese ermöglicht es prinzipiell die durch turbulenten Wind verursachten Torsions- und Stoßbelastungen zu minimieren und damit die Lebensdauer der Anlage zu verlängern. Wesentliche Voraussetzung dafür ist, dass die Messwerte möglichst schnell und in ausreichender Güte erfasst werden.

Dazu wurde ein drahtloser Sensorknoten entwickelt, der im Rotorblatt von Windenergieanlagen eingesetzt werden kann. Der Sensorknoten überträgt die Messdaten dabei im lizenzfreien sub-GHz SRD-Band (868MHz) direkt aus dem Rotorblatt in die Gondel der Anlage um eine minimale Latenz (~1ms) bei der Datenübertragung zu erreichen. Da durch den Einsatz dieser drahtlosen Technologie eine Verkabelung der Sensorik im Rotorblatt entfällt, wird der Blitzschutz der Anlage nicht beeinträchtigt. Der auf dem Sensorknoten eingesetzte mikromechanische Sensor ist in der Lage Beschleunigung sowie Drehrate in 3 Achsen zu messen. In der aktuellen Konfiguration werden die Sensorknoten mit einer Abtastrate von 100 Hz betrieben. Mit der eingesetzten Batterie ist ein Dauersendebetrieb der Sensorknoten bis zu 2 Wochen lang möglich. Längere Laufzeiten können durch den Einsatz von elektrodynamischen Energiewandlern im Rotorblatt realisiert werden.

Weiterhin wurde ein detailliertes Mehrkörpersimulationsmodell der Versuchswindenergieanlage in Simpack entwickelt. Dieses steht sowohl einzeln, als auch in einer Ko-Simulation mit Matlab/Simulink zur Verfügung und ermöglicht gezielte Voruntersuchungen neuer Regelungskonzepte bzw. geeigneter Anbringungsorte für die im Projekt entwickelten Sensorknoten.

Die Auswertung der Sensordaten wird mittels Kalman-Filters realisiert, bei dem je nach Sensorposition die Rotorgeschwindigkeit, Rotorposition sowie der Pitchwinkel des Rotorblattes ermitteln werden kann. Im Zusammenwirken mit einem, meist ohnehin vorhandenen, Positionssensor am Generator der Windenergieanlage können über einen entsprechenden Beobachter hieraus die im Antriebsstrang auftretenden Torsionslasten ermittelt und der belastungsreduzierenden Regelung zur Verfügung gestellt werden. Diese ermöglicht der Regelung das Gegendrehmoment des Generators schnell an den Energieeintrag anzupassen und dadurch die mechanische Belastung zu verringern.

Anwendungsmöglichkeiten für die Sensorknoten liegen neben der belastungsreduzierenden Regelung im Bereich des Condition- bzw. Load-Monitoring. Es ist denkbar, dass die Sensorknoten bei der Erstinbetriebnahme von Windenergieanlagen im Rotor installiert werden um die auftretenden Blattschwingungen während des obligatorischen Überdrehzahltestes zu überwachen. Darüber hinaus lassen sich anhand der Sensordaten abweichende Pitchwinkel der Rotorblätter erkennen.

## **Wirtschaftlicher Nutzen**

Die im Projekt entwickelten Sensorknoten mit entsprechenden Filter- bzw. Beobachterstrukturen bietet zusammen mit der belastungsreduzierenden Regelung die Möglichkeit die im Antriebstrang, insbesondere im Getriebe auftretenden mechanischen Lasten und damit auch kostenintensive Stillstandzeiten zu verringern. Darüber hinaus können die Sensoren auf im Rahmen einer Zustands- und Lastüberwachung der WEA eingesetzt werden. Dadurch wird eine rechtzeitige, präventive Wartung möglich, die ebenfalls Schäden und einen ungeplanten Stillstand der Anlage zu vermeiden hilft. Dadurch kann die Wertschöpfung bei WEA gesteigert und die Stromerzeugungskosten verringert werden, wodurch die WEA wirtschaftlicher werden.

Für KMU bietet sich hier Möglichkeit Dienstleistungen und Produkte im Bereich der Sensorik und Datenauswertung, z.B. Aufbau, Anpassung auf die Individuelle Anlage, Montage der Sensorknoten, Entwicklung und Implementierung von Regelungs- und Überwachungssystemen usw. neu anzubieten, bzw. ihr Angebot zu verbessern und zu erweitern.

Zudem besteht auch die Möglichkeit für Systemhersteller, das Innovationspotential des neuen Sensorsystems zu nutzen, um eigene Condition-Monitoring Systeme zu entwickeln und anzubieten. Die Unternehmen können durch die Verwendung dieser neuen Komponenten ihr Know-How ausbauen und ihre Marktposition in Deutschland stärken.

## **5. Ergebnistransfer in die Wirtschaft und Einschätzung der Realisierbarkeit des Transferkonzeptes**

Die in diesem Projekt gewonnenen Erkenntnisse wurden auf Tagungen (DFMRS-Windenergietagung) und Konferenzen (EWSN, DEWEK) vorgestellt und so einem breiten Publikum aus Wissenschaft und Wirtschaft nahegebracht. Es wurden regelmäßige Treffen mit dem projektbegleitenden Ausschuss durchgeführt, um den beteiligten Unternehmen die erzielten Ergebnisse direkt und frühzeitig zur Verfügung zu stellen. Im Rahmen des projektbegleitenden Ausschuss konnten die Unternehmen Einfluss auf das Vorhaben im Sinne einer Erhöhung der wirtschaftlichen Relevanz der durchgeführten Arbeiten nehmen. Eine Vielzahl von studentischen Arbeiten wurden im Rahmen des Projekts durchgeführt und so angehende Ingenieure mit der Thematik vertraut gemacht.

<b>Zeitraum</b>	<b>Maßnahme</b>	<b>Beschreibung</b>
Laufend	Internetauftritt (FWBI)	Projekt Beschreibung auf der Internetseite des FWBI und IMSAS
24.11.2015	Projektbegleitender Ausschuss	Präsentation der erzielten Ergebnisse und Diskussion über weiteres Vorgehen
2016	Bachelor und Masterarbeiten	Masterarbeit (3) Diplomarbeit (1) Bachelorarbeit(1)
13.06.2016	Projektbegleitender Ausschuss	Präsentation der erzielten Ergebnisse und Diskussion über weiteres Vorgehen
2017	Vorträge auf Fachtagungen / Workshops	Embedded Wireless Systems and Networks (EWSN) 2017, Uppsala Deutschen Windenergie Konferenz 2017 (DEWEK), Bremen DFMRS Windenergietagung 2017, Bremen
21.09.2017	Projektbegleitender Ausschuss	Präsentation der erzielten Ergebnisse und Diskussion über die abschließend durchzuführenden Arbeiten
2017	Bachelor und Masterarbeiten	Masterarbeit (1) Bachelorarbeit(1)
Ende 2018	Veröffentlichung in Fachzeitschrift	Geplante Veröffentlichung der Forschungsergebnisse in Wiley Wind Energy Journal
2019	Ausstellung auf Messe	Ausstellung des drahtlosen Sensornetzwerkes auf der Messe Sensor+Test in Nürnberg
2019	Dissertation	Wissenschaftliche Qualifikation eines Bearbeiters des Forschungsvorhabens

Nach Projektabschluss werden die Forschungsergebnisse in der renommierten Fachzeitschrift „Wind Energy“ (Wiley) veröffentlicht um speziell im Bereich der Windenergie mögliche Anwender für das drahtlose Sensorsystem sowie die Regelungsstrategien zu adressieren. Weiterhin wird das Sensorsystem auf der Messe Sensor+Test 2019 in Nürnberg vorgestellt, sodass insbesondere KMU's aus dem Bereich der Sensorik einen Einblick in die durchgeführten Arbeiten und Forschungsergebnisse erhalten. Ebenfalls werden die Ergebnisse weiteren KMU's im Rahmen der Veranstaltungen des Bremer Centrums für Mechatronik (BCM), z.B. des Bremer Mechatronik-Tages vorgestellt. Insgesamt werden alle erforderlichen Dokumente (Schaltpläne, Layouts, Software, Auswertalgorithmen) für den Aufbau des im Projekt entwickelten drahtlosen Sensorsystems in einer abschließenden Dissertation ausführlich dokumentiert und veröffentlicht.

Die Umsetzung des vorgestellten Transferkonzeptes nach Projektende ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt als durchführbar einzuschätzen, sodass davon ausgegangen werden kann das die Forschungsergebnisse einer hohen Anzahl an KMU's zugänglich gemacht werden. Eine Umsetzung der Forschungsergebnisse von interessierten KMU's kann durch die ausführliche Dokumentation ebenfalls problemlos vorgenommen werden.

### **Aus dem Projekt entstandene Veröffentlichungen:**

Berkemeyer, F.; Joost, M.; Lang, W. *Towards a Wireless Sensor System for Wind Turbine Control Optimization*. Proc. EWSN 2017, Uppsala, Sweden, 2017.

Berkemeyer, F.; Lang, W. *Wireless Inertial Measurements on Wind Turbine Rotor Blades*. Proc. DEWEK 2017, Bremen, Deutschland, 2017.

### **Im Rahmen des Projektes entstandene studentische Arbeiten**

*Modern control and estimation methods for mechanical stress reduction in wind turbines*, Masterarbeit, Universität Bremen, 2016

*Modellierung und Simulation der Krogmann 15-50 Windenergieanlage mithilfe einer Mehrkörpersimulation*, Diplomarbeit, Universität Bremen, 2016

*Modellierung der Turmstruktur der Krogmann 15-50 Windenergieanlage mithilfe einer Mehrkörpersimulation*, Bachelorarbeit, Universität Bremen, 2016

Schulz, E.-H. *Entwurf eines Auswertalgorithmus für inertielle Messdaten zur Bestimmung der Rotordynamik einer Windenergieanlage*. Universität Bremen, IMSAS, 2017.

Knoop, D. *Charakterisierung von Energy Harvestern in drahtlosen Sensornetzwerken*  
*Characterization of energy harvester in wireless sensor networks*. Universität Bremen, IMSAS,  
2017.

Mellenthin, K. *Entwurf, Aufbau und Test eines Drahtlosen Sensorknotens im Sub-Gigahertz  
Band*. Universität Bremen, IMSAS, 2016.

Khan, W. A. *Design, Implementation and Comparison of Time Synchronized Data Acquisition  
Protocol for Wireless Sensors*. Universität Bremen, IMSAS, 2016.