

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK, IEE
MESH ENGINEERING GMBH

GRIDLOADS – NEUE ANFORDERUNGEN AN TRIEBSTRANG- UND STRUKTURKOMPONENTEN VON WEA AUS NETZSTÜTZENDEN REGELUNGS- VERFAHREN

ABSCHLUSSBERICHT

Förderkennzeichen: 0324192A/B
Laufzeit: 01.09.2017 bis 29.02.2020
Zuwendungsempfänger: Fraunhofer IEE, Kassel
MesH Engineering GmbH, Stuttgart

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0324192A/B gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

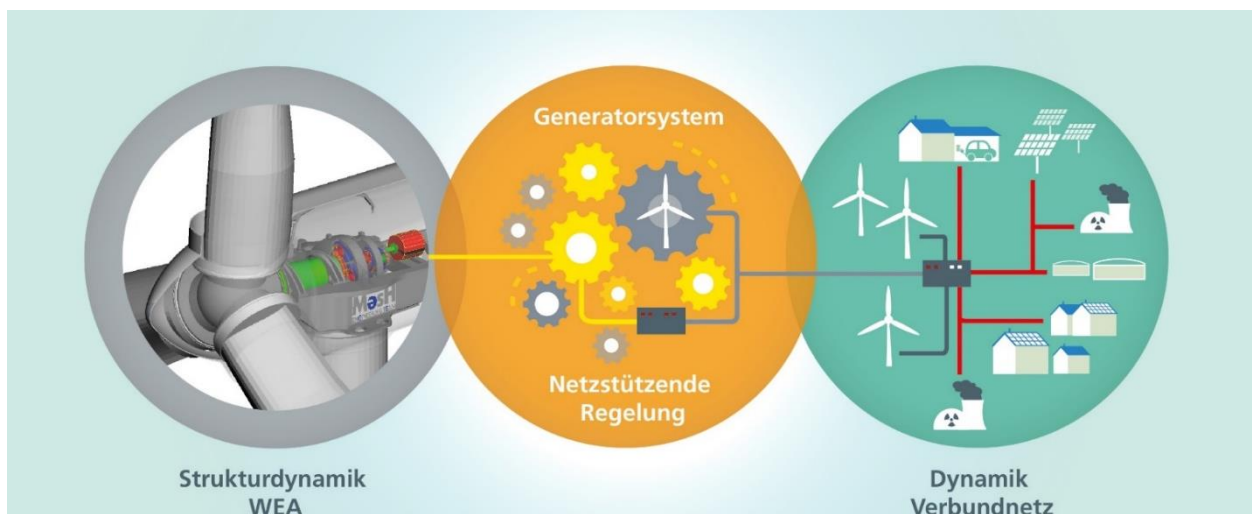
GRIDLOADS – NEUE ANFORDERUNGEN AN TRIEBSTRANG- UND STRUKTURKOMPONENTEN VON WEA AUS NETZSTÜTZENDEN REGULIERUNGSVERFAHREN

Boris Fischer¹, Martin Shan¹, Philipp Brosche¹, Peter Loepelmann¹

Alireza Rezaeian², Mohamed Sayed², Stefan Hauptmann²

1: Fraunhofer IEE, Kassel

2: MesH Engineering GmbH



Zusammenfassung

In diesem Forschungsprojekt wurden die Rückwirkungen von neuen, netzstabilisierenden Generatorregelungen auf die Strukturdynamik und die Lasten im Triebstrang und in der Tragstruktur einer Windkraftanlage untersucht. Der Fokus lag dabei auf der Bereitstellung von Netzträgheit (auch: Systemträgheit, Momentanreserve) aus den Rotoren der Anlagen. Die Gesamtheit der betrachteten Fallbeispiele zeigt, dass moderate, netzseitige Anforderungsszenarien als unkritisch aus Sicht der mechanischen Komponenten der Anlagen zu bewerten sind. Zur Beherrschung einzelner, spezieller Netzfehler kann es jedoch erforderlich sein, entweder wegen einer erweiterten Überlastfähigkeit signifikante Adaptionen des mechanischen Anlagendesigns vorzunehmen, oder zusätzliche Komponenten wie elektrische Kurzzeitspeicher, z.B. Superkondensatoren, einzuführen.

Insbesondere das schlagartige Auftreten von großen Leistungsdefiziten oder -überschüssen, beispielsweise beim Ausfall eines großen Kraftwerks oder der spontanen Inselnetzbildung durch einen sogenannten „System Split“, kann unter Umständen zu Belastungen führen, die über das konventionelle mechanische Anlagendesign hinausgehen. Ob und in welchem Ausmaß eine Überdimensionierung nötig ist, hängt entscheidend von den konkreten zu beherrschenden Fehlerszenarien ab, die der Netzbetreiber definiert.

Andere Anregungsmuster aus dem Netz, wie z.B. Netzpendelungen oder die Umschaltung von Stufentrafos, führen nur zu marginale Erhöhungen von Extrem- oder Ermüdungslasten an mechanischen Bauteilen. Auch die Analyse von veränderten bzw. neu entstehenden gekoppelten Schwingungsmoden mit den im Rahmen des Projekts entwickelten Methoden zeigte, dass über die Regelungssysteme zwar eine dynamische Interaktion zwischen elektrischen und mechanischen Systemteilen stattfindet. Allerdings ist die dadurch generierte Gesamtsystemdynamik unkritisch, insbesondere treten keine Instabilitätsphänomene auf. Einzig eine gegebenenfalls vorhandene aktive Triebstrangdämpfung kann einen koordinierten Regelungsentwurf der Dämpfungs- und Netzträghheitsfunktionen erforderlich machen.

Insgesamt stützen die Projektergebnisse die Hypothese, dass Windenergieanlagen mit Hilfe der in ihren Rotoren gespeicherten Energie dazu fähig sind, Netzträgheit bereitzustellen. Damit können sie bei dem durch die Energiewende bedingten Umbau der Energieversorgung einen wichtigen Beitrag zur Erhaltung Stabilität des elektrischen Netzes leisten. Einen wichtigen Aspekt in der dazu in Fachkreisen laufenden Debatte verstärkt das Projekt: Es kommt sehr auf die netzseitige Anforderungsspezifikation an, ob die Windenergieanlagen diesen Beitrag nur mit Änderungen bei den leistungselektronischen Komponenten und deren Regelungen erbringen können, oder ob hierfür signifikantere Änderungen des Anlagendesigns erforderlich sind. Wird die aus Systemsicht notwendige Gesamtträgheit gemäß der im Normalbetrieb verfügbaren Reserven auf eine Vielzahl von Einzelanlagen aufgeteilt, lassen sich die mechanischen Lasten wirkungsvoll begrenzen.

Inhaltverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG	5
INHALTVERZEICHNIS	6
1 EINLEITUNG UND MOTIVATION.....	8
2 STAND DER WISSENSCHAFT UND TECHNIK	10
3 MATERIAL UND METHODE	13
3.1 GRUNDLAGEN	13
3.1.1 <i>Netzbetrieb und netzstützende Regelungsverfahren</i>	<i>13</i>
3.1.2 <i>Relevante Netzstörungen und andere Lastfälle</i>	<i>13</i>
3.2 GESAMTSYSTEMMODELL UND LINEARISIERUNG	15
3.2.1 <i>Referenzanlage</i>	<i>15</i>
3.2.2 <i>Modellierung</i>	<i>16</i>
3.2.3 <i>Linearisierung</i>	<i>18</i>
3.3 WERKZEUGE FÜR DIE MODAL- UND STABILITÄTSANALYSE	25
3.3.1 <i>Partizipationsfaktoranalyse und Visualisierung (PAVIS)</i>	<i>25</i>
3.3.2 <i>Stabilitätstool</i>	<i>28</i>
3.4 VERFAHREN ZUR MODELLPARAMETRIERUNG AUS MESSDATEN.....	30
3.4.1 <i>Methodik</i>	<i>30</i>
3.4.2 <i>Experimentelle Voruntersuchung: Verwendung vorhandener Labordaten....</i>	<i>33</i>
4 STUDIEN UND ERGEBNISSE DES VORHABENS	36
4.1 SYSTEM SPLIT	36
4.1.1 <i>Trägheits-Anforderungen für System-Split-Ereignisse</i>	<i>36</i>
4.1.2 <i>Möglichkeit zur Bereitstellung von synthetischer Trägheit im Rahmen der gegebenen Systemgrenzen konventioneller WEA-Designs</i>	<i>37</i>
4.1.3 <i>Verfügbare Leistung und Energie einer WEA für die Erbringung von synthetischer Trägheit</i>	<i>38</i>
4.1.4 <i>Verteilung von Systemträgheit und Abregelung zwischen verschiedenen WEA und Windparks.....</i>	<i>40</i>
4.1.5 <i>Zusammenfassung</i>	<i>41</i>
4.2 ANREGUNG DER STRUKTURDYNAMIK AUS DEM NETZ	41
4.2.1 <i>Netzpendelungen</i>	<i>42</i>
4.2.2 <i>Leistungstransformator mit Stufenschalter</i>	<i>45</i>
4.3 ERHÖHTE ROBUSTHEIT BEI VARIIERENDEN NETZKONFIGURATIONEN DURCH KOORDINIERTER WINKEL- UND AMPLITUDENREGELUNG	48
4.3.1 <i>Triebstrangdämpfer und VSM: Systemanalyse und Motivation</i>	<i>48</i>
4.3.2 <i>Erweiterung der VSM durch koordinierte Winkel- und Amplitudenregelung.</i>	<i>49</i>
4.3.3 <i>Fallbeispiel HGÜ-Lastfall</i>	<i>54</i>
4.3.4 <i>Diskussion.....</i>	<i>62</i>
4.4 KLEINSIGNALANALYSE: GEKOPPELTE SCHWINGUNGSMODEN.....	62
4.4.1 <i>Analysekriterien</i>	<i>63</i>
4.4.2 <i>Einfluss der Querkopplung auf die „Swing Equation“</i>	<i>64</i>
4.4.3 <i>Die „Swing Equation“ mit einer VSM</i>	<i>64</i>
4.4.4 <i>Die „Swing Equation“ mit zwei VSMs.....</i>	<i>66</i>
4.4.5 <i>Veränderung der Eigendynamik durch Kopplung von Triebstrang und VSM .</i>	<i>67</i>
4.4.6 <i>Kompromiss zwischen Trägheitseмуляtion und aktiver Triebstrangdämpfung 69</i>	
4.4.7 <i>Zusammenfassende Bewertung des Kleinsignalverhaltens.....</i>	<i>71</i>
4.5 VSM-REGELUNG IN KOMBINATION MIT SUPER-KONDENSATOREN FÜR DIE REDUKTION MECHANISCHER LASTEN	71
4.5.1 <i>Regelungsschema für die Einbindung des Super-Kondensator-Moduls</i>	<i>71</i>
4.5.2 <i>Simulationsergebnisse.....</i>	<i>73</i>

4.5.3	<i>Zusammenfassung</i>	74
4.6	VERIFIZIERUNG DER LASTREDUKTIONEN UND NETZSTÜTZUNG IN DER NICHTLINEAREN SIMULATION 75	
4.6.1	<i>Methodik und Auswahl der Lastfälle</i>	75
4.6.2	<i>Analyse der Einflüsse der Netzstützung auf die Betriebsfestigkeitslasten und Ermüdung</i>	77
4.6.3	<i>Analyse der Einflüsse der Netzstützung auf die Extremlasten</i>	80
4.6.4	<i>Zusammenfassung</i>	82
5	DISKUSSION UND AUSBLICK	83
6	VERÖFFENTLICHUNGEN	87
7	LITERATURVERZEICHNIS	88

1 Einleitung und Motivation

Im Rahmen des Umbaus der deutschen Energieversorgung und des großflächigen Ausbaus der Windenergie müssen die Windenergieanlagen (WEA) zunehmend zur Netzstützung bzw. zur Netzstabilisierung beitragen. Die neuen Verfahren zur Generatorregelung, die derzeit zur Erbringung dieser Netzdienstleistungen diskutiert werden, führen zu einem Paradigmenwechsel der Betriebsweise der Anlagen. Der herkömmliche, drehzahlvariable Betrieb, der durch die windgeführte Wirkleistungseinspeisung eine weitgehende Entkopplung zwischen Netz und WEA ermöglicht, wird teilweise aufgegeben. Dies führt zu stärkerer Interaktion zwischen elektrischem Netz und strukturmechanischen Komponenten, siehe Abbildung 1.

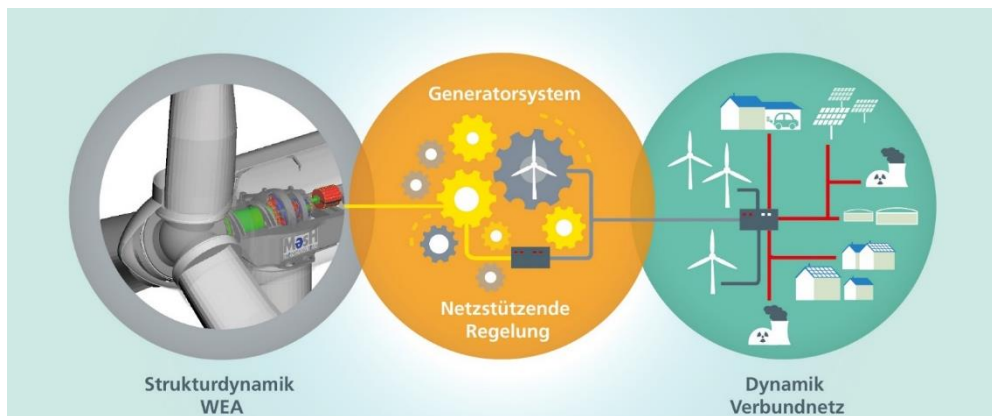


Abbildung 1: Gesamtsystem aus Strukturmechanik, Generatorsystem und Netz.

Die Anforderungen zur schnellen Netzstützung bei Störungsereignissen im Verbundnetz stellen zukünftig neue Anforderungen an die Generatorregelung von Windenergieanlagen. Insbesondere zur schnellen Frequenzstützung müssen hohe Gradienten in der Wirkleistung realisiert werden. Nach Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber ist zukünftig zur Vermeidung von Überfrequenz bei Teilnetzbildungen im europäischen Verbundnetzbereich eine Wirkleistungsreduktion mit Gradienten bis zu 50% pro 200 ms erforderlich, um eine Abtrennung von konventionellen Kraftwerken durch den Turbinen- / Generatorschutz zu vermeiden (Projekt Transstabil-EE 2016). Noch schnellere Änderungen können sich bei Verfahren zur Nachbildung von rotierenden Massen (Virtual Inertia) ergeben. Ziel dieser Verfahren ist die Begrenzung der Frequenzgradienten im Netz direkt nach einer Großstörung, etwa einem Kraftwerksausfall. Dabei wird zum Beispiel bei einem Frequenzeinbruch im Rotor gespeicherte Rotationsenergie über das Generatorsystem ins Netz eingespeist.

Die beschriebenen Wirkleistungsänderungen verursachen Änderungen des Drehmomentes am Generator und können somit die Struktur der WEA zu Schwingungen anregen und erhöhte mechanische Lasten zur Folge haben. Betroffen sind insbesondere der Triebstrang, also das gekoppelte System aus Rotorblättern, Wellen, Getriebe und Generator, aber auch der Turm der WEA. Durch Generatorregelungen, die mit hoher Dynamik auf Änderungen in Betrag und Phasenlage des lokalen Spannungszeigers reagieren, wird die Dynamik des Verbundnetzes effektiv mit der Strukturmechanik der WEA gekoppelt. Somit können gekoppelte Schwingungsmoden auftreten, die das Verhalten mehrerer Einzelanlagen untereinander als auch mit anderen Generatoren im Netz koppeln.

Zur Untersuchung der entstehenden Phänomene musste eine geeignete multidisziplinäre Analyseumgebung erstellt werden. Diese kombiniert ein Mehrkörpermodell der Strukturmechanik mit einem Modell zur Beschreibung der Generatordynamik und des elektrischen Netzes. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Möglichkeit, die Entstehung von Instabilität aufzuspüren, die aus der mannigfaltigen Wechselwirkung zwischen den aerodynamischen Kräften, elastischen Kräften, Trägheitskräften und den von dem netzstützenden Regelungssystem induzierten Kräften resultieren können. Ein derartiges Analysewerkzeug erlaubt hinreichend genaue Vorhersagen der aero-servo-elektro-elastischen Eigenschaften des Gesamtsystems aus Abbildung 1. Darüber hinaus erlaubt es die notwendige Untersuchung der aktiven Beeinflussung des Schwingungsverhaltens über die Regelung des Generatorsystems. Es ermöglicht somit einen ganzheitlichen Entwurf der unterschiedlichen Reglerfunktionen.

Die komplexe dynamische Interaktion tritt insbesondere dann auf, wenn die WEA Netzträchtigkeit bereitstellt, und die dazu benötigte Energie ihrem Rotor entnimmt. Es findet hierbei eine quasi-instantane Interaktion zwischen Strukturmechanik und Netz statt, und für die Strukturmechanik sind neue, netzseitig entstehende Anregungsmuster zu verzeichnen. Dabei müssen zum einen stoßförmige Anregungen durch Großstörungen wie dem sogenannten „System Split“ auf die Extremlasten berücksichtigt werden. Zum anderen können auch Anregungen mit geringer Amplitude aus dem „Umgebungsrauschen“ des elektrischen Netzes relevant sein. Dies umfasst stochastische Anteile wie kleine Spannungssprünge durch das Umschalten von Leistungstransformatoren sowie periodische Anteile, die aus großflächigen Netzpendelungen resultieren.

Die Projektarbeiten konzentrierten sich daher auf Regelungsverfahren, die WEAn zur Bereitstellung von Netzträchtigkeit ertüchtigen. Die für die durchgeführten Simulationsstudien benötigten Auslegungsszenarien orientieren sich tendenziell an den Anforderungen des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes.

Der Abschlussbericht gliedert sich wie folgt. In Kapitel 2 wird der Stand von Wissenschaft und Technik zu den mechanischen Lasten bei Wirkleistungsregelung und bei Netzträchtigkeitsbereitstellung dargestellt. Kapitel 3 widmet sich den methodischen Grundlagen und Werkzeugen, mit denen die in Kapitel 4 dokumentierten Einzelstudien durchgeführt wurden. Kapitel 5 bewertet diese Studienergebnisse in ihrer Gesamtheit bezüglich der Projektziele. Es folgt eine Liste der Veröffentlichungen des Projekts und ein Literaturverzeichnis.

2 Stand der Wissenschaft und Technik

Systemdienstleistungen für das elektrische Versorgungsnetz, die heutige Windenergieanlagen zu erbringen haben, beschränken sich im Wesentlichen auf zwei Maßnahmen. Die erste ist die Stützung kurzzeitiger Spannungseinbrüche (sogenanntes FRT, Fault-Ride-Through). Dabei dürfen sich die Anlagen beim Fehlereintritt nicht sofort vom Netz trennen, sondern müssen für eine kurze Zeitspanne, die je nach Grid-Code variiert und im Bereich weniger 100ms liegt, spannungsstützende Maßnahmen erbringen (Howlander und Senjyu 2016). Die zweite ist eine Möglichkeit zur Reduktion der eingespeisten Wirkleistung. Hierbei ist zu unterscheiden zwischen dem „Einspeisemanagement“ zur Entlastung von Netzengpässen (Bundesnetzagentur 2018), die vom Netzbetreiber angefordert wird, und der automatischen Drosselung der Anlagen im Falle einer Überfrequenz, die mit LFSM-O (Limited frequency sensitive mode – overfrequency) bezeichnet wird (ENTSO-E 2017c).

Mechanische Lasten gedrosselter WEA

Beim FRT kommt es aus Sicht der Anlage zu einem (ggf. wiederholten) kurzzeitigen Spannungseinbruch im Netz mit einer Dauer von einigen 100ms. In dieser Zeit kann keine Wirkleistung ans Netz abgegeben werden. Durch geeignete technische Maßnahmen, z.B. Bremswiderstände im Umrichter, können jedoch bei modernen Anlagen die Auswirkungen auf das Generatormoment minimiert werden. Sieht man von der Auslösung von Not-Stopp-Fahrten durch zu lange anhaltende Spannungseinbrüche ab, ist die eigentliche FRT-Fähigkeit der Anlagen vom mechanischen Systemteil somit praktisch entkoppelt.

Demgegenüber wirkt sich die gedrosselte Fahrweise mit reduzierter Wirkleistungseinspeisung auf die mechanischen Lasten aus. Es ist daher kein Wunder, dass sich in der wissenschaftlichen Literatur etliche Veröffentlichungen finden, die diese Auswirkungen untersuchen.

Es gibt Arbeiten, die sich mit der regelungstechnischen Umsetzung der Drosselung beschäftigen, und eine möglichst komponentenschonende Fahrweise zum Ziel haben, siehe z.B. (van der Hoek und Kanev 2017; Lio et al. 2018). Andere Arbeiten betrachten die Auswirkungen verschiedener Drosselungsstrategien, u.a. auch solche, die eine Leistungsreserve zur Erbringung von Primärregelleistung ermöglichen, siehe z.B. (Fleming et al. 2016). Weitere sehr spezielle Beispiele sind (Richards et al. 2014), wo anhand eines detaillierten Strukturmodells die Effekte einer Absenkung der Nennleistung auf 50% des nominalen Wertes auf die Rotorblätter untersucht werden, und (Galinos et al. 2018), wo die Auswirkungen auf Anlagen untersucht werden, die in einem Windpark hinter einer gedrosselten Anlage stehen. Sehr interessant ist in diesem Zusammenhang auch die Auswertung von Felddaten in (Kretschmer et al. 2020), die die mannigfaltigen Simulationsstudien qualitativ bestätigen.

Zusammengefasst deuten alle diese Arbeiten darauf hin, dass die leistungsgedrosselte Fahrweise die mechanische Belastung der meisten Komponenten reduziert. Dies resultiert hauptsächlich aus einer generellen Senkung des Rotorschubs, der üblicherweise mit der Drosselung einhergeht. Es gibt nur zwei Effekte, die sich in manchen Fällen negativ auf die Lasten auswirken können. Zum einen führt die regelungstechnische Umsetzung der Drosselung oft zu einem erhöhten Mittelwert der Drehzahl. Damit kann sich die Anzahl der gravitationsbedingten Lastwechsel an den Blättern in Schlagrichtung erhöhen. Zum anderen kann die Drosselung je nach Realisation zu einer erhöhten Aktivität des Blattverstellungssystems führen.

Mechanische Lasten durch Netzträgeit aus dem WEA-Rotor

Generell müssen bei der Bereitstellung von Netzträgeit (auch Systemträgeit, Momentanreserve) mit Hilfe der kinetischen Energie des Rotors zwei Klassen von Verfahren unterschieden werden: ereignisbasierte und kontinuierliche Verfahren.

Bei den ereignisbasierten Verfahren wird die aktuelle Netzfrequenz überwacht. Wenn bestimmte Grenzwerte verletzt werden, löst dies automatisch ein Steuerungsmanöver aus. Wird zum Beispiel detektiert, dass die Netzfrequenz zu schnell absinkt (auf Grund eines Leistungsdefizits), veranlasst die Steuerung die WEA, ihre Wirkleistungseinspeisung für wenige Sekunden zu erhöhen und dadurch den Rotor kurzzeitig abzubremesen. Derartige Funktionalitäten müssen WEA seit geraumer Zeit in einigen speziellen Netzen zur Verfügung stellen (Brisebois und Aubut 2011) und können als Stand der Technik betrachtet werden, siehe z.B. (Fischer et al. 2016). Es ist allerdings zu beachten, dass die Verfahren dieser Klasse nur verzögert und nicht instantan auf Wirkleistungsungleichgewichte reagieren können. Sie sind daher darauf angewiesen, dass ausreichend viele der anderen Netzteilnehmer dies tun. Für die mechanischen Lasten an der WEA sind die ausgelösten Steuermanöver aufgrund ihrer ausreichend glatten Umschaltflanken von marginaler Bedeutung.

Dies ist bei der zweiten Klasse von Verfahren, bei denen die WEA kontinuierlich Netzträgeit aus ihrem Rotor bereitstellt, nicht offensichtlich. Hier bildet die WEA mit Hilfe des Regelungssystems der Leistungselektronik das Trägheitsverhalten eines Synchrongenerators nach, siehe z.B. (D'Arco und Suul 2013; Duckwitz et al. 2014; Duckwitz 2019). Die Verfahren werden deshalb gerne als „Virtuelle Synchronmaschine“ (VSM) bezeichnet.¹ Durch die quasi-instantane Kopplung zwischen Komponenten von Netz und WEA über die Regelung entsteht ein komplexes dynamisches Gesamtsystem. Veröffentlichungen, die diesem Aspekt Rechnung tragen, und sowohl die elektromechanische Seite der WEA-Lasten als auch die energieelektrische des Netzes bewerten, sind spärlich gesät. Zwei Arbeiten, die sich mit zusätzlichen, aus dem elektrischen Netz induzierten den WEA-Lasten beschäftigen, sind (Wang et al. 2017) und (Gloe et al. 2018).

In (Wang et al. 2017) fällt bei zwei generischen Testnetzen ein Teil der konventionellen Synchrongeneratoren weg. Diese Simulationsszenarien stellen somit den Fall eines System Splits nach, bei dem in einem abgetrennten Teilnetz eine Unterversorgung eintritt. Den plötzlichen Wegfall der eingespeisten Wirkleistung müssen neben den verbliebenen Synchrongenerator auch die WEA mit Trägheitsbereitstellung kompensieren. Arbeiten letztere im Volllastbereich, kommt es zu deutlichen Momentenspitzen im WEA-Triebstrang. Konkret fallen in beiden betrachteten Szenarien etwas mehr als 10% der aktuellen Einspeiseleistung weg. Für ein Szenario sind mechanische Lasten angegeben: Die Parametrierung der Trägheitsbereitstellung der WEA führt dazu, dass das maximale Triebstrangmoment etwa 130% des Nennwertes beträgt.

(Gloe et al. 2018) betrachten die zusätzlichen Ermüdungslasten an den WEA, die aus der kontinuierlichen Anregung durch die stochastischen Schwankungen der Netzfrequenz entstehen. Die Schwankungen werden mit Hilfe von Messreihen aus dem zentral-europäischen sowie dem indischen Netz kategorisiert. Letzteres ist besonders interessant, denn im indischen Netz sind die Schwankungen deutlich stärker ausgeprägt. Für einige Komponenten ergibt sich bei moderaten Szenarien eine Erhöhung der Schadensäquivalenten Lasten um maximal 1.5%. Extremere Szenarien, von denen die Autoren

¹ In diesem Zusammenhang wird auch häufig von „virtueller Trägheit“ gesprochen. Wird die Momentanreserve allerdings nicht einem zusätzlichen Energiespeicher, wie z.B. einer Batterie, entnommen, sondern kommt direkt aus dem Rotor der WEA, ist das Adjektiv „virtuell“ im strengen Wortsinne unpassend, denn die Trägheit der WEA-Rotoren ist real.

jedoch schreiben, dass nicht unterscheidbar ist, ob es sich dabei um tatsächliche Netzereignisse oder Artefakte des Messsystems handelt (Gloe et al. 2018, S. 185), haben um bis zu 6,5% erhöhte Lastwerte zur Folge.

Beiden Arbeiten, (Wang et al. 2017) und (Gloe et al. 2018), verwenden stark vereinfachte Modelle des leistungselektronischen Teilsystems der WEA. Netz- und generatorseitige Umrichter und Zwischenkreis inklusive deren Regler sind nicht aufgelöst. Damit ist die Nachbildung der Wechselwirkung zwischen den verschiedenen Systemteilen nicht vollständig. Neu entstehende, gekoppelte Schwingungsmoden und ggf. auftauchende Instabilitätsphänomene können damit nicht realistisch abgebildet werden.

Zwei weitere Veröffentlichungen, die sich zwar nur am Rande mit mechanischen Lasten befassen, sind sehr interessant: (Brogan et al. 2018) und (Roscoe et al. 2019b). Es handelt sich hierbei um Berichte über zwei umfangreiche Feldtests; bei dem ersten wurden Experimente durchgeführt mit einzelnen WEA, die kontinuierlich Netzträgeit über eine nicht näher beschriebene Virtuelle Synchronmaschine bereitstellen, während im zweiten Fall Experimente in einem Park mit 23 Anlagen stattfanden. Die Tests demonstrieren, dass die Bereitstellung von Netzträgeit aus WEA-Rotoren im Falle moderater Netzereignisse ohne größere technische Änderungen an den Anlagen umsetzbar ist. Die Autoren weisen jedoch auch darauf hin, dass extremere Ereignisse, wie große Phasensprünge der Netzspannung und langanhaltende, negative Frequenzrampen, noch bedeutende Herausforderungen darstellen.

3 Material und Methode

3.1 Grundlagen

3.1.1 Netzbetrieb und netzstützende Regelungsverfahren

Zur Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung müssen bestimmte Betriebsgrößen des elektrischen Versorgungsnetzes innerhalb vorgegebener Toleranzbereiche gehalten werden. Hierfür sorgen bestimmte Teilaspekte der sogenannten „Systemdienstleistungen“. Neben der Betriebsführung sind dies vor allem die Frequenz- und Spannungshaltung. Im Kontext des Projektes „GridLoads“ spielt die Frequenzhaltung die entscheidende Rolle, da die damit im Zusammenhang stehenden Regelungsmechanismen die Wirkleistung beeinflussen und sich dies bei über elektrische Generatoren einspeisende Erzeugern auf deren mechanischen Komponenten auswirkt.

In den heutigen elektrischen Verbundnetzen ist die Abweichung der Netzfrequenz von ihrem Nennwert (50 bzw. 60Hz) ein Maß für ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch. Werden Verbraucher zu- oder abgeschaltet, oder fallen Kraftwerke unvorhergesehen aus, greift zunächst in der Hauptsache ein den großen, direktgekoppelten Synchronmaschinen inhärenter Stabilitätsmechanismus. Deren rotierende Schwungmassen werden entsprechend dem Vorzeichen des Wirkleistungsungleichgewichts beschleunigt oder abgebremst. Da die Gesamtheit der Drehzahlen aller Synchrongeneratoren proportional zur Netzfrequenz ist, steigt oder sinkt letztere. Im ersten Moment kommt die Ausgleichsenergie also zunächst aus trägen Schwungmassen, weshalb dieser Mechanismus als Momentanreserve bzw. Netzträgheit oder Systemträgheit bezeichnet wird.¹

Zur Wiederherstellung der Nenndrehzahlen bzw. der Nennfrequenz übernimmt nach kurzer Zeit die sogenannte Regelenergie oder Regelleistung. Es handelt sich dabei um explizit vorgehaltene Reserven, die automatisch im Bedarfsfall abgerufen werden. Reicht dies bei heftigen Störungen nicht aus, um die Netzfrequenz schnell genug zu stabilisieren, müssen im Unterfrequenzfall Lasten abgeschaltet (Lastabwurf) und bei Überfrequenz Erzeugungsanlagen gedrosselt oder abgeschaltet werden.

3.1.2 Relevante Netzstörungen und andere Lastfälle

Dieses Projekt betrachtet neuartige, wirkleistungsbezogene Netzdienstleistungen, die über geeignete Regelungsverfahren direkt mit Hilfe der im Wind und in den Rotoren verfügbaren Energie realisiert werden. Dabei unterscheiden sich aus Sicht der Anlagenmechanik zwei prinzipielle Kategorien:

1. Der gedrosselte Betrieb, bei dem die Anlagen entweder im Bedarfsfall kurzfristig gedrosselt werden, oder permanent mit reduzierter Leistung gefahren werden, um einem der konkreten Netzdienstleistung entsprechenden, zusätzlichen Wirkleistungsbeitrag einspeisen zu können.
2. Die Bereitstellung von Momentanreserve (auch: „Trägheitsemulation“), bei der der inhärente Stabilitätsmechanismus der direkt netzgekoppelten Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke nachgebildet wird.

¹ Streng genommen handelt es sich bei Momentanreserve nicht um eine Systemdienstleistung, denn es handelt sich dabei um eine physikalische Eigenschaft der Synchronmaschinen, die früher die Erzeugungsseite dominiert haben.

Der Unterschied liegt darin, dass in Lastfällen mit gedrosseltem Betrieb die Interaktion zwischen Windenergieanlage und Netz einen eher ereignisdiskreten Charakter aufweist und im Zeitbereich von mehreren Zehntelsekunden bis Stunden liegt. In Lastfällen der Kategorie Momentanreserve findet demgegenüber eine quasi-instantane Interaktion statt, was zum Entstehen eines komplexeren, dynamischen Gesamtsystems führt. Weil diese Fälle tendenziell eher zu einer Erhöhung der Anlagenlasten führen können, und weil der diesbezügliche Forschungsstand große Lücken aufwies, lag Kategorie „Trägheit“ im Fokus dieses Projektes. Abbildung 2 zeigt eine Kategorisierung der Auswirkungen.

Für die Kategorie der Drosselungen ist ein erweiterter Bereich von Arbeitspunkten zu berücksichtigen, wie z.B. das Pitchen der Blätter bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten, wenn die Nennleistung der Anlage herabgesetzt wird. Dies verändert vor allem die auftretenden Rotorschübe und hat einen Einfluss auf die Anzahl der Umdrehungen, bzw. die damit assoziierten Anlagenlasten sind verändert. Eine erste Abschätzung der Effekte bei gedrosselter Fahrweise findet sich in (Fleming et al. 2016). Es zeigt sich, dass sich durch Drosselung die Strukturlasten tendenziell eher reduzieren, wenn gleich es bestimmte Fälle und Komponenten gibt, für die eine leichte Erhöhung der Ermüdungslasten wahrscheinlich ist.

Der vergrößerte Bereich von Arbeitspunkten kann auch noch einen weiteren Effekt zur Folge haben. Andere Arbeitspunkte verursachen andere stationäre Kombinationen von Drehzahl und Drehmoment. Besonders vom Getriebe ausgehend können hier neue Anregungsfrequenzen entstehen. Damit wird es schwieriger, die Entstehung von unerwünschten Schallemissionen, sogenannte Tonalitäten, zu vermeiden, siehe z.B. (Vanhollebeke 2015).

In der in dieser Arbeit genauer untersuchten Kategorie handelt es sich um die Verfahren zur Bereitstellung von Netzträglichkeit. Hier sind neben Veränderungen der Struktur- dynamik durch direkte Interaktion von mechanischen und elektrischen Systemteilen über die Regelungsfunktionen aus Sicht der Struktur- dynamik, wie sie in Abschnitt 4.4 analysiert werden, auch neue, netzseitig entstehende Anregungsmuster zu berücksichtigen. Dafür ist es sinnvoll, Normalbetrieb und Fehlerfälle des Netzes getrennt zu betrachten, siehe Abbildung 2.

Im Normalbetrieb tritt netzseitig eine noch näher zu spezifizierende stochastische Anregung auf. Dies umfasst Ereignisse wie zum Beispiel das sporadische Umschalten von Stufentransformatoren am Parkanschluss zur Spannungstabilisierung oder auch die leichte Schwankung der Netzfrequenz um ihren Nennwert durch Netzpendelungen. Solche permanent vorhandenen Einflüsse können ggf. Ermüdungslasten erzeugen. Die im Projekt bei den Simulationen mit der Referenzanlage auftretenden, zusätzlichen Ermüdungslasten weisen darauf hin, dass diese Lastfälle kein signifikantes Redesign der Anlage erfordern, siehe die Abschnitte 4.2, 4.4 und 4.6.

Als Netz-Fehlerfälle, die signifikante Extremlasten zur Folge haben können, betrachten wir in diesem Projekt zwei verschiedene Ereignisse: zum einen die stoßförmigen Anregungen, die aus Großstörungen wie dem sogenannten „System Split“ (Deutsche Energie-Agentur GmbH 2014) resultieren; zum anderen oszillierende Anregungen aus Netzpendelungen mit extremer Amplitude, verursacht z.B. von einem plötzlichen Ausfall einer Übertragungsleitung (ENTSO-E 2017a). Extreme Netzpendelungen im europäischen Verbundnetz sind gemäß der Untersuchungen in Abschnitt 4.2.1 unkritisch. Im Falle des System-Splits kommt es entscheidend auf die von den Netzbetreibern geforderte Spezifikation bzw. das Worst-Case-Szenario an, siehe die Abschnitte 4.1, 4.3, 4.5 und 4.6.

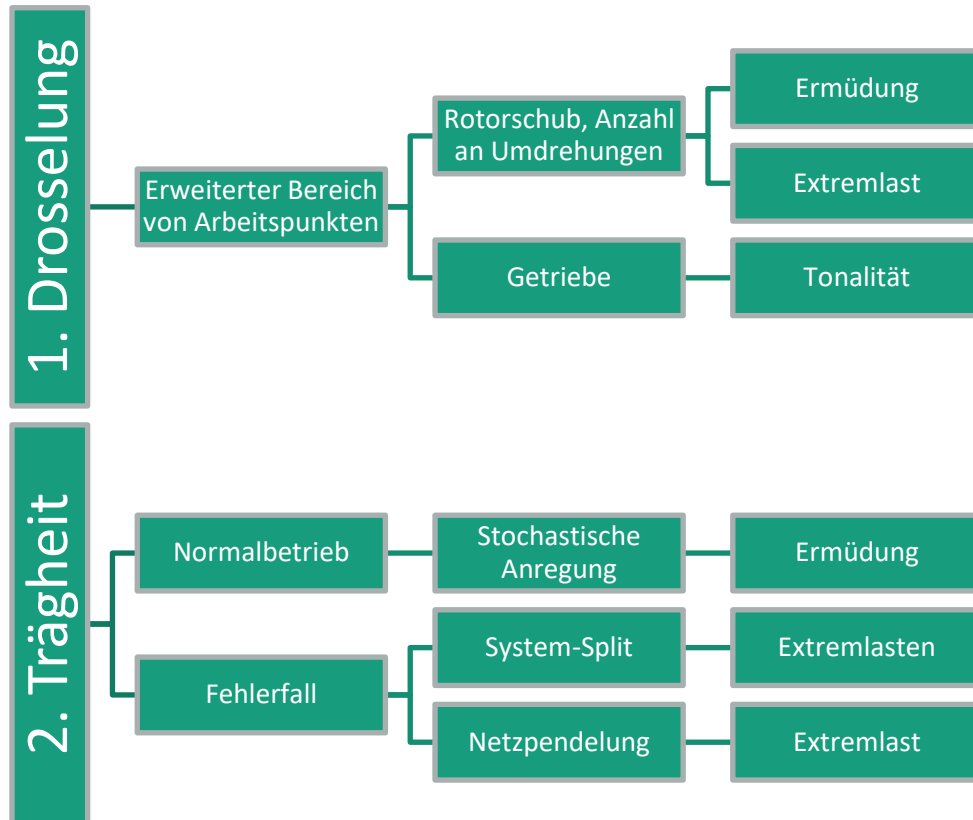


Abbildung 2: Schema für die Kategorisierung der Auswirkungen der wirkleistungsbezogenen Netzdienstleistungen auf die Anlagenmechanik.

3.2 Gesamtsystemmodell und Linearisierung

Dieser Abschnitt beschreibt das Design der gewählten Referenz-WEA, die Teilmodelle der verschiedenen physikalischen Domänen und den Einsatz der verwendeten Simulationstools. Auch die Prozedur zur teilautomatisierten Erzeugung von linearisierten Modellen wird vorgestellt.

3.2.1 Referenzanlage

Die in diesem Projekt betrachtete WEA ist ein generisches Referenzmodell. Die Daten wurden von der Technischen Universität München (TUM) bereitgestellt (Bortolotti et al. 2019). Diese WEA ist eine große Multi-Megawatt-Horizontalachsenanlage mit einem Rotordurchmesser von 130 m und 110 m Rotornabenhöhe. Der Rotorkonuswinkel beträgt 3° , während die Rotorwelle 5° Tiltwinkel hat. Die charakteristischen Daten dieser Anlage sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: TUM 3.6 MW Windenergieanlage

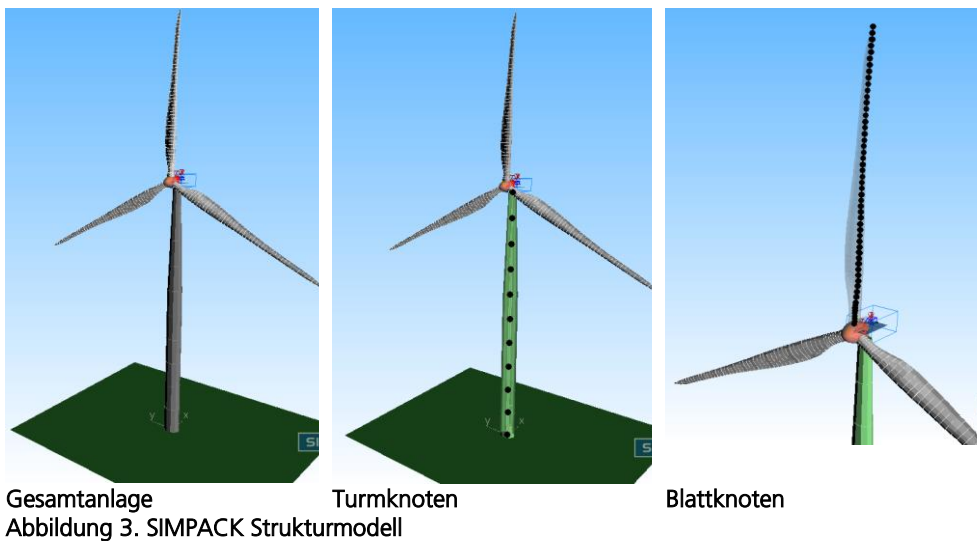
Class and Category	IEC Class 3A	TSR Rated	8,163
Number of Blades	3	Omega Rated	11,753 rpm
Rated Mechanical Power	3,6 MW	Max Tip Speed	80 m/s
Rotor Diameter	130 m	Cut In Wind Speed	3 m/s
Hub Height	110 m	Cut Out Wind Speed	25 m/s
Rotor Cone Angle	3 deg	Wind Speed Rated	9,8 m/s
Nacelle Uptilt Angle	5 deg		

3.2.2 Modellierung

Die Teilmodelle für Struktur- und Aerodynamik bzw. für die regelungstechnischen und elektrischen Komponenten wurden entsprechend der physikalischen Domänen in den kommerziellen Programmpaketen SIMPACK bzw. Matlab/Simulink modelliert. Für nichtlineare Zeitbereichssimulationen des Gesamtsystems wurde eine Schnittstelle zur Co-Simulation zwischen beiden Programmen gewählt.

Strukturdynamik

Die Windturbinenkomponenten werden mit Hilfe des Mehrkörpersimulationstools SIMPACK modelliert, dabei sind Turm und Rotorblätter elastisch, siehe Abbildung 3.



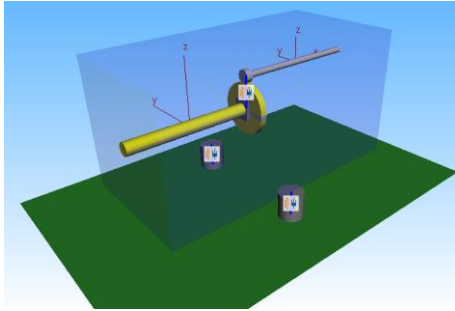
Das Rotorblatt wird durch einen flexiblen Körper mit 54 flexiblen Zwei-Knoten-Timo-schenko-Balkenelementen modelliert, siehe Abbildung 3c. Dieser Balkenelementtyp umfasst die Effekte der transversalen Scherspannung und der Rotationsträgheitseffekte. Jedes Element hat sechs Freiheitsgrade pro Knoten (drei Translationen und drei Rotationen) und wird durch eine Reihe von Parametern definiert, die die Geometrie- und Steifigkeitseigenschaften beschreiben. Scherzentrum, elastisches Zentrum, Schwerpunkt und geometrische Verdrehung sind ebenfalls definiert (Bortolotti et al. 2019). Die Rotorblätter werden vom SIMPACK Rotorblade Generator basierend auf den zuvor genannten Struktureigenschaften generiert. Anschließend werden die erzeugten Blätter als Unterkonstruktion im gesamten Windturbinenmodell verwendet.

Der Turm wird ebenfalls durch einen flexiblen Körper mit zehn flexiblen Zwei-Knoten-Euler-Bernoulli-Balkenelemente modelliert, siehe Abbildung 3b. Für diesen Balkenelementtyp sind die Effekte der transversalen Scherspannung und der Rotationsträgheit nicht berücksichtigt. Die Nabe, die Gondel, das Getriebe und der Generator werden durch Starr-Elemente modelliert.

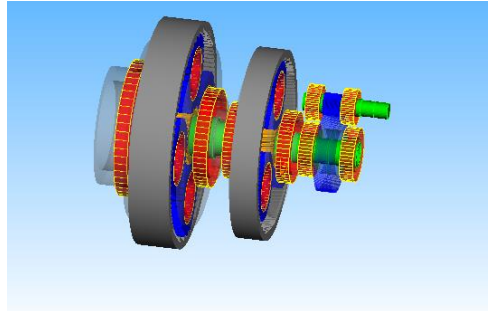
Für die Untersuchungen werden zwei Modelle des Getriebes verwendet (Abbildung 4). Diese unterscheiden sich durch die Flexibilität, Freiheit, und der Anzahl der Körper:

1. Einfaches Getriebe
 - High-Speed und Low-Speed sind steife Wellen
 - Zwei Lager (Freiheitsgrad 6)
 - Gesamtübersetzung: 97
2. Detaillierte Getriebe
 - Basierend auf NREL 5MW WEA
 - Stufen: zwei Planetenstufen (4 – 3 Planeten), eine Stirnradstufe

- Gesamtübersetzung: 96,977
- Anbindung an Gondel über Drehmomentstützen



Einfach
Abbildung 4. Modelle des Getriebes



Detailliert

Aerodynamik

Die aeroelastischen Simulationen werden durch die Kopplung zwischen SIMPACK und dem AeroDyn-Drittmodul durchgeführt. AeroDyn ist ein Zeitbereich-Windturbinen-Aerodynamik-Modul, das auf der „Blade Element Momentum“ (BEM) Theorie basiert. Die Ankopplung von SIMPACK an AeroDyn vereinfacht die aeroelastischen Untersuchungen und ermöglicht eine schnelle Berechnung der Blattlasten auf Basis der vordefinierten Rotorpolaren (Sayed et al. 2016). Die Strömungspolaren wurden von der TUM für alle DUxx-Wx-Profile von AOA 180° bis AOA -180° übermittelt (Bortolotti et al. 2019). Die gekoppelten BEM-SIMAPCK-Simulationen in dieser Arbeit werden mit dem Beddoes-Leishman Dynamic-Stall-Modell, Prandtl-Spitzenverlust- und Prandtl-Nabenverlust-Modellen durchgeführt. Das Blatt wird entlang seines Radius in 53 Zwei-Knoten-Elemente unterteilt, siehe Abbildung 3c.

Regler und elektrische Komponenten

Abbildung 5 zeigt eine schematische Darstellung des Gesamtsystems mit elektrischen Komponenten aus der Sicht der Regelungssysteme. Für die Referenzanlage wurde ein einfacher Standardregler implementiert, der die beiden Hauptbetriebsmodi Teillast und Volllast realisiert. Dabei wird die Anlage im Teillastbereich über das Generatormoment im aerodynamisch optimalen Betrieb gefahren, und im Volllastbereich über das Blattverstellsystem die Leistungsaufnahme im Bereich der Nennleistung gehalten, siehe z.B. (Geyler und Caselitz 2008).

Für den leistungselektronischen Teil wird ein Vollumrichter gewählt, da dieser in Bezug auf die Implementierung von netzstützenden Verfahren Vorteile gegenüber doppelgespeisten Varianten aufweist. Des Weiteren wurde die Applikation netzstützender Regelungsverfahren bisher vorwiegend für Vollumrichter untersucht. Die Umrichterregelung gewährleistet sowohl generator- als auch netzseitig die korrekten Wirk- und Blindleistungen. Zudem beinhaltet dieser Block die netzstabilisierenden Regelungsalgorithmen.

Leistungselektronische Schaltvorgänge werden nicht modelliert, da diese im Bereich mehrerer Kilohertz stattfinden, und der Schwerpunkt der durchgeführten Untersuchungen auf deutlich niedrigeren Frequenzbereichen liegt. Stattdessen kommen Mittelwertmodelle für die Pulsweitenmodulation (PWM) zum Einsatz. Das Verhalten der restlichen elektrischen Bauelemente und der Netzkomponenten wird mittels differenzial-algebraischer Gleichungen abgebildet.

Die Simulation sowohl der elektrischen Teilsysteme als auch der regelungstechnischen Komponenten erfolgt mit dem Programmpaket Matlab/Simulink.

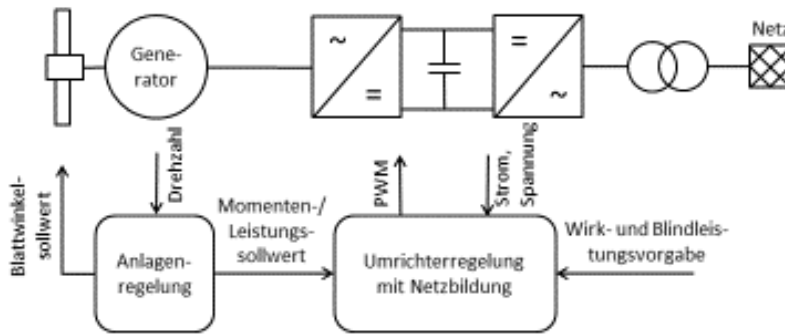


Abbildung 5: Schematische Darstellung des Gesamtsystems mit Reglern und elektrischen Komponenten.

Kopplung mittels multidisziplinärer Simulation

Für die Kopplung der beschriebenen Teilmodelle der WEA wird die Co-Simulationschnittstelle SIMPACK-SIMULINK verwendet. Diese Schnittstelle ermöglicht einen Datenaustausch zwischen Strukturmodell und Regelungssystem zu vom Anwender definierten Zeitschritten. Dieser Datenaustausch wird anhand von definierten Input- und Output-Vektoren realisiert. Abbildung 6 zeigt das Gesamtmodell und die Verbindung der Teilmodelle durch Elemente der Input- und Output-Vektoren.

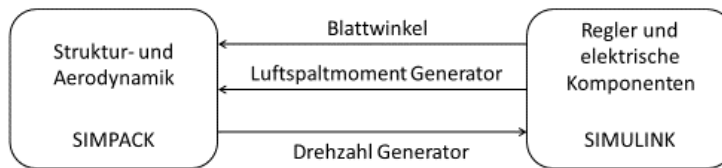


Abbildung 6: Schematische Darstellung des gekoppelten Simulationsmodells.

3.2.3 Linearisierung

Um die Schwingungsphänomene des gesamten Windkraftanlagensystems einschließlich der Wechselwirkung der verschiedenen Teilsysteme (Regler, Netzanschluss, aerodynamische und strukturelle Dynamik) zu verstehen, ist eine Untersuchung im Frequenzbereich erforderlich. Dafür muss das Gesamtsystem linearisiert werden. Die Linearisierung erfolgt zunächst getrennt für die beiden Teilsysteme in SIMPACK und SIMULINK. Danach werden die linearen Zustandsraummodelle der beiden Teilsysteme gekoppelt.

Ablauf der Linearisierung für das Gesamtsystem

Zur Anwendung eines linearen Verfahrens für die strukturdynamische Analyse (z.B. Modalanalyse oder Stabilitätsanalyse) der WEA wird zuerst das Gesamtsystem um einen ausgewählten Arbeitspunkt linearisiert (Rezaeian und Hauptmann 2016). Das Flussdiagramm in Abbildung 7 zeigt schematisch den Ablauf der Linearisierung.

Es werden die die Struktur beschreibenden Zustandsgrößen und die aerodynamischen Zustandsgrößen, im Folgenden mit x_2 bezeichnet, im MKS-Tool ausgewählt. Auf der SIMULINK-Seite werden die Zustandsgrößen der dynamischen Regler- und Netzkomponenten ausgewählt, im Folgenden mit x_1 bezeichnet, und das Modell für die Linearisierung vorbereitet.

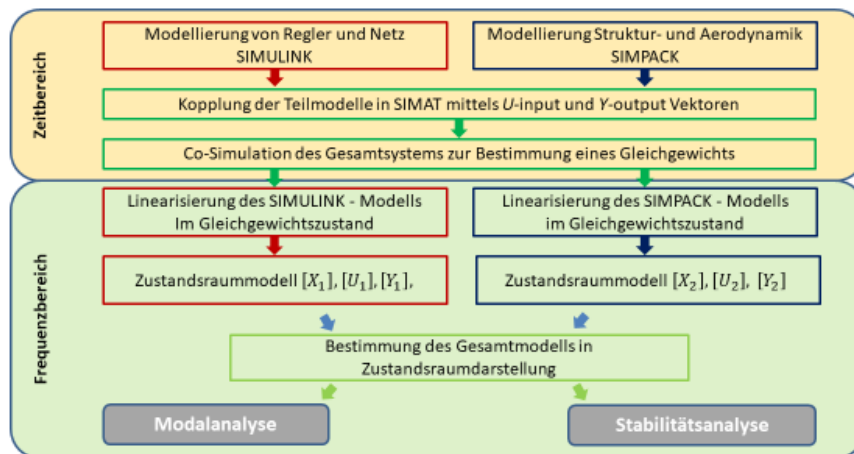


Abbildung 7: Flussdiagramm zur Erläuterung des Ablaufs der Linearisierung des gekoppelten Gesamtsystems

Die Arbeitspunkte für die Linearisierung werden mittels der im vorigen Abschnitt beschriebenen Co-Simulation im Zeitbereich berechnet. Mit Hilfe der Linearisierungsroutinen der beiden Simulationsprogramme werden lineare Zustandsraummodelle der einzelnen Teilsysteme berechnet:

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ y_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ u_1 \end{bmatrix} \quad \text{bzw.} \quad \begin{bmatrix} \dot{x}_2 \\ y_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_2 & B_2 \\ C_2 & D_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_2 \\ u_2 \end{bmatrix}.$$

Die konkreten Linearisierungsroutinen sind in den beiden nachfolgenden Abschnitten beschrieben.

Die Zusammenstellung aller Zustandsgrößen in einem Vektor und die sich aus der Kopplung der Ein- und Ausgänge der Teilmodelle, d.h. $y_2 = u_1$ und $y_1 = u_2$, ergebenden algebraischen Umformungen liefern das lineare Zustandsraummodell des Gesamtsystems zu

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_1 + B_1(I - D_2D_1)^{-1}D_2C_1 & B_1(I - D_2D_1)^{-1}C_2 \\ B_2(I - D_1D_2)^{-1}C_1 & A_2 + B_2(I - D_1D_2)^{-1}D_1C_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}.$$

Damit steht eine Systemmatrix des Gesamtsystems für die strukturdynamische Analyse (z.B. Modalanalyse oder Stabilitätsanalyse) zur Verfügung.

Implementieren eines Verfahrens zur Linearisierung des Gesamtsystems

Für die Linearisierung des Gesamtsystems können verschiedene Methoden zum Einsatz kommen. Während des Berichtszeitraums wurde ein ausgewähltes Verfahren in MATLAB implementiert. Die ausgewählte Methode basiert auf der Linearisierung der Teilsysteme und dem Zusammenfügen der Linearmodelle in einem Gesamtmodell. Abhängig davon, wie die Eingangs- und Ausgangsvektoren in Teilsysteme definiert sind, werden die Teilsysteme in einem Gesamtmodell zusammengefügt. Beispiele unten zeigen die Lösungsansätze für die zwei verschiedenen Fälle:

Fall 1:

Wenn $y_1 = u_2$ und $y_2 = u_1$ dann,

System 1 \rightarrow SIMULINK

$$\dot{x}_1 = A_1x_1 + B_1u_1$$

$$y_1 = C_1x_1 + D_1u_1$$

System 2 \rightarrow SIMPACK

$$\dot{x}_2 = A_2 x_2 + B_2 u_2$$

$$y_2 = C_2 x_2 + D_2 u_2$$

Dann ist das lineare Gesamtsystem:

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_1 + B_1 M_1^{-1} D_2 C_1 & B_1 M_1^{-1} C_2 \\ B_2 M_2^{-1} C_1 & A_2 + B_2 M_2^{-1} D_1 C_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}$$

$$\text{und } M_1 = (I - D_2 D_1), \quad M_2 = (I - D_1 D_2)$$

Fall 2:

Wenn $y_1 \neq u_2$ und $y_2 = u_1$ dann,

System 1 → SIMULINK

$$\dot{x}_1 = A_1 x_1 + B_1 u_1$$

$$y_1 = C_1 x_1 + D_1 u_1$$

System 2 → SIMPACK

$$\dot{x}_2 = A_2 x_2 + B_{21} u_{21} + B_{22} u_{22}$$

$$y_2 = C_2 x_2 + D_{21} u_{21} + D_{22} u_{22}$$

$$\text{und } y_1 = u_{21} \text{ und } y_2 = u_1$$

Dann ist das lineare Gesamtsystem:

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_1 + B_1 N_1^{-1} D_{21} C_1 & B_1 N_1^{-1} C_2 \\ B_{21} N_2^{-1} C_1 & A_2 + B_{21} N_2^{-1} D_1 C_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B_1 N_1^{-1} D_{22} \\ B_{22} + B_{21} N_2^{-1} D_1 D_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{22} \end{bmatrix}$$

$$\text{und } N_1 = (I - D_{21} D_1), \quad N_2 = (I - D_1 D_{21})$$

Das Verfahren zur Generierung des linearisierten Gesamtsystems wurde mit einem Matlab-Skript automatisiert. SIMPACK und SIMULINK werden von Matlab aufgerufen und es wird eine Co-Simulation zur Berechnung des Arbeitspunkts bzw. Linearisierungspunkts durchgeführt. Die Zeitsimulationsdaten werden gespeichert und können jeder Zeit für die Linearisierung der Teilsysteme (SIMPACK und SIMULINK Modelle) verwendet werden. Für die Linearisierung des SIMPACK-Modells mit Aerodynamik bzw. für die Linearisierung der Aerodynamik sollen die aerodynamischen Zustandsgrößen (z.B. Windgeschwindigkeit) im Eingangsvektor im SIMPACK-Modell definiert werden. In diesem Fall ist der Eingangsvektor des SIMPACK-Modells und Ausgangsvektor vom SIMULINK-Modell nicht mehr identisch. Hier wird die Formulierung, die oben beim Fall 2 gezeigt wurde, verwendet. Nach der Berechnung des Linearmodells des Gesamtsystems wird eine Eigenwertanalyse für die Identifikation der Modaldaten (z.B. Eigenfrequenzen, modale Dämpfungen, Eigenvektoren) durchgeführt.

Linearisierung der Teilmodelle Aeroelastik (SIMPACK) und Regler und elektrische Komponenten (SIMULINK)

Zur Linearisierung der beiden Teilmodelle werden die vorhandenen Routinen der jeweiligen Simulationstools SIMPACK und SIMULINK verwendet. Der „State-Space Matrices Export“ in SIMPACK generiert die Zustandsraummatrizen A, B, C, und D. In ähnlicher Weise wird in Simulink die „Control Design Linearization“ genutzt. Als Arbeitspunkt für die Linearisierung wird ein Zeitpunkt betrachtet, an dem sich das Gesamtsystem in einem Gleichgewichtszustand befindet. Wenn das Gleichgewicht einen periodischen Verlauf hat, werden für die Linearisierung mehrere Punkte innerhalb einer Periode berücksichtigt.

Validierung

Die Validierung der Linearisierung soll die folgenden Fragen beantworten:

1. Repräsentiert das linearisierte Modell das Kleinsignalverhalten des nichtlinearen Systems?
2. Werden die Einflüsse der Teilsysteme auf die Steifigkeiten und Dämpfungen bzw. die Eigenfrequenzen und die modalen Dämpfungen des Gesamtsystems richtig berücksichtigt?
3. Wurde das definierte und automatisierte Linearisierungsverfahren einwandfrei implementiert?

Um die erste Frage zu beantworten, wurden Impulsantworten der Modelle simuliert. Abbildung 8 zeigt beispielsweise einen Vergleich zwischen nichtlinearem und linearisiertem Modell. Dargestellt sind die zeitlichen Verläufe von Gesamtsystemantworten auf impulsförmige Anregungen. Bei einer konstanten Windgeschwindigkeit von 13 m/s wurden Rechteckimpulse von 100ms Dauer jeweils auf den kommandierten Pitchwinkel (bei 0 s), das kommandierte Generatormoment (bei 10 s) und die Frequenz des idealen Netzes (bei 20 s) aufgebracht. Die Abweichungen der Zeitverläufe liegen um deutlich mehr als eine Größenordnung niedriger als die durch die Impulse angeregten Auslenkungen des stationären Arbeitspunkts. Ähnliche Ergebnisse erhält man an anderen Arbeitspunkten. Daher repräsentieren die linearisierten Modelle das Kleinsignalverhalten der nichtlinearen Modelle mit ausreichend hoher Genauigkeit.

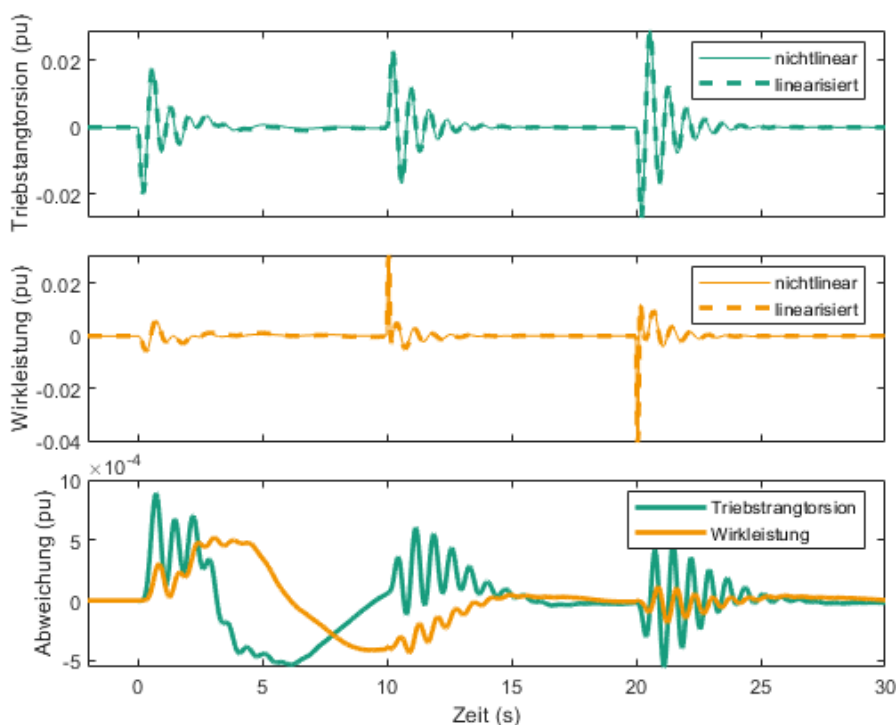


Abbildung 8: Zeitliche Verläufe im Vergleich von nichtlinearem und linearisiertem Modell um die stationären Größen für den Arbeitspunkt bei 13m/s. Oben: Triebstrangtorsion. Mitte: Wirkleistung. Unten: Modellabweichung.

Die Antwort der zweiten Frage, ob bei der angewendeten Linearisierungsmethode die Einflüsse der Teilsysteme auf die Steifigkeiten und Dämpfungen bzw. die Eigenfrequenzen und modalen Dämpfungen des Gesamtsystems richtig berücksichtigt werden, spielt

eine wichtige Rolle bei der Anwendung der linearen Analyseverfahren wie z.B. die Stabilitätsanalyse im Frequenzbereich. Für die Stabilitätsanalyse sind die berechneten Modaldämpfungen nach der Linearisierung und die Änderungen dieser Dämpfungen maßgebend. Daher muss untersucht werden, ob die Gesamtsystem-Dämpfungen und -Eigenfrequenzen richtig ermittelt werden. Es wurden mit verschiedenen, vereinfachten Verifikationsmodellen die Ergebnisse der Linearisierung und der Eigenwertanalyse, wie z.B. Eigenfrequenzen und modale Dämpfungen, untersucht.

Abbildung 9 zeigt ein einfaches Beispiel aus zwei Massen verbunden mit einer Drehfeder und freitrotierend um die Drehachse. Dieses Modell wurde in SIMULINK und in SIMPACK aufgebaut und im jeweiligen Tool für sich alleine betrachtet („stand-alone“). Zusätzlich wurde das Modell in zwei Teilsysteme, System 1 und System 2, geteilt. System 1 wurde in SIMULINK modelliert und System 2 in SIMPACK umgesetzt und die beide Teilsysteme durch Co-Simulation gekoppelt.

Abbildung 10 zeigt die Ergebnisse der Untersuchung im Zeit- und Frequenzbereich. Die Ergebnisse der Zeitsimulation bestätigen die Gleichheit der stand-alone und gekoppelten Modelle. Die Linearisierungsergebnisse zeigen ebenso, dass die Systemmatrizen der beiden Modelle identisch sind.

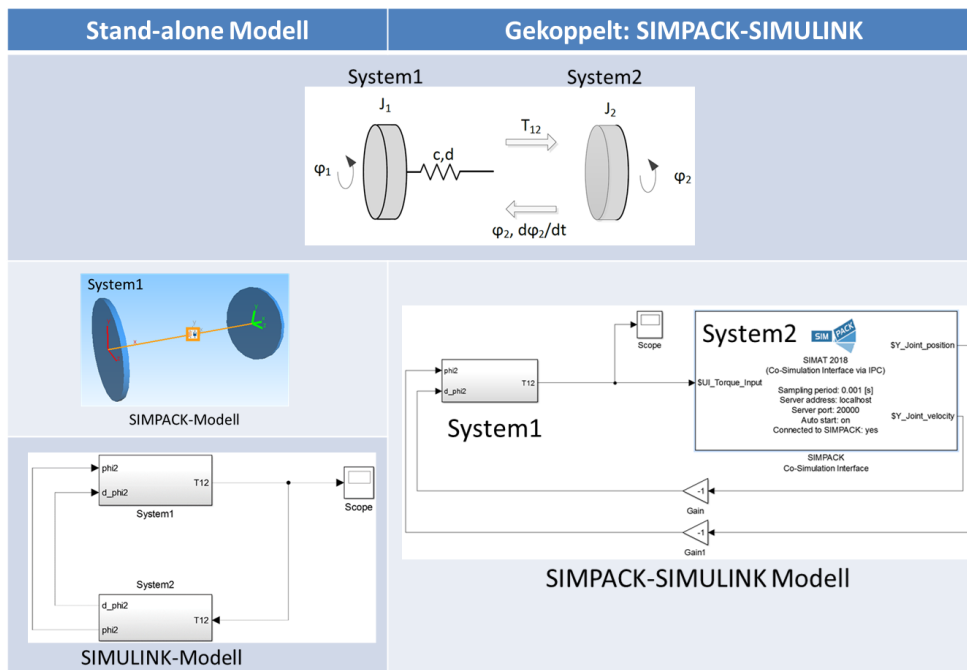


Abbildung 9: Beispiel zur Verifikation der Linearisierungsverfahren und der ermittelten System-Matrix des linearisierten Gesamtsystems.

Bei einer multidisziplinären Simulation ist eine falsche Ermittlung der modalen Daten möglich durch fehlerhafte:

- numerische Effekte, die von der Co-Simulationsschnittstelle induziert werden könnten (Einstellung der Kopplungsparameter, z.B. Zeitschritt für den Datenaustausch, Auswahl des Interpolationsverfahrens),
- Konfiguration der Linearisierung der einzelnen Teilsysteme (z.B. Regler, Aerodynamik oder Struktur) und
- Abstimmung der Kopplungsvektoren „U“ und „Y“ (Dimensionen und Sortierung).

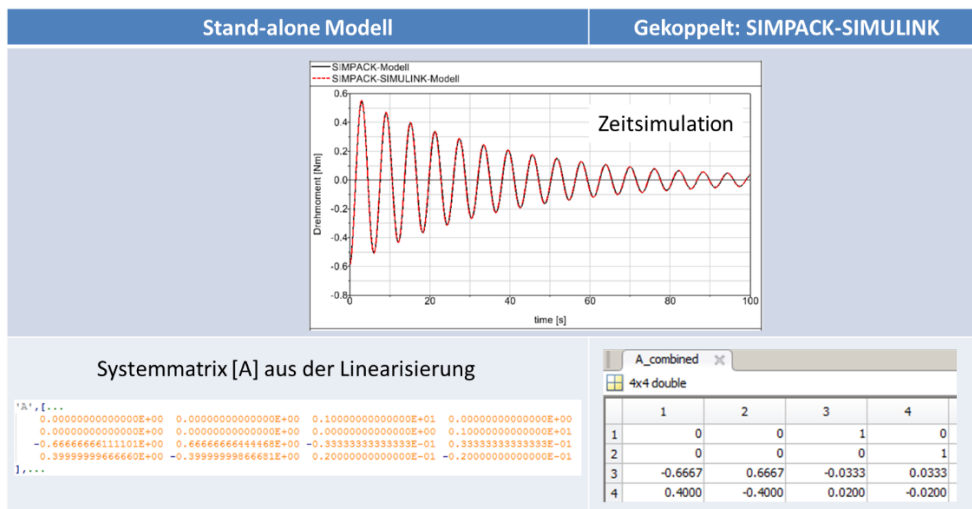


Abbildung 10: Zeitsimulation und Linearisierungsergebnisse des Verifikationsbeispiels.

Deshalb wurde zur Untersuchung des Linearisierungsverfahrens als weiteres Beispiel mit einem höheren Komplexitätsgrad ein vereinfachtes Modell der Windturbine verwendet. Abbildung 11 zeigt dieses Modell, das die Windturbine repräsentiert. Die aerodynamischen Kräfte und Momente werden mit Hilfe eines Kennfeldes berechnet. Als Referenz wurde das Modell wieder stand-alone in SIMULINK modelliert und linearisiert. Für die gekoppelte Simulation wurde der Hauptregler in SIMULINK und die Struktur/Aerodynamik in SIMPACK umgesetzt.

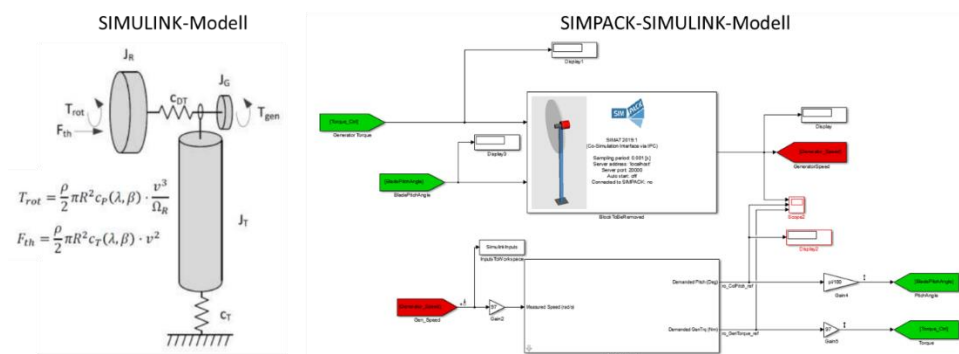


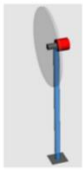
Abbildung 11: Die vereinfachte GridLoads-Windturbine zur Verifikation der ermittelten Zustandsraumdarstellung des Gesamtsystems

An definierten Arbeitspunkten wurden die beiden Modelle linearisiert und die Ergebnisse der Linearisierung verglichen. Die Ergebnisse der Linearisierung beinhalten die Eigenfrequenzen und die modale Dämpfung des gekoppelten Gesamtsystems bestehend aus Regelungssystem und Struktur-Aerodynamik.

Abbildung 12 zeigt die Linearisierungsergebnisse der beiden Modelle nach der Festlegung einer geeigneten Einstellung/Konfiguration des Linearisierungsverfahrens. Eine Übereinstimmung der Ergebnisse verifiziert die angewendete und implementierte Linearisierungsmethode.

SIMPACT-SIMULINK

System	Frequency [Hz]	Damping [%]
Regelungssystem	1.0700	70
	1.0700	70
	1.5915	80
	1.5915	80
	10.0000	100
	1.5145e-07	100
0.2274	100	
Struktur-Aerodynamik	1.0699	0.3748
	1.0699	0.3748
	0.3494	9.9135
	0.3494	9.9135
	0.0204	100
	2.4549e-15	100
Gesamtsystem: Regler-Struktur	10.0000	100
	1.5935	80.1170
	1.5935	80.1170
	1.0621	12.5524
	1.0621	12.5524
	1.0962	56.8778
	1.0962	56.8778
	0.3496	11.3886
	0.3496	11.3886
	0.1170	100
0.0793	66.8092	
0.0793	66.8092	
2.8571e-16	100	



SIMULINK Stand-Alone

System	Frequency [Hz]	Damping [%]	States
OverallSystem	10.000	100.00	StatesDDD_1
Controller	1.592	80.00	StatesDDD_2
Turbine	1.070	70.00	LowPassFitSpeed
	0.227	100.00	PtchSys2
	0.000	-100.00	PtchSys1
			DemPtch_Deg
			PtchDiff

System	Frequency [Hz]	Damping [%]	States
OverallSystem	1.070	0.37	drv_pos
Controller	0.349	9.92	drv_vel
Turbine	0.020	100.00	rot_spd
			twr_vel
			twr_pos

System	Frequency [Hz]	Damping [%]	States
OverallSystem	10.000	100.00	drv_pos
Controller	1.593	80.12	drv_vel
Turbine	1.096	56.88	StatesDDD_2
	1.062	12.55	StatesDDD_1
	0.350	11.39	rot_spd
	0.117	100.00	PtchSys2
	0.079	66.82	PtchDiff
			LowPassFitSpeed
			DemPtch_Deg
			PtchSys1
			twr_vel
			twr_pos

Abbildung 12: Ergebnisse der Linearisierung (Eigenfrequenzen/Dämpfungen) der vereinfachten GridLoads-Windturbine.

Anhand weiterer Untersuchungen wurde überprüft, ob sämtliche Modellierungselemente, wie z.B. das vereinfachte Getriebe in SIMPACK, linearisierbar sind. Abbildung 13 zeigt beispielhaft die Linearisierungsergebnisse des WEA-Modells bei einem Arbeitspunkt mit einer konstanten Windgeschwindigkeit von 13 m/s.

Mode	Frequency [Hz]	Damping [%]
1	1.0654	10.8652
2	1.0964	58.2688
3	1.0654	10.8652
4	1.0964	58.2688

System	Frequency [Hz]	Damping [%]
Regler	1.0700	70
Struktur	1.0699	0.3748
Gesamtsystem	1.0700	70

Linearisierung:
V=13 m/s
7 Regler Zuständen
24 Struktur Zuständen

Abbildung 13: Ergebnisse der Linearisierung (Eigenfrequenzen/Dämpfungen) GridLoads-Windturbine

Bei dieser Untersuchung wurde die Anzahl der elastischen Moden (Struktur-Moden) reduziert, um eine Plausibilisierung anhand des vereinfachten GridLoads-Modells zu ermöglichen. Der dargestellte Fokus liegt dabei auf der 1. Triebstrang-Mode bei 1,07 Hz, sowie der Mode des Regelungssystem bei 1,10 Hz. Die Ergebnisse zeigen eine gute Übereinstimmung in Eigenfrequenz und Dämpfung.

Ein weiterer wichtiger Schritt bei der Linearisierungsprozess ist die Initialisierung der Zustände bei der Linearisierung. Die Richtigkeit des implementierten und automatisierten Linearisierungsprozesses wurde anhand der oben gezeigten Beispiele verifiziert.

3.3 Werkzeuge für die Modal- und Stabilitätsanalyse

Im Rahmen des Projekts wurden zwei verschiedene Werkzeuge zur Analyse der linearisierten Modelle entwickelt.

3.3.1 Partizipationsfaktoranalyse und Visualisierung (PAVIS)

Zur Analyse der linearisierten Systeme, insbesondere für das Verständnis der Schwingungsphänomene, ist eine aussagekräftige Darstellung der modalen Eigenschaften nötig. Hierzu wurde ein Visualisierungstool mit einer einfachen grafischen Schnittstelle programmiert. Ein Screenshot des Bedienpanels zeigt Abbildung 14. Hiermit können Diagramme zur Darstellung sowohl von Eigenwerten und -vektoren als auch von den daraus abgeleiteten Partizipationsfaktoren und -vektoren der Systemmatrix des linearen Zustandsraumsystems erzeugt werden.

Eigenvektoren und Partizipationsfaktoren

Die klassische Modalanalyse, wie sie beispielsweise von Strukturdynamikern betrieben wird, basiert auf der direkten Betrachtung der Eigenwerte und -vektoren. Bei den Zustandsvariablen handelt es sich meist um Auslenkungen oder Beschleunigungen einer mechanischen Struktur, das heißt gleichartige physikalische Größen. Die besondere Herausforderung der Visualisierung im Projekt GridLoads besteht in der gemeinsamen Bewertung von ggf. interagierenden elektrischen und mechanischen Systemteilen. Die zugehörigen physikalischen Größen haben unterschiedliche Einheiten und ihre Zahlenwerte können um Größenordnungen auseinanderliegen. Hieraus ergibt sich zum Beispiel die Schwierigkeit, dass zur Erklärung einer bestimmten Schwingungsmode möglicherweise eine mechanische Auslenkung um wenige Millimeter bedeutsamer ist als eine Spannungsschwankung im Kilovoltbereich – obwohl die beiden zugehörigen Zahlenwerte im Eigenvektor das Gegenteil suggerieren.

Dieses Problem lässt sich auf zwei Arten lösen. Zum einen durch geeignete Normierung der Zustandsvariablen. Eine solche Möglichkeit sieht das Visualisierungstool vor, siehe der „Edit Norm Vector“-Button in Abbildung 14. Darüber hinaus erweist sich die Verwendung von Partizipationsfaktoren bzw. -vektoren sinnvoll. Diese werden im Rahmen der sogenannten „Selective Modal Analysis“ in (Perez-arriaga et al. 1982) eingeführt.

Formal berechnen sich die Partizipationsfaktoren p_{ki} aus den Eigenvektoren λ_i der Systemmatrix $A \in \mathbb{R}^{n \times n}$ des linearisierten Systems in Zustandsraumbeschreibung $\dot{x} = Ax$, wobei $x \in \mathbb{R}^n$ den Zustandsvektor mit n Zuständen bezeichnet, nach

$$p_{ki} = u_{ki} \cdot y_{ki},$$

wobei u_{ki} der k -te Eintrag des i -ten Linkseigenvektors und y_{ki} der k -te Eintrag des i -ten Rechtseigenvektors ist. Diese komplexe Zahl bezieht sich demnach auf den k -ten Zustand und den i -ten Eigenwert. Anschaulich beschrieben gibt der Betrag eines Partizipationsfaktors an, wie sehr ein Zustand mit einem dynamischen Vorgang assoziiert ist: Je größer der Betrag, desto bedeutender ist der Zustand für die Modellierung der entsprechenden Eigenbewegung des Systems. Eine besonders günstige Eigenschaft des Partizipationsfaktors ist seine Dimensionslosigkeit, denn sie löst elegant das weiter oben beschriebene Normierungsproblem. Von einem Partizipationsvektor p_i spricht man, wenn alle zu einem Eigenwert gehörenden Partizipationsfaktoren in einem Vektor zusammengefasst werden, also $p_i = [p_{1i} \ p_{2i} \ \dots \ p_{ni}]^T$.

In manchen Fällen kann es sogar sinnvoll sein, Eigenvektoren und Partizipationsvektoren zu kombinieren. Konkret wird ein Vektor $q_i = [q_{1i} \ q_{2i} \ \dots \ q_{ni}]^T$ gebildet, dessen Komponenten $q_{ki} = |p_{ki}| \cdot \exp(j \cdot \arg(y_{ki}))$ sich aus dem Betrag des Partizipationsfaktors und dem Winkel der Eigenvektorkomponente ergeben. Diese Größe repräsentiert die Phasenlage ($\arg(y_{ki})$) der für eine Schwingungsmode wichtigen Zustände (großes $|p_{ki}|$), siehe auch das folgende Beispiel.

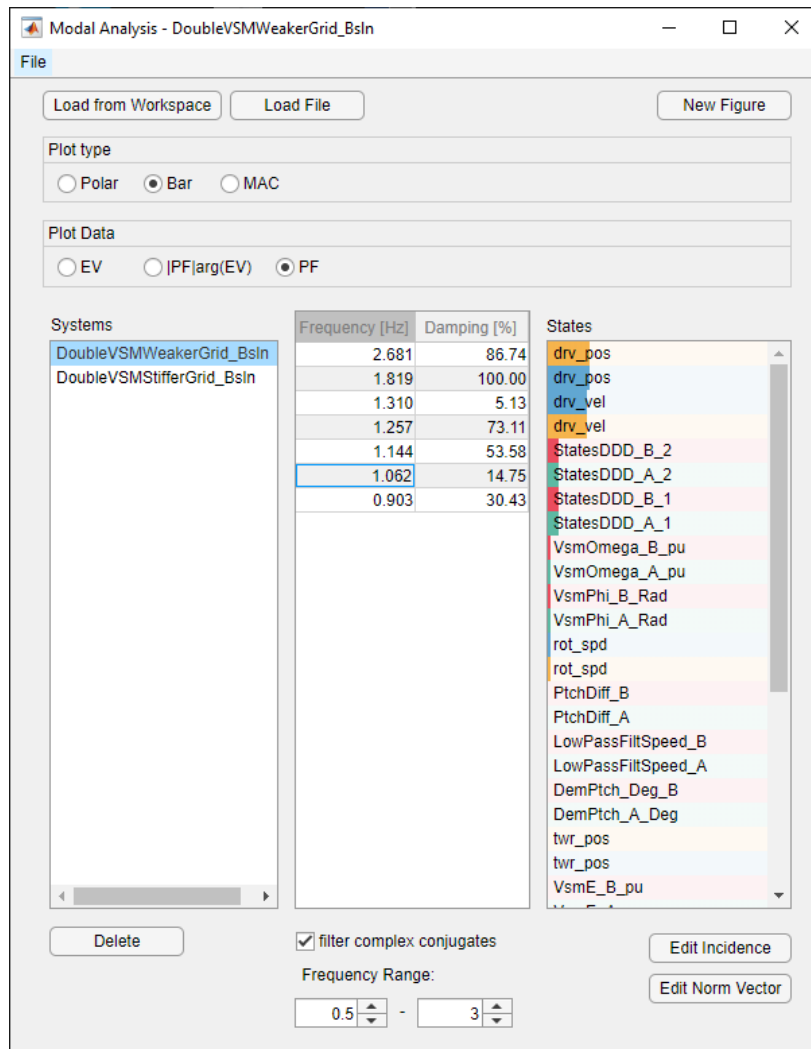


Abbildung 14: Screenshot des Bedienpanels des Visualisierungstools.

Analysebeispiel

Das hier beispielhaft analysierte System wurde auch schon in (Fischer et al. 2018) verwendet. Es handelt sich um einen Windpark mit zwei Anlagen, der sich zur Untersuchung der Kopplungseffekte eignet.

Abbildung 15 zeigt die Vorteile der Kombination von Eigenvektoren und Partizipationsvektoren. Links sind die unnormierten Komponenten des Eigenvektors in einem Polardiagramm dargestellt. Das Diagramm suggeriert, dass für die betrachtete Eigenbewegung einzig Reglerzustände der einen Anlage gegenphasig zu Reglerzuständen der zweiten Anlage schwingen. Ein Blick auf die Darstellung der Kombination von Eigenvektoren und Partizipationsvektoren Abbildung 15 rechts zeigt jedoch, dass die Trieb-

stränge der Anlagen einen viel größeren Anteil am Zustandekommen der Eigenbewegung haben. Durch die Verwendung der Winkel der Eigenvektorkomponenten bleibt jedoch die Information über die Phasenlage der Auslenkungen der Zustände erhalten.

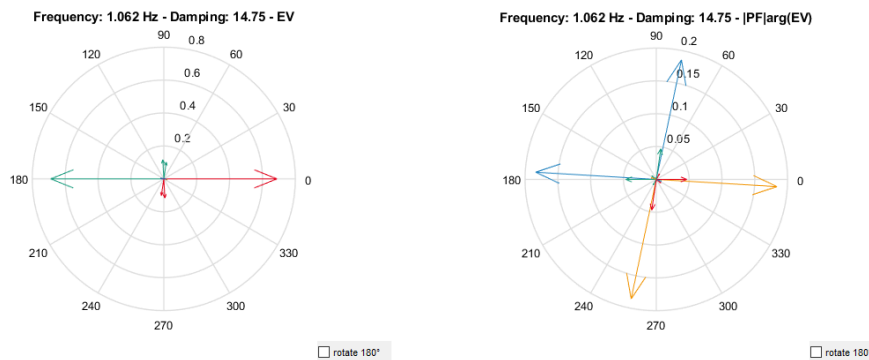


Abbildung 15: Darstellung der Komponenten des Rechtseigenvektors y_i (links) und der Kombination q_i aus Partizipations- und Eigenvektors für den Eigenwert mit 1.062 Hz. (Farbschema: blau – Triebstrang WEA A; grün – Regler WEA A; orange – Triebstrang WEA B; rot – Regler WEA B.

Eine weitere Darstellungsform ist die Verteilung der Partizipation auf die Zustände der verschiedenen Systemteile, wie Abbildung 16 zeigt. Es handelt sich in dem dargestellten Frequenzbereich um gekoppelte Moden der beiden Triebstränge und Regelungsfunktionen.

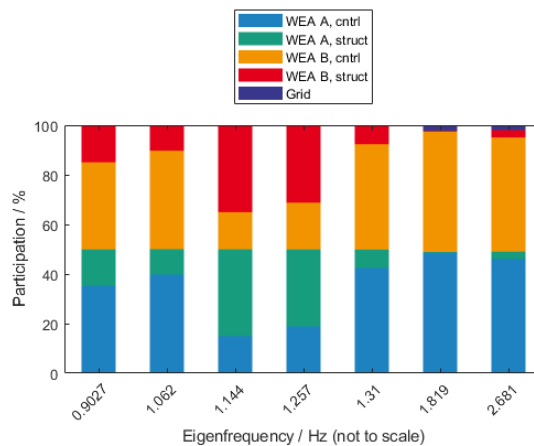


Abbildung 16: Verteilung der Partizipation auf die Zustände der verschiedenen Systemteile.

Die Stärke der Kombination von Eigenvektoren und Partizipationsvektoren zeigt sich einmal mehr beim Vergleich zweier Systeme mittels MAC-Tabelle, weiter Informationen zur MAC-Tabelle siehe (Fischer et al. 2019). Abbildung 17 zeigt drei Tabellen, wobei jeweils zum Vergleich der Eigenschwingungen die Rechtseigenvektoren y_i (links), die Partizipationsvektoren p_i (mittig) und die kombinierten Vektoren q_i (rechts) herangezogen werden. Die Verwendung der Eigenvektoren offenbart die Normierungsproblematik der gemischtphysikalischen Systeme: es ist auf Grund der um Größenordnungen variierenden Beträge der Vektorelemente keine klare Verfolgung der Eigenbewegungen möglich.

Ein besseres Bild ergibt sich, wenn man die Partizipationsvektoren verwendet. Hier wird deutlich, dass die beiden Moden bei 1.34 Hz und 1.37 Hz bzw. bei 1.31 Hz und 1.26 Hz die Plätze getauscht haben. Noch deutlicher tritt dieses Ergebnis zu Tage, wenn die kombinierten Vektoren verwendet werden.

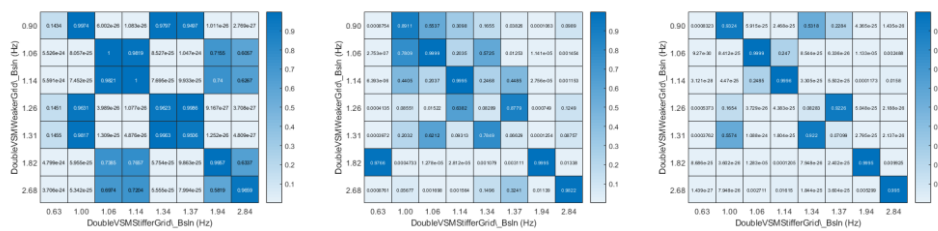


Abbildung 17: MAC-Tabellen auf der Basis von Rechtseigenvektoren y_i (links), die Partizipationsvektoren p_i (mittig) und die kombinierten Vektoren q_i (rechts).

3.3.2 Stabilitätstool

Bei MesH wurden vor dem Start des Projektes GridLoads die Prozesse/Methoden zur Stabilitätsanalyse einer Windenergieanlage in einer Mehrkörpersimulationsumgebung definiert und teilweise implementiert. Im Rahmen des Projekts GridLoads wurden diese Prozesse in einem Stabilitätstool, MAeStRoS (MesH Aeroelastic Stability Analysis Tool for Rotating Systems), weiterentwickelt. Die Abbildung 18 zeigt die GUI dieses Tools, die zur Vereinfachung der Nutzung für eine industrielle Anwendung entwickelt wurde.

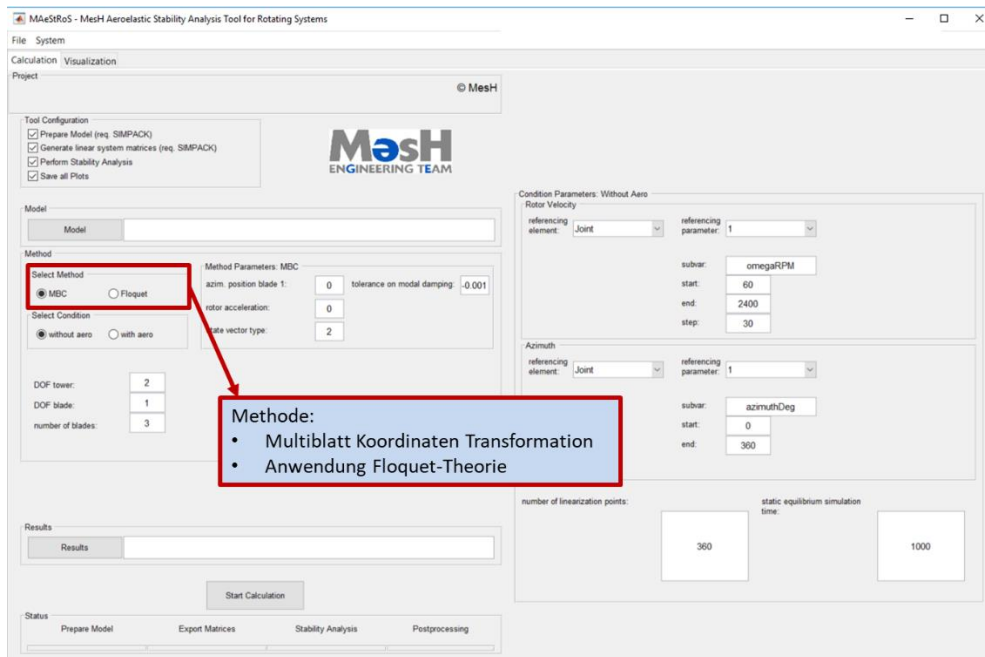


Abbildung 18: Die graphische Benutzeroberfläche von MAeStRos.

Zu der Weiterentwicklung gehört die Möglichkeit der Stabilitätsanalyse einer Windenergieanlage, die in einer multidisziplinären Simulationsumgebung SIMPACK/SIMULINK aufgebaut wurde. Dies ermöglicht beispielweise die Analyse einer durch das Regelsystem induzierten Instabilität im Frequenzbereich, wie z.B. eine „negative Pitch-Dämpfung“ bei Offshore-Windenergieanlagen.

Methoden

In 3.2.3 wurde beschrieben, wie man das Gesamtsystem (SIMPACK-SIMULINK-Modell) linearisiert und die Systemmatrix $[A]$ des linearisierten Gesamtsystems ermittelt. Für die Stabilitätsanalyse wird das System an einem stationären Arbeitspunkt linearisiert. Wenn der Gleichgewichtszustand einen periodischen Verlauf hat, werden die Systemmatrizen

innerhalb einer Periode zu verschiedenen Zeitpunkten berechnet und als Inputs an MAeStRoS weitergegeben.

Abbildung 19 zeigt schematisch, anhängig von der Wahl der Methode, die Verläufe der Prozesse, die in MAeStRoS zur Stabilitätsanalyse definiert sind.

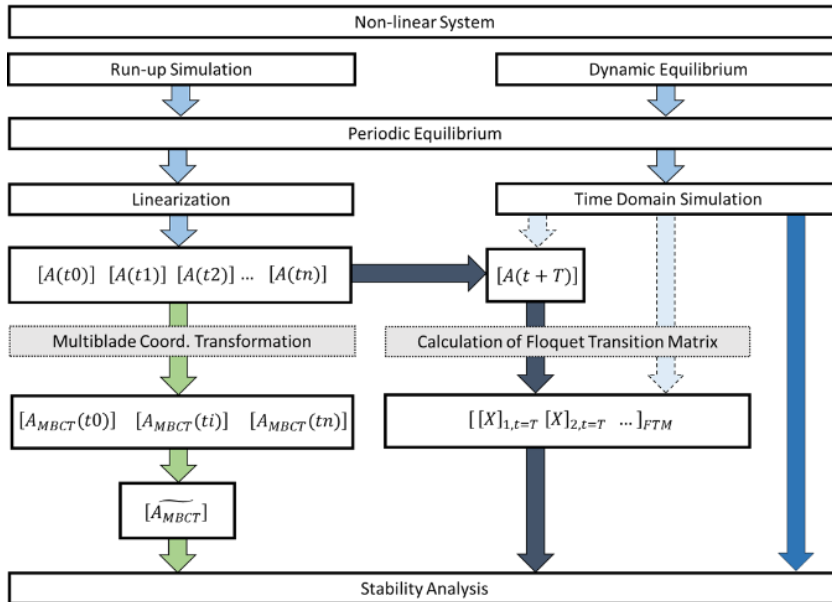


Abbildung 19: Schematische Darstellung des Prozessverlaufes der Stabilitätsanalyse je nach Auswahl der Methoden in MAeStRoS.

Für die Stabilitätsanalyse zeitperiodischer Systeme werden üblicherweise die Floquet-Methode und bei Rotoren die sogenannte „Multiblade Coordinate Transformation“ verwendet. Die Floquet-Theorie ist eine der weit verbreiteten Theorien, welche für die Stabilitätsvorhersage eines linearen Systems mit zeitperiodischen Koeffizienten angewendet wird. Basierend auf dieser Theorie wird die Stabilitätsvorhersage mit der Auswertung der Eigenwerte der Floquet-Matrix durchgeführt. Abbildung 20 zeigt schematisch den in MAeStRoS implementierten Ansatz zur Stabilitätsanalyse mit Hilfe der Floquet-Theorie.

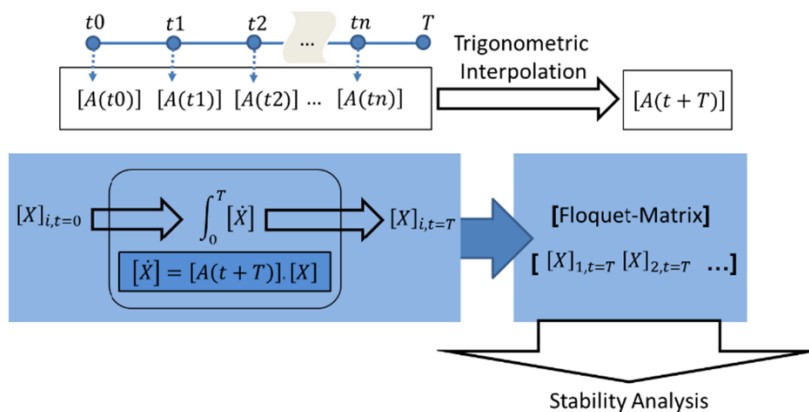


Abbildung 20: Schematische Darstellung der Berechnung der Floquet-Matrix in MAeStRoS.

Die zweite Methode zur Stabilitätsanalyse in MAeStRoS ist eine Rotor-System spezifische Methode, bei welcher der Rotor als ein System betrachtet wird und in einem festen, mitrotierenden Koordinatensystem (Multi-Blade-Coordinate System, MBC) beschrieben wird.

Abbildung 21 zeigt schematisch den Verlauf dieser Koordinaten-Transformation. Dieses Verfahren kann beispielweise für die zur Analyse der dynamischen Interaktion zwischen dem rotierenden Rotor und dem Turm einer Windenergieanlage verwendet werden.

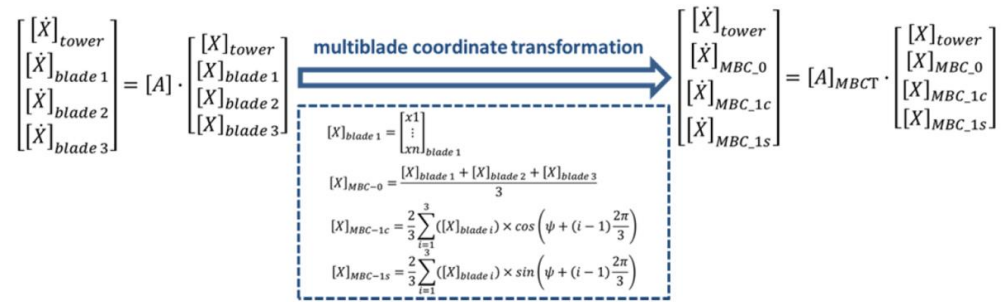


Abbildung 21: „Multiblade Coordinate Transformation“ einer dreiblättrigen Windturbinen

Anwendung

Dieses Tools wurde im Jahr 2019 bei einer Veröffentlichung im Rahmen des „International Forum of Aeroelasticity and Structural Dynamics“ (IFASD) vorgestellt (Rezaeian 2019). Dabei wurde als Beispiel die Möglichkeit einer Instabilität, welche durch die Interaktion zwischen rotierendem Rotor und dem Turm entsteht, analysiert. Für diese Analyse wurden die verschiedenen Methoden, welche in MAeStRoS vorhanden sind, eingesetzt und die Ergebnisse der Stabilitätsvorhersage miteinander verglichen.

3.4 Verfahren zur Modellparametrierung aus Messdaten

Im Projektrahmen sollten neuartige Verfahren zur Modalanalyse für mehrere über das Netz gekoppelte Generator-Umrichter-Systeme von WEA entwickelt werden. Ziel war es, die gekoppelten Schwingungsmoden in Abhängigkeit von der Umrichterregelung und den Eigenschaften des elektrischen Netzes zu identifizieren.

Die zu entwickelten Verfahren basieren auf der Operational Modal Analysis (OMA), welche im Bereich der elektrischen Netze vereinzelt für die Bestimmung großflächiger, niederfrequenter Schwingungsmoden zum Einsatz kamen, vgl. z.B. (Lehner 2014) oder (Seppan et al. 2014). Jedoch ist noch keine Anwendung im Kontext von umrichter-gekoppelten Erzeugereinheiten / WEA bekannt. Auch die Kopplung von mechanischen und elektrischen Subsystemen wurde mit Verfahren der OMA noch nicht untersucht.

Nach aktuellem Stand sind keine Literaturquellen bekannt, in denen eine Anwendung der Verfahren CC-SSI oder FSDD auf netzgekoppelte Generator- / Umrichtersysteme von WEA stattfindet. Die folgenden Abschnitte beschreiben die erreichten Fortschritte.

3.4.1 Methodik

Parameteridentifikation

Strukturen werden durch den Einfluss ihrer Umgebung zu Schwingungen angeregt. Natürliche Quellen für Schwingungsanregungen sind z. B. Bodenbewegungen durch

tektonische Aktivität, Windanregung, Vibrationen durch Maschinen, Schwingungsanregungen durch Personen oder akustische Anregungen. Die Schwingungsantworten dieser Strukturen sind messbar, aber die sie verursachenden Erregerkräfte sind in der Regel unbekannt. Die modalen Eigenschaften sind jedoch immer in den Antwortsignalen enthalten, so dass im Laufe der letzten Jahrzehnte zahlreiche Output-Only Modalanalyseverfahren entwickelt wurden, die sich ausschließlich auf die Auswertung der Antwortsignale beziehen. Die Anwendung dieser modalen Analyseverfahren setzt neben der Linearität und zeitlichen Invarianz der zu untersuchenden Struktur eine räumliche und zeitliche regellose (unkorrelierte) Verteilung der Erregerkräfte voraus.

Es gibt verschiedene Verfahren im Zeit- und Frequenzbereich, welche die Antwortsignale auswerten. Die Frequenzbereichsverfahren der Output-Only Modalanalyse wie z.B. das Frequency-Spatial Domain Decomposition (FSDD) (Zhang et al. 2010) benutzen in diesem Zusammenhang häufig direkt die Spektralmatrix, um die modalen Parameter zu identifizieren. Im Gegensatz zum Frequenzbereich werden im Zeitbereich aus stochastischen Antwortsignalen die Korrelationsfunktionen berechnet, die aus überlagerten, exponentiell abklingenden Sinus- und Cosinus-Schwingungen bestehen. Die Korrelationsfunktionen werden mit herkömmlichen Zeitbereichsverfahren wie z.B. LSCE (Least-Squares Complex Exponential) oder ITD (Ibrahim Time-Domain) analysiert (LMS International 2005; Ibrahim und Mikulcik 1977). Im letzten Jahrzehnt beschrieben zahlreiche Veröffentlichungen die Stochastic Subspace Identification (SSI) als neue Variante zu den klassisch etablierten experimentellen Modalanalyseverfahren. Es wurde nach (Zhang et al. 2010) als das stärkste Identifikationsverfahren zur Bestimmung modaler Parameter aus natürlichen Quellen im Zeitbereich titulierte. Eine Weiterentwicklung dieser Verfahren ist das Crystal Clear SSI, welches besonders klare Stabilisationsdiagramme liefert, vergl. (Goursat et al. 2010; Rosenow und Andersen 2010).

Zusammenfassend wird die Output-Only Modalanalyse in zwei wesentliche Schritte unterteilt:

- Aufbereiten der Daten, d.h. Berechnung von Korrelationsfunktionen oder Wirkleistungsdichten aus gemessenen Schwingungsantworten
- Output-Only Modalanalyse mit etablierten Modalanalyseverfahren.

Das Fraunhofer IEE verwendet die Kombination der Verfahren FSDD und CC-SSI, um aussagefähige Ergebnisse zu erhalten, da die Vor- und Nachteile beider Verfahren sich gegenseitig aufwiegen. Sind die Ergebnisse beider Verfahren ähnlich, kann man von einer guten Abschätzung ausgehen. Obwohl die Annahme der Linearität, zeitlichen Invarianz, sowie einer räumlich und zeitlich regellosen Verteilung der Erregerkräfte für eine Windturbine nicht erfüllt werden, sind nach unserer langjährigen Erfahrung aus vergangenen Projekten die Ergebnisse gut verwendbar (Geyler und Jasiewicz 2010), siehe auch z.B. (Tcherniak et al. 2010). Eine Weiterentwicklung dieser Verfahren hin zu einer Anwendung auf elektromechanischen Systemen wurde daher angestrebt.

Geeignete Mess- und Erregerstellen

Die Validierung eines Simulationsmodells erfolgt im Idealfall an einem realen System; d.h. es werden simulierte Signale mit gemessenen Signalen verglichen um die Güte des Simulationsmodells zu bewerten. Das Simulationsmodell besitzt in der Regel eine Vielzahl von Freiheitsgraden, welche am realen System messtechnisch nicht erfasst werden können oder die damit einhergehende Applikationszeit ein effizientes Testen unmöglich macht. Aus diesem Grund wurden Reduktionsverfahren entwickelt, die die Anzahl der Modellfreiheitsgrade auf eine Untermenge von Messpunkten reduziert. Diese Messpunkte sollen sowohl alle relevanten (struktur-) dynamischen Eigenschaften abbilden können als auch messtechnisch am realen System gut zugänglich/realisierbar sein.

In der Strukturodynamik gibt es eine Vielzahl von Reduktionsverfahren, wobei im Rahmen dieses Berichts die Verfahren *Effective Independence Distribution Vector* von (Kammer 1991) und die *QR-Decomposition* nach (Schedlinski und Link 1996) gewählt wurden. Beide Verfahren verwenden im Wesentlichen die lineare Unabhängigkeit von Systemeigenvektoren als Maß, um Modellfreiheitsgrade hinsichtlich ihrer Relevanz für das Systemverhalten zu bewerten. Das heißt, es werden sukzessiv die Freiheitsgrade eliminiert, die sich durch Informationen an anderen Freiheitsgrade bestimmen lassen. In der Folge bleibt ein Satz von Freiheitsgraden, welcher möglichst viel Informationsgehalt bei gleichzeitig geringer Anzahl bietet.

Diese ursprünglich strukturdynamischen Ansätze gehen im Allgemeinen von gleichartigen Messgrößen (wie z.B. Beschleunigungen, Verformungen, etc.) aus, die mit den oben genannten Verfahren verarbeitet werden. Im Rahmen der Modellierung der Grid-Loads-Systeme sind jedoch aufgrund des Vorhandenseins von mechanischen und elektrischen Systemteilen die Messgrößen gemischt, d.h. es müssen physikalisch verschiedenartige Messgrößen und ihr Informationsgehalt bezogen auf das Gesamtsystem bewertet werden.

Die Arbeit (Perez-arriaga et al. 1982) liefert dazu einen Lösungsansatz. Es werden so genannte Partizipationsmatrizen oder –vektoren gebildet, welche eine Orthonormalbasis bilden und deren Elemente dimensionslos sind, siehe hierzu auch Abschnitt 3.3.1. Die Einheiten, in denen die Messgrößen vorliegen, haben somit keine Relevanz. Etwas vereinfacht gesagt beschreiben die Partizipationsfaktoren nach Perez die Bedeutung des Beitrags eines Systemzustandes zu einem Systemmode. Der (rechte) Eigenvektor hingegen beschreibt die Aktivität eines Systemzustandes, wenn die Systemmode ange-regt wurde.

Eine Ermittlung der linearen Unabhängigkeit wird basierend auf den Partizipationsvektoren durchgeführt, um die Freiheitsgrade zu ermitteln, welche möglichst unabhängig einen relevanten Beitrag zum Systemzustand liefern. Dieses Verfahren wurde auf ein Probesystem (vereinfachte Windturbine mit virtueller Synchronmaschine) angewendet. Das linearisierte Modell des Probesystems besitzt 21 dynamische Zustände und 13 reell- und komplexwertige Eigenwerte, wobei es sich im strengen Wortsinne nur bei den komplexwertigen Eigenwerten um „echte“ Schwingungsmoden handelt. Hier repräsentiert dann nur der Eigenwert mit positivem Imaginärteil die Mode.

Die Reduktion (Untermenge von Messpunkten) der Freiheitsgrade bzw. Zustände bei der QR Zerlegung kann maximal bis zur Anzahl der Eigenwerte erfolgen. Dies gilt formal für die EIDV nicht.

Beide Reduktionsalgorithmen zeigen für das Probesystem identische Ergebnisse. Dies ist aufgrund der geringen Komplexität des Systems und der Verwandtschaft der Verfahren sehr plausibel. Abbildung zeigt eine Reduktion auf vier Freiheitsgrade bei Betrachtung von drei relevanten Moden.

Die Ergebnisse zeigen, dass es durch den kombinierten Einsatz von Partizipationsvektoren und den gewählten Reduktionsverfahren gelingt, eine Untermenge von modalrelevanten Freiheitsgraden mit unterschiedlich physikalischen Größen zu bestimmen. Im obigen Beispiel führt eine Freiheitsgradreduktion zu den Masterfreiheitsgraden

- Drehwinkel der virtuellen Synchronmaschine (VsmPhi_Rad),
- einem Triebstrangdämpferzustand (StatesDDD_1),
- dem Triebstrangtorsionswinkel (drv_pos) und
- der Triebstrangtorsionsgeschwindigkeit (drv_vel),













freq (Hz)	1,062	1,307	1,486
damp (%)	24,600	32,838	67,921
RE{eig} (rad)	-1,641	-2,697	-6,343
IM{eig} (rad)	6,467	7,759	6,854
VsmPhi_Rad	 0,07	 0,14	 0,27
StatesDDD_1	 0,14	 0,19	 0,26
drv_pos	 0,27	 0,14	 0,04
drv_vel	 0,27	 0,22	 0,08

Abbildung 22: Wesentliche Moden

welche zur Beobachtung und Anregung der ausgewählten Moden bestens geeignet sind (im Sinne von unabhängigem Informationsgehalt gemäß der Verfahren). Eine Anwendung dieser Verfahren auf ein komplexeres lineares Anlagenmodell und eine Validierung im Laborversuch waren die geplanten nächsten Schritte im Projektverlauf.

Im Laborversuch sollte gezeigt werden, dass es mit einer oben beschriebenen Untermenge von Sensoren und Anregungspunkten gelingt, das dynamische Verhalten mittels OMA Verfahren zu identifizieren.

3.4.2 Experimentelle Voruntersuchung: Verwendung vorhandener Labordaten

Anwendung der Operational Modal Analysis (OMA) auf elektrische Systeme

Die Verfahren der OMA wurden auf experimentelle Labordaten angewandt. Eine erste Auswahl von Messdaten betraf Versuche zur Ermittlung von Stabilitätsgrenzen einer netzdienlichen Umrichterregelung, da in Abhängigkeit von der Dämpfungsparametrierung das elektrische System unterschiedlich stark zu Schwingung angeregt werden konnte. Es wurden Zeitabschnitte betrachtet indem der Dämpfungsfaktor konstant blieb, d.h. keine transienten Schwingungsphänomene auftraten.

Das ursprüngliche Untersuchungsziel war die Bestimmung eines Dämpfungsfaktors bis zu dem die elektrischen Moden des Testsystems experimentell noch identifizierbar sind. Im Verlauf der ersten Versuche zeigte sich jedoch, dass z.B. das Vorhandensein von 50-Hz-Harmonischen bedeutende Probleme darstellen, welche eine experimentelle Identifikation erschweren.

Diese Schwierigkeiten bestätigten sich bei weiteren Versuchen zur Bestimmung der Eigenfrequenzen und -dämpfungen von Moden im elektrischen System. In ersten und weiteren Versuchen wurden die Verfahren CC-SSI (Crystal Clear Stochastic Subspace Identification) und FSDD (Frequency-Spatial Domain Decomposition) im Rahmen einer Output-Only Modalanalyse angewendet. Die Beobachtungen waren im Wesentlichen:

- Ähnliche Messreihen zeigten stark abweichende Analyseergebnisse.
- Die zwei Verfahren zeigen prinzipiell abweichende Bestimmungen von Eigenfrequenzen und insbesondere von Eigendämpfungen.
- Messreihen mit hoher Frequenzdichte ließen keine Identifikation zu.

Zur Verdeutlichung dieser Schwierigkeiten werden nachfolgend exemplarisch die Analyseergebnisse zweier Messreihen betrachtet, siehe Abbildung 23 und Abbildung 24.

Dazu verwenden wir sogenannte Stabilisationsdiagramme. Es handelt sich dabei um eine graphische Darstellung identifizierter Systempole für unterschiedlich angenommene Modellordnungen. Im Fall einer Stabilisation verändern sich die errechneten Systempole mit steigender Modellordnung nur wenig. Es stellt sich ein gerader/asymptotischer Verlauf ein. Harmonische Erregungen manifestieren sich jedoch ebenfalls zu scheinbar stabilen Systemeigenfrequenzen. Zusätzlich sind die roten und blauen Verläufe Darstellungen der Spektralmatrixsingulärwerte, die zur Bestimmung der modalen Parameter des FSDD Verfahrens benötigt werden.

Im ersten Beispiel, vergl. Abbildung 23, gelang es, die Stabilisierung des CC-SSI-Algorithmus unter Verwendung von Kerbfiltern erheblich zu verbessern. Die äquidistanten Peaks im Frequenzbereich, welche im linken Teil der Abbildung deutlich zu erkennen sind, werden abgeschwächt. Eine Gegenüberstellung der Verfahrensergebnisse (CC-SSI / FSDD) zeigte jedoch eine signifikante Abweichung der Frequenz – und Dämpfungsbestimmung (Faktor 10 und höher). Im gezeigten Beispiel hat der Mode bei 1665 Hz eine CC-SSI-ermittelte Dämpfung von 0,009, die FSDD-ermittelte Dämpfung einen Wert von 0,085.

Das zweite Beispiel, vergl. Abbildung 24, zeigt eine Messung mit höherer Frequenzdichte. Eine aussagefähige Identifikation war unter Anwendung beider Verfahren nicht möglich. Eine Elimination harmonischer Erregeranteile gelang durch Kerbfilterung nur unzureichend.

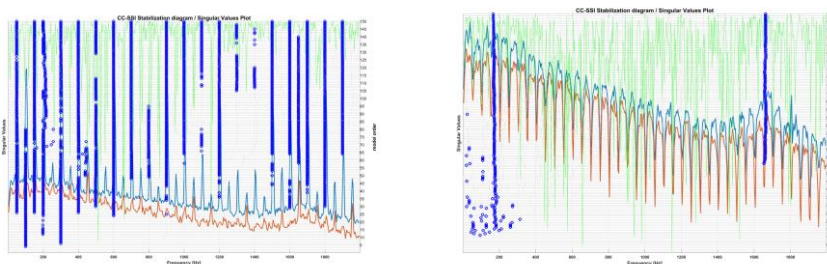


Abbildung 23: Stabilitätsdiagramm mit (rechts) und ohne (links) Kerbfilterung – Messreihe 1.

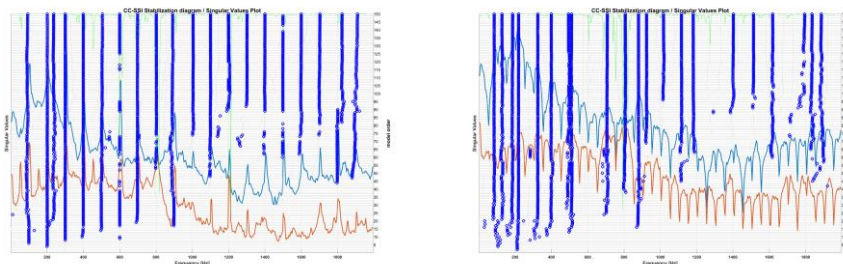


Abbildung 24: Stabilitätsdiagramm mit (rechts) und ohne (links) Kerbfilterung – Messreihe 2.

Interpretation

Für die Anwendung der Output-Only Modalanalyseverfahren müssen im Wesentlichen die folgenden Voraussetzungen erfüllt sein:

- Linearität des Systems,
- Zeitliche Invarianz,
- Räumlich und zeitliche regellose (unkorrelierte) Verteilung der Erregerkräfte.

In vielen praktischen Anwendungen hat sich gezeigt, dass eine Verletzung dieser Annahmen nicht zwingend zu schlechten Analyseergebnissen geführt hat. Im Rahmen der Voruntersuchungen dieses Projekts muss man festhalten, dass insbesondere die zuletzt genannte Voraussetzung nicht erfüllt wird, da eine stark harmonische Netzschwingung in das System eingepreßt wird. Zudem sind die zu identifizierenden elektrischen Moden stark gedämpft, was bei Vorhandensein einer starken Harmonischen Anregung eine Identifikation mit Output-Only Modalanalyseverfahren erschwert.

Ausblick

In elektrischen Systemen lassen sich durch Schaltvorgänge gezielt Anregungen in Form einer Sprung- oder Impulsanregung einbringen. Die Antwortsignale sind an mehreren Punkten im System messbar. Die Messpunkte sind durch die in (Fischer et al. 2018, S. 7) beschriebenen Verfahren zu optimieren. Diese Verfahren nach Kammer und Schedlinski verwenden im Wesentlichen die lineare Unabhängigkeit von Systemeigenvektoren als Maß, um Modellfreiheitsgrade hinsichtlich ihrer Relevanz für das Systemverhalten zu bewerten (Kammer 1991; Schedlinski und Link 1996). Das heißt, es werden sukzessiv die Freiheitsgrade eliminiert, die sich durch Informationen an andere Freiheitsgrade bestimmen lassen. In der Folge bleibt ein Satz von Freiheitsgraden, welcher möglichst viel Informationsgehalt bei gleichzeitig geringer Anzahl bietet.

Aus Sicht der Modalanalyse können hier so genannte global indirekte Identifikationsverfahren zur Ermittlung von modalen Parametern angewendet werden, siehe z.B. (Brincker und Ventura 2015). Diese Verfahren (z.B. das Polyreference-Verfahren, Ibrahim Verfahren, etc.) verwenden Zeitreihen freier Schwingungen an mehreren Messpunkten zur Bestimmung von Eigenfrequenzen und Dämpfungen. Dieser Ansatz ermöglicht stärker und gezielter Erregungsenergie in das System zu bringen. Eine Herausforderung ist auch hier der Umgang mit harmonischen Anteilen und Nichtlinearitäten.

4 Studien und Ergebnisse des Vorhabens

Dieses Kapitel stellt die Ergebnisse der einzelnen Studien des Vorhabens dar. Zur Einordnung der verschiedenen Szenarien sei auf die Kategorisierung in Abschnitt 3.1.2 verwiesen. Abschnitt 4.1 beschäftigt sich mit dem System-Split und der Frage, wie WEAn im Rahmen ihres konventionellen Designs Netzträgeit bereitstellen können. Anregungen der Strukturndynamik durch Netzpendelungen und Umschaltung von Stufen-
transformatoren werden in Abschnitt 4.2 betrachtet. Es folgt in Abschnitt 4.3 die Beschreibung einer Erweiterung der Netzträgeit bereitstellenden Umrichterregelung, mit der sich die Robustheit bezüglich spontaner Inselnetzbildung erhöht. Eine Kleinsignalanalyse möglicher Schwingungsprobleme ist in Abschnitt 4.4 dokumentiert. Die Umrichterregelung in Verbindung mit zusätzlichen Speichern im Zwischenkreis eine Back-To-Back-Converters wird in Abschnitt 4.5 eingeführt und untersucht. Schließlich vergleicht Abschnitt 4.6 in Anlehnung an die Zertifizierungs-Lastenrechnung gemäß (DNVGL 2010) die mechanischen Lasten, die an einer konventionell geregelten WEA auftreten mit denen, die an der gleichen Anlage mit erweiterter, netzdienlicher Regelung auftreten.

4.1 System Split

4.1.1 Trägheits-Anforderungen für System-Split-Ereignisse

In konventionellen Netzen wird die erforderliche Momentanreserve bzw. Trägheit durch rotierende elektrische Maschinen erbracht. Die gesamte Trägheit ist die Summe der Einzelträgeiten der Maschinen. Wird diese auf die Systemgrundlast P_L bezogen, so ergibt sich die Anlaufzeitkonstante:

$$T_{\text{System}} = \frac{(2\pi f_0)^2}{P_L} \sum_i J_i \quad (1)$$

Hier ist P_L die momentane Gesamtlast und f_0 der Nennwert der Netzfrequenz.

Für typische Kraftwerke und eine Erzeugungskapazität knapp oberhalb der Last ergeben sich typische Werte von

$$T_{\text{System}} \approx 10 \text{ s.}$$

Mit zunehmender Durchdringung der Netze mit erneuerbaren Einspeisern werden die rotierenden Maschinen durch Umrichter ersetzt, wodurch die Systemsanlaufzeitkonstante sinkt. Auf der anderen Seite steigt die nominale Erzeugungskapazität aufgrund des Teillastbetriebs von WEA und Photovoltaik.

Um die Frequenzstabilität nach großen Störungen im Netz sicherzustellen, ist eine hinreichend große Gesamtträgeit im Verbundnetz erforderlich. Wird die Trägheit aus dem Rotor der WEA bereitgestellt, so sind neben der Trägheitskonstante die erforderliche Maximalleistung und die im Störfall bei Unterfrequenz einzuspeisende zusätzliche Energie für die Implementierung der Systemträgeit von Bedeutung.

Basierend auf (ENTSO-E 2019) ist der für Kontinentaleuropa zu betrachtende Worst-Case eine Systemaufspaltung (System Split), bei der sich das europäische Verbundnetz in mehrere Teilnetze aufspaltet. Für kleinere Netze kann auch der Ausfall eines Kraftwerks oder einer HGÜ-Leitung der kritische Auslegungsfall sein; im Folgenden werden jedoch der System Split und das Netzgebiet mit Unterfrequenz betrachtet.

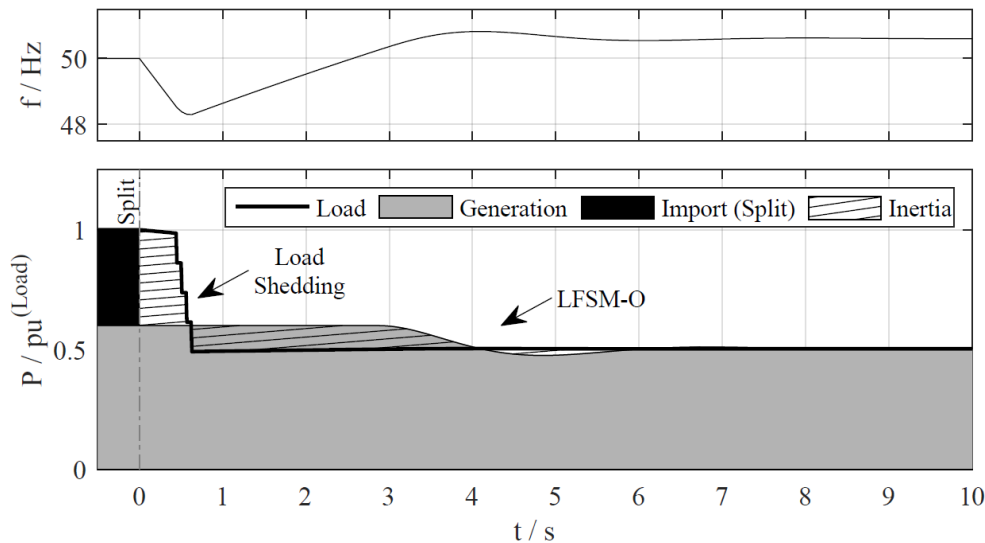


Abbildung 25: Beispielhafter Verlauf eines System Splits CC-BY [2].

Abbildung 25 illustriert den prinzipiellen Ablauf eines System-Split-Ereignisses. In dem Moment in dem die Importleistung unterbrochen wird, muss diese Leistung durch die Momentanreserve bereitgestellt werden. Dadurch kommt es zu einem steilen, negativen Frequenzgradienten (ROCOF). Nach einer Verzögerung, in der dieser Vorgang durch die entsprechenden Schutzrelais erkannt wird, beginnt der automatische Unterfrequenz-Lastabwurf (Load Shedding), wobei in mehreren Stufen Verbraucher vom Netz getrennt werden, bis das Verhältnis zwischen Erzeugung und Last näherungsweise wiederhergestellt ist. Ein geringer Überschuss an Erzeugungsleistung führt danach zu einem Wiederanstieg der Frequenz bis die Überfrequenzreduktion der Kraftwerke (LFSM-O) die Frequenz schließlich stabilisiert. Der Leistungspeak aus der Systemträgheit wird lediglich in der ersten Sekunde geliefert.

Wie in (Duckwitz 2019) analysiert wurde, resultiert die Hauptbeschränkung aus dem Unterfrequenz-Lastabwurf. Für ordnungsgemäße Funktion der entsprechenden Relais muss der Frequenzgradient für einen hinreichend langen Zeitraum begrenzt werden. Wenn die Systemträgheit zu klein ist oder nicht lange genug erbracht werden kann, besteht die Gefahr, dass der Lastabwurf nicht ordnungsgemäß abläuft, beispielsweise kann es zu einer fehlerhaften Auslösung mehrere Lastabwurfstufen gleichzeitig kommen. Im schlimmsten Fall führt dies zu einem Black-Out des betrachteten Netzes.

Für die Dimensionierung der Trägheitszeitkonstanten wird die Höhe des Leistungspulses direkt durch den Leistungsimport in das betrachtete Teilnetzgebiet direkt vor dem System-Split-Ereignis gegeben. Für Kontinentaleuropa kann dieser Import in der Größenordnung von bis zu 40% der gesamten Last betragen siehe z.B. (ENTSO-E 2018). Die Trägheitszeitkonstanten der verteilten Erbringer müssen adäquat verteilt werden, um in der Summe den erforderlichen Leistungspuls bereitstellen zu können. Die Dauer des Leistungspulses hängt dabei von den verwendeten Lastabwurfrelais ab und liegt in der Größenordnung einer Sekunde (Duckwitz 2019).

4.1.2 Möglichkeit zur Bereitstellung von synthetischer Trägheit im Rahmen der gegebenen Systemgrenzen konventioneller WEA-Designs

Soll Systemträgheit der WEA in einer Form implementiert werden, so dass sie von jeder WEA zu jedem Zeitpunkt erbracht werden kann, so ergibt sich als grundlegender Nachteil eine erforderliche Überdimensionierung der WEA-Komponenten, insbesondere:

- des elektrischen Generatorsystems, um Leistungsreserven zur Verfügung stellen zu können
- des mechanischen Triebstrangs, um die mit dieser Überleistung verbundenen mechanischen Lasten zu beherrschen.

Auf der anderen Seite werden die WEA den überwiegenden Anteil ihrer Betriebsdauer nicht bei Nennleistung bzw. Volllast betrieben. Die typische Zeitdauer während der eine WEA entsprechend den Windverhältnissen bei Volllast betrieben werden kann liegt, abhängig von Standort, im Bereich von 10..20% der Gesamtbetriebsdauer. Sogar in Starkwindzeiten werden viele Anlagen gedrosselt betrieben

- um eine Überlastung der Netze zu vermeiden (sogenanntes Einspeisemanagement) – die Abregelung wird durch den Netzbetreiber initiiert, und
- um negative Preise an der Strombörse durch ein Überangebot zu vermeiden – die Abregelung erfolgt durch den Direktvermarkter.

In Deutschland bleibt die gesamte Einspeiseleistung aus Windenergie selbst bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten typischerweise 25..30 % unter der gesamten installierten Leistung (B. Burger 2019). Es ist damit zu rechnen, dass dieser Abstand bei zunehmender Durchdringung der Netze mit Windenergie weiter steigen wird.

Dies bedeutet, dass über eine Flotte von WEA in einem Netzgebiet eine nennenswerte Reserve an Umrichterleistung vorhanden ist, die für die Erbringung von Systemträgheit genutzt werden könnte. Dafür ist eine koordinierte Verteilung der Momentanreserve auf Anlagen mit Leistungsreserven erforderlich. Die Möglichkeiten zur ihrer Erbringung abhängig vom Betriebspunkt sollen in den folgenden Abschnitten diskutiert werden.

4.1.3 Verfügbare Leistung und Energie einer WEA für die Erbringung von synthetischer Trägheit

Die verfügbare Energie für die Erbringung von Systemträgheit wurde in Simulationen für die Referenzanlage, siehe Abschnitt 3.2.1, ermittelt. Die Ergebnisse für verschiedene Arbeitspunkte sind in Abbildung 26 als maximal zulässige Amplitude des Leistungspulses in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit sowie für zwei verschiedenen Dauern des Leistungspulses $d_{SI} = 1s$ und $d_{SI} = 2s$. gezeigt. Es können drei grundsätzliche limitierende Effekte unterschieden werden:

1. *Stall-Grenze:* Die roten Kurven auf der linken Seite des Diagramms in Abbildung 26 repräsentieren das aerodynamische Stall-Limit des Rotors. Wenn die Rotordrehzahl durch die Energieentnahme auf Werte unterhalb einer kritischen Drehzahl Ω_{min} abgebremst wird, so kann es zum Strömungsabriss an den Blattprofilen kommen. Ω_{min} ist dabei abhängig von der Windgeschwindigkeit und dem Pitchwinkel. Tritt der Strömungsabriss ein, so sinkt das aerodynamische Moment des Rotors schnell mit weiter fallender Drehzahl ab. Dies bewirkt eine weiter fallende Drehzahl und der Rotor kann selbst bei Absenkung des Generatormomentes nicht mehr schnell in einen regulären Betriebspunkt zurückgeführt werden. Im schlimmsten Fall ist ein Neustart der WEA erforderlich. Das Stall-Limit kann aus dem aerodynamischen Kennfeld des Rotors $T_{aero}(v_{wind}, \Omega, \theta)$ mit der folgenden Bedingung bestimmt werden

$$\Omega_{min}(v_{wind}, \theta) = \min \Omega, \text{ mit } \Omega \in \left\{ \omega \mid \frac{\partial T_{aero}(v_{wind}, \omega, \theta)}{\partial \omega} > 0 \right\}. \quad (2)$$

2. *Leistungsgrenze:* die schwarze gestrichelte Linie auf der rechten Seite repräsentiert die Leistungs- bzw. Stromgrenze des netzseitigen Umrichters. Es wurde gefordert, dass die Summe aus momentaner Einspeiseleistung und der Trägheits-

Leistungspuls nicht die Nennleistung der WEA überschreiten darf, eventuelle Reserven aus der Blindleistungsfähigkeit des Umrichters wurden nicht berücksichtigt. Folglich erhält man eine inverse Leistungskurve der WEA. Aus der Bedingung folgt direkt, dass sich eine definierte Reserveleistung p_{SI} für die Erbringung von Systemträgheit auch im Volllastbereich reservieren lässt, wenn eine Absenkung der maximal eingespeisten Leistung auf $p_{max} = 1 - p_{SI}$ erfolgt. Dies ist durch die schwarz gepunkteten Linien für verschiedene p_{max} dargestellt.

3. *Momentengrenze*: Die Momentengrenze ergibt sich aus der Stromgrenze des generatorseitigen Umrichters sowie aus der Begrenzung des mechanischen Drehmomentes im Triebstrang. Da für kleine Windgeschwindigkeiten die Rotordrehzahl der WEA abgesenkt wird, ergibt sich eine zusätzliche Begrenzung der maximalen Amplitude des Leistungspulses, die in Abbildung 26 durch die schwarze durchgezogene Linie dargestellt ist. Diese Linie ergibt sich aus der Drehmomentenreserve für jeden Arbeitspunkt multipliziert mit der entsprechenden Rotordrehzahl. Man erkennt, dass die Momentenbegrenzung für die gegebene Anlage über den Teillastbereich dominierend ist. Für größere Windgeschwindigkeiten konvergiert sie gegen die Leistungsgrenze, da die Drehzahl dann der Nennzahl entspricht.

Beispiele

Kombiniert man alle Grenzen, so erhält man einen Verlauf mit einem Maximum zwischen der Cut-In-Windgeschwindigkeit und der Nennwindgeschwindigkeit v_{rated} . Für die gegebene WEA und $d_{SI} = 1s$ wird der Verlauf im Teillastbereich durch die Momentenbegrenzung dominiert, nur bei sehr kleinen Windgeschwindigkeiten wird das Stall-Limit relevant. Für $d_{SI} = 2s$ vergrößern sich die Einschränkungen aufgrund des Stall-Kriteriums.

Durch eine Drosselung der WEA lässt sich auch im Volllastbereich eine Leistungsreserve für die Erbringung von Systemträgheit vorhalten. Wird die WEA auf $p_{max} = 0.8 p.u.$ gedrosselt, so kann eine Reserveleistung von $0.2 p.u.$ über den gesamten höheren Windgeschwindigkeitsbereich vorgehalten werden. Durch Drosselung auf $p_{max} = 0.6 p.u.$ kann diese Reserve für die gegebene WEA auf Werte größer $0.3 p.u.$ gesteigert werden.

Methode der Leistungsbegrenzung

Die Methode der Leistungsbegrenzung ist für den Übergang von der Momentengrenze auf die Leistungsgrenze für gedrosselten Betrieb von Bedeutung. Im vorliegenden Fall wurde die Leistungsbegrenzung so implementiert, dass das kommandierte Drehmoment auf einen konstanten Wert begrenzt wird. Die stationäre Drehzahl erreicht somit schon bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten die Nennzahl. Zur Leistungsbegrenzung ist hier die Reduktion des Drehmomentes gegenüber einer Reduktion der Nennzahl vorzuziehen, denn auf diese Weise ist die Reserveleistung schnell mit maximaler Amplitude abrufbar, siehe auch (van der Hoek und Kanev 2017).

Ein weiterer Effekt ist die Beeinflussung der Stallgrenze. Aufgrund der Drehzahlerhöhung bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten durch Aktivierung der Leistungsbegrenzung erhöht sich der Abstand des aerodynamischen Arbeitspunktes von der Stall-Grenze. Dies ist beispielhaft durch die rot gepunktete Linie für eine Leistungsbegrenzung auf $p_{max} = 0.2 p.u.$ und für eine Dauer des Leistungspeaks $d_{SI} = 2s$ gezeigt.

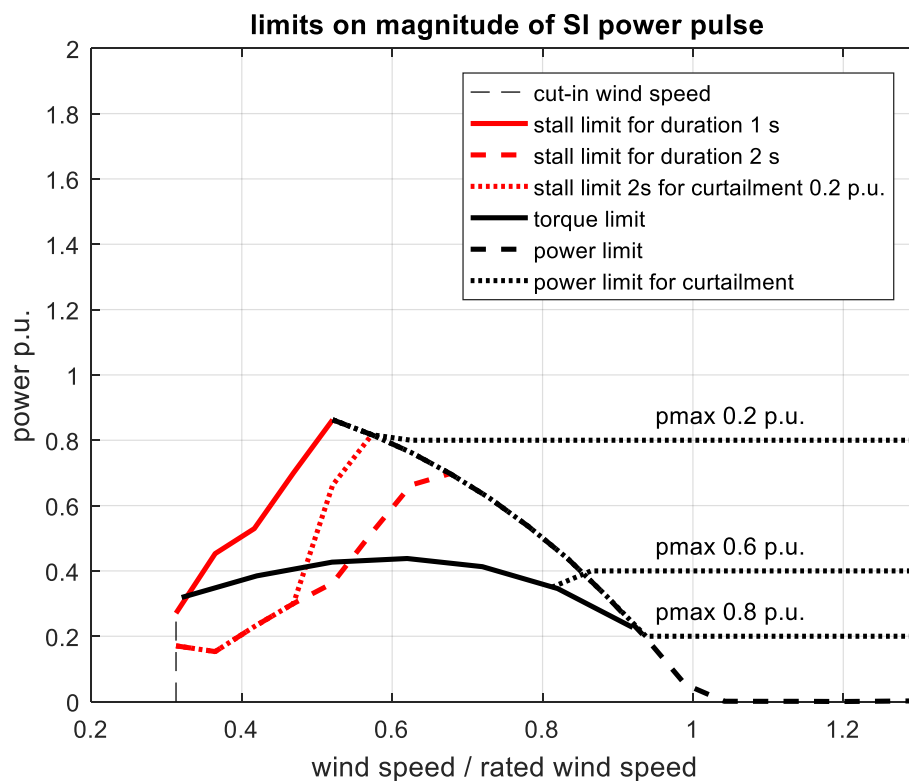


Abbildung 26: Grenzen für die zulässige Amplitude des SI-Leistungspulses abhängig von der aktuellen Windgeschwindigkeit und für verschiedene Dauern des Leistungspulses .

4.1.4 Verteilung von Systemträgheit und Abregelung zwischen verschiedenen WEA und Windparks

Einer der großen Vorteile von Systemträgheit aus dem WEA-Rotor im Vergleich zur Massenträgheit konventioneller Kraftwerke ist die Möglichkeit, die Trägheitszeitkonstante frei zu justieren. Um die Strom- und Leistungsreserven des Generatorsystems über eine Flotte von WEA auszunutzen, muss jede WEA eine geeignete Trägheitskonstante J_i und Leistungsreserve $P_{SI,i}$ durch eine übergeordnete, koordinierende Instanz zugeteilt bekommen. Die Werte würden dabei von den (vorhergesagten) Windverhältnissen und anderen Kriterien abhängen.

Das Scheduling von Systemträgheit für Windturbinen wurde bereits von Chu et al. in (Wu et al. 2018) untersucht. Dort wurde jedoch von einer Reserve ausgegangen, die abhängig von der Windgeschwindigkeit ist. Aufgrund der u.U. schnell veränderlichen Windgeschwindigkeit ist dabei mit Problemen zu rechnen. Aus diesem Grund wird hier die Erbringung von Systemträgheit durch gedrosselte WEA diskutiert. Das Ziel ist die Bereitstellung einer definierten Leistungsreserve über den gesamten Leistungsbereich der WEA. Es ist dabei klar, dass die Drosselung der WEA finanzielle Verluste für den Betreiber durch die entgangene Einspeisevergütung bewirken kann. Aus diesem Grund macht es Sinn, nur solche WEA für die Erbringung von Systemträgheit in Betracht zu ziehen, die voraussichtlich für einen gegebenen Zeitraum im Teillastbereich produzieren werden oder aus anderen Gründen, z.B. der Netzüberlastung oder des Strommarktes, bereits gedrosselt betrieben werden müssen. Wird ein Ausschreibungsmodell mit finanzieller Vergütung für Systemträgheit angenommen, so kann der Betreiber die Betriebsweise der WEA vorausschauend nach finanziellen Gesichtspunkten optimieren, wobei

Vorhersagen für die Windgeschwindigkeit, das Einspeisemanagement und ggf. den Marktpreis beachtet werden müssen.

Als Vereinfachung betrachten wir nun die Abspaltung eines Teilnetzgebietes mit Leistungsimpport, in dem die erforderliche Trägheit ausschließlich durch Umrichter mit Systemträgheit bereitgestellt wird, wobei die Reserveleistung $P_{Sl,i}$ und die Trägheitskonstante J_i im Sinne eines Scheduling den einzelnen WEA zeitabhängig zugeteilt werden. Im Fall der Abspaltung des Netzes muss im ersten Moment die Summe der Reserveleistungen mindestens dem Leistungsimpport vor der Trennung entsprechen:

$$\sum_i P_{Sl,i} \geq P_{import} \quad (3)$$

Die gesamte erforderliche Trägheitskonstante ergibt sich aus dem zulässigen ROCOF $|\dot{f}_{max}|$ zu:

$$J_{total} = \sum_i J_i \geq \frac{P_{import}}{4\pi^2 f_0 |\dot{f}_{max}|} \quad (4)$$

Dabei muss $|\dot{f}_{max}|$ klein genug sein, um eine fehlerfreie Funktion des Unterfrequenzlastabwurfs sicher zu stellen. Die Kriterien (3) und (4) müssen für jedes mögliche Netzgebiet sichergestellt sein, das vom Verbundnetz abgespalten werden könnte. Wenn die erste Bedingung erfüllt ist, so kann die zweite erfüllt werden, indem die Trägheitskonstante für jeden Umrichter proportional zur Reserveleistung $P_{Sl,i}$ gewählt wird:

$$J_i = \frac{P_{Sl,i}}{4\pi^2 f_0 |\dot{f}_{max}|} \quad (5)$$

Da $|\dot{f}| < |\dot{f}_{max}|$, sorgt dieses Kriterium außerdem dafür, dass die Reserveleistung an den einzelnen Umrichtern für die Phase des konstanten Frequenzabfalls in einem System-Split-Szenario nicht überschritten wird. Ggf. auftretende transiente Überströme im ersten Moment nach der Netztrennung können für die VSM durch eine kaskadierte Überstrombegrenzung, wie in (Duckwitz et al. 2017) beschrieben, beherrscht werden.

Zusätzliche Kriterien für die Wahl der Trägheitskonstanten könnten aus den sich ergebenden Eigenfrequenz des dynamischen Gesamtsystems resultieren, da kleine J_i grundsätzlich größere Eigenfrequenzen zur Folge haben. Dies wird hier jedoch nicht weiter betrachtet.

4.1.5 Zusammenfassung

WEA können auch innerhalb der systembedingten Leistungsbegrenzungen in nennenswertem Umfang an der Bereitstellung von Systemträgheit teilhaben. Dafür ist sowohl die Zuteilung von geeigneten Trägheitskonstanten als auch die Reservierung der erforderlichen Leistungsreserve auch im Übergangs- und Volllastbereich erforderlich. Der zweite Punkt kann durch die geeignete Implementierung einer Leistungsbegrenzung erfolgen, auch wenn diese aufgrund der Windverhältnisse nicht erreicht wird.

4.2 Anregung der Strukturdynamik aus dem Netz

Zwei Fälle von Anregungen der Strukturdynamik aus dem Netz werden hier betrachtet. Es handelt sich dabei um Netzpendelungen und die Umschaltung von Stufentrafos. In beiden Fällen sind die Auswirkungen auf das mechanische Anlagendesign vernachlässigbar.

4.2.1 Netzpendelungen

Eine mögliche Anregung von mechanischen Schwingungen und die Erzeugung damit verbundener, zusätzlicher Komponentenschädigungen können aus periodischen Schwankungen der Netzfrequenz resultieren. Die Netzträgheit bereitstellende Anlage reagiert darauf mit einer entsprechend modulierten Einspeisung von Wirkleistung.

Szenario: Netzpendelungen im kontinentaleuropäischen Netz

Im elektrischen Verbundsystem können zwischen Gruppen von Generatoren elektromechanische Schwingungen auftreten, siehe z.B. (Kundur 1994, S. 817ff). Dabei wird elektrische Wirkleistung über meist schwache Verbindungen zwischen unterschiedlichen Netzbereichen ausgetauscht. Im englischen Sprachgebrauch ist für diese Art Pendelschwingungen der Begriff „inter-area oscillations“ üblich. Sie treten im niedrigen Frequenzbereich von 0,1 bis 0,4 Hz auf und sind besonders ausgeprägt zu beobachten, wenn sie von schnellen, heftigen Änderungen im elektrischen Netz, wie beispielsweise der Notabschaltung eines großen Kraftwerkes, angeregt werden.

Für das kontinentaleuropäische Verbundnetz sind die beiden dominanten Schwingungsmodi eine Nord-Süd-Mode bei ca. 0,15 Hz und eine Ost-West-Mode bei ca. 0,25 Hz (Larsson et al. 2013). Die Nord-Süd-Mode wurde durch ein Ereignis am 1. Dezember 2016 stark angeregt (ENTSO-E 2017a). Infolge dessen oszillierte der Spannungswinkel auf der iberischen Halbinsel für etwa 4 min praktisch ungedämpft gegen den Rest des Verbundsystems. Abbildung 27 zeigt die lokal gemessene Netzfrequenz in Sevilla; Details zum Messsystem siehe (van der Straeten et al. 2016). Die Netzfrequenz pendelt für etwa 4 min mit einer Amplitude von ca. 0,06 Hz um den Nennwert.

Die Netzpendelungen an der einzelnen Windenergieanlage

Eine WEA, die über ein geeignetes Regelungsverfahren Netzträgheit zur Verfügung stellt, reagiert im Idealfall auf Schwankungen der Netzfrequenz $f(t)$ mit der Wirkleistungseinspeisung bzw. -aufnahme

$$\frac{\Delta P}{P_0} = \frac{T_A}{f_0} \frac{df(t)}{dt},$$

wobei f_0 und P_0 die Nennwerte der Netzfrequenz und Anlagenleistung bezeichnen, und die Anlaufzeitkonstante T_A sich durch die Zeit ergibt, die benötigt wird, um die Rotorträgheit mit Nennmoment auf Nenndrehzahl zu bringen (Deutsche Energie-Agentur GmbH 2014). Derzeitige Werte von T_A liegen im Bereich von ca. 10s. Für die in Abbildung 27 gezeigte Dauerschwingungsamplitude und -frequenz ergibt sich bei $f_0 = 50$ Hz und $T_A = 10$ s eine etwa einprozentige Leistungsschwankung bezogen auf Nennleistung. Entsprechend wurde $0,01 \cdot 3,6$ MW = 36 kW als Schwankungsamplitude für die Fallstudie gewählt.

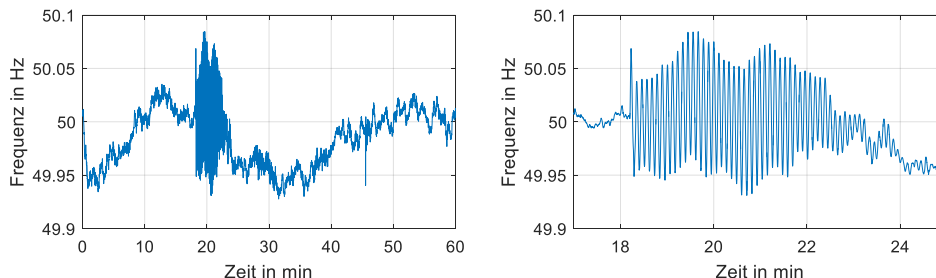


Abbildung 27: Zeitlicher Verlauf der Netzfrequenz am 1. Dezember 2016. Links: gesamte Stunde von 11:00 bis 12:00 CET. Rechts: Ausschnitt der Dauerschwingung ab ca. 11:18 CET.

Die Leistungsschwankung wird der momentan eingespeisten Wirkleistung mit Hilfe der Umrichter- und Generatorregelung überlagert, denn die „Trägheitsleistung“ kommt

aus dem Rotor der WEA. Dabei können über das Generatormoment mechanische Schwingungen an der Anlage angeregt werden. Besonders kritisch ist hierbei eine Anregung von seitlichen Turmschwingungen, denn das Generatormoment stützt sich am Turmkopf ab, und die erste Turmeigenfrequenz kann bei großen Anlagen im Frequenzbereich der oben beschriebenen Netzpendelungen liegen. Deshalb wurde für die Fallstudie als Worst-Case-Szenario eine Pendelfrequenz von 0,345 Hz gewählt; siehe Abschnitt 3.2.1 für die Eigenfrequenz der seitlichen Turmmode.

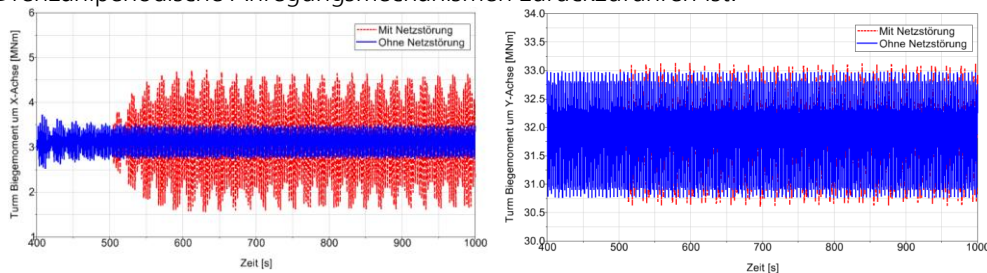
Simulationsergebnisse

Mittels Co-Simulationen wird die Reaktion des in Abschnitt 3.2.2 beschriebenen Gesamtsystems auf die Netzstörung ermittelt. Zuerst betrachten wir den Fall mit konstantem, homogenem Windfeld, um den Effekt des Aufschwingens isoliert zu verdeutlichen. Dann erfolgt die Simulation mit turbulentem Windfeld, was eine realistischere Einschätzung der durch die Netzstörung induzierten Lasten ermöglicht.

Da im Betriebsbereich um Nennwindgeschwindigkeit üblicherweise die stärksten mechanischen Belastungen auftreten, wird als durchschnittliche Windgeschwindigkeit 13 m/s gewählt. Nach der Analyse aller Betriebsgrößen zeigte sich, dass, wie zu erwarten, im Wesentlichen die Turmlasten durch die Netzstörung beeinflusst werden; dabei vor allem die seitlichen Turmfußbiegemomente um die x-Achse, siehe auch das Koordinatensystem in Abbildung 3. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen deshalb die Turmfußbiegemomente um die x-Achse und zum Vergleich auch die um die y-Achse. Bei den Zeitreihen sind jeweils die Verläufe ab 400 s dargestellt, da der Hochfahrvorgang der Anlage im Kontext dieser Untersuchung irrelevant ist. Die Netzstörung wird zum Zeitpunkt 500 s eingeschaltet.

Co-Simulationen mit konstantem, homogenem Windfeld

Abbildung 28 zeigt die beiden Turmfußbiegemomente für ein konstantes, homogenes Windfeld mit 13 m/s Windgeschwindigkeit. Es sind die Verläufe mit und ohne Netzstörung dargestellt. Der Mittelwert des Biegemomentes um die y-Achse liegt in beiden Fällen um eine Größenordnung höher als der des Biegemomentes um die x-Achse. Dies liegt daran, dass die statische Belastung, die der Rotorschub verursacht, deutlich größer ist als die Belastung, die durch das Abstützen des Drehmomentes entsteht. Zudem ist auch ohne Netzstörung ein stationäres Oszillieren zu beobachten, das vornehmlich auf Drehzahlperiodische Anregungsmechanismen zurückzuführen ist.



a. Turmbiegemoment um X-Achse

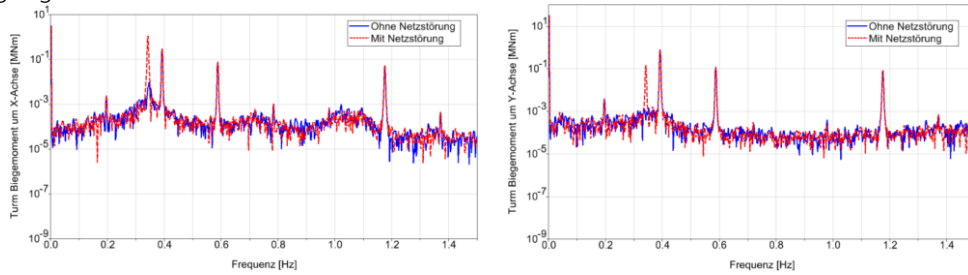
b. Turmbiegemoment um Y-Achse

Abbildung 28: Zeitreihen mit konstantem, homogenem Windfeld. Ab 500 sec ist die Netzstörung angeschaltet.

Für das Biegemoment um die x-Achse ist der Einfluss durch die Netzstörung klar zu erkennen. Die zusätzliche Dauerschwingung braucht etwa 100 s bis zur vollen Ausbildung. Ein Einfluss der Netzstörung auf das Biegemoment um die y-Achse ist demgegenüber kaum zu erkennen.

Dies bestätigen auch die Frequenzspektren der Zeitreihen, wie in Abbildung 29 dargestellt. Beide Biegemomente weisen deutlich ausgeprägte Spitzen bei 0,39 Hz und 0,59 Hz auf; entsprechend jeweils 2p und 3p. Die Netzstörung regt zwar in beiden Biegemomenten die Turmeigenfrequenz bei 0,34 Hz an und ist auf Grund der logarithmischen

Darstellung gut zu erkennen. Jedoch dominiert der Effekt nur bei der seitlichen Biegung um die x-Achse.



a. Turmbiegemoment um X-Achse

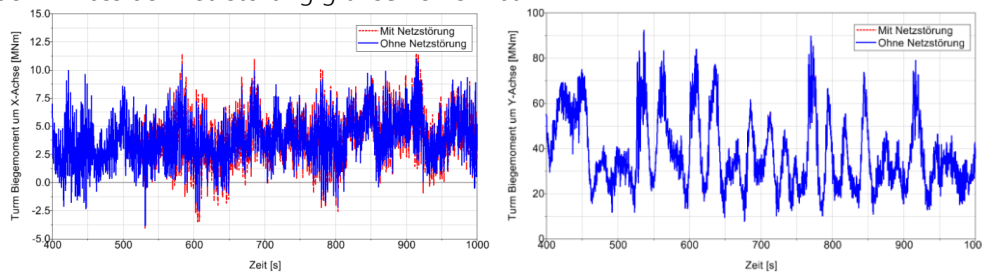
b. Turmbiegemoment um Y-Achse

Abbildung 29: Frequenzspektren mit konstantem, homogenem Windfeld.

Co-Simulationen mit turbulentem Windfeld

Abbildung 30 zeigt die beiden Turmfußbiegemomente für ein turbulentes Windfeld mit 13 m/s mittlerer Windgeschwindigkeit. Entsprechend der Turbulenzklasse A beträgt die Turbulenzintensität 18%. Es sind wieder die Verläufe mit und ohne Netzstörung dargestellt.

Auch hier liegt erwartungsgemäß der Mittelwert des Biegemomentes um die y-Achse in beiden Fällen um eine Größenordnung höher als der des Biegemomentes um die x-Achse. Für beide Bewegungsrichtungen dominiert nun jedoch klar die Variation durch das veränderliche Windfeld. Nur für die seitliche Biegung um die x-Achse ist überhaupt der Einfluss der Netzstörung grafisch erkennbar.



a. Turmbiegemoment um X-Achse

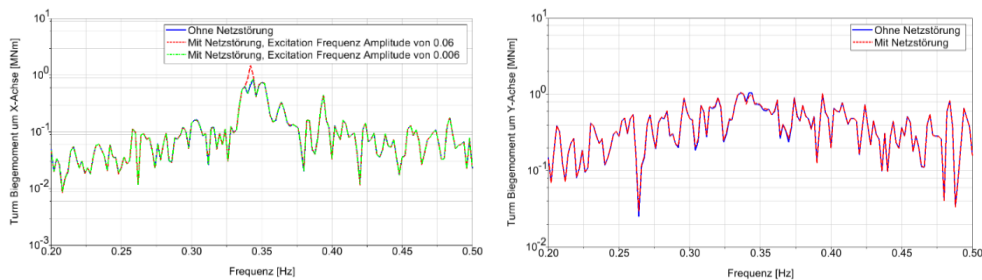
b. Turmbiegemoment um Y-Achse

Abbildung 30: Zeitreihen mit turbulentem Windfeld. Ab 500 sec ist die Netzstörung angeschaltet.

Abbildung 31 zeigt die zugehörigen Frequenzspektren. Für das Biegemoment um die y-Achse ist der Einfluss der Netzstörung marginal. Um die x-Achse bewirkt die Netzstörung eine Erhöhung der Resonanzspitze um den Faktor 2 bis 3.

Ermüdungslasten

Zusätzlich dargestellt in Abbildung 31a ist mit grüner Linie der Einfluss, den eine Netzpendelung mit gleicher Frequenz, aber nur einem Zehntel der Amplitude ausübt. Dies entspricht in etwa der im Normalbetrieb stationär vorhanden Oszillation der dominanten Netzmodi und kann daher zur Abschätzung von Ermüdungslasten herangezogen werden. Die grüne und die blaue Linie sind jedoch kaum voneinander zu unterscheiden: Der Einfluss bei geringer Pendelungsamplitude ist demnach zu vernachlässigen.



a. Turmbiegemoment um X-Achse

b. Turmbiegemoment um Y-Achse

Abbildung 31: Frequenzspektren mit turbulentem Windfeld.

Zusammenfassende Bewertung

Mit der frequenzgenauen Anregung der Turmeigenfrequenz stellt das Fallbeispiel für die WEA ein Worst-Case-Szenario dar. Die durchgeführten Co-Simulationen zeigen den vermuteten Effekt: Es werden über den Generator vor allem seitliche Turmschwingungen angeregt. Die damit verbundenen, zusätzlichen Lasten sind jedoch unkritisch im Hinblick auf die viel größeren Turmbiegemomente um die y-Achse, vgl. Abbildung 30. Ein nennenswerter Beitrag zu den Ermüdungslasten ist für den seltenen und kurzzeitig auftretenden Störfall nicht zu erwarten. Auch die im Normalbetrieb stationär vorhandene Oszillation der dominanten Netzmodi verursachen kaum zusätzliche Ermüdungslasten, vgl. Abbildung 31.

In Summe weist diese Fallstudie darauf hin, dass wegen derzeit auftretenden Inter-Area-Netzpendelungen bei einer Netzträgheit erbringenden WEA mit hoher Wahrscheinlichkeit keine Änderung der mechanischen Auslegung nötig ist. Darüber hinaus lässt das hier betrachtete Szenario jedoch keine Aussage über die Rückwirkungen auf die Netzpendelungscharakteristik zu. Die Frage, wie sich Dämpfung und Frequenz der Inter-Area-Netzpendelungen verändern würde, wenn eine große Anzahl von Windparks Systemträgheit bereitstellt, geht über die Projektziele hinaus und sollte in weiterführenden Arbeiten näher untersucht werden.

4.2.2 Leistungstransformator mit Stufenschalter

Ein möglicher relevanter Lastfall für den Triebstrang der Windenergieanlage mit Trägheitsemulation besteht in einem Schaltvorgang eines zwischen WEA und überlagertem Netz angeordneten Stufentransformators, insbesondere des Parktransformators. Dieser Fall wurde durch Modellierung und Simulation im EMT-Zeitbereich untersucht. Ziel war es, die Art und Höhe der Auswirkungen auf mechanische Größen zu ermitteln, welche repräsentativ sind für die mechanische Belastung. Insbesondere wurde eine Auswirkung auf das Torsionsmoment der Hauptwelle erwartet.

Ein vereinfachtes Modell der Windenergieanlage mit Trägheitsemulation wurde an ein Netzmodell mit Stufentransformator gekoppelt. Abbildung 32 zeigt ein Schema des Gesamtsystems.

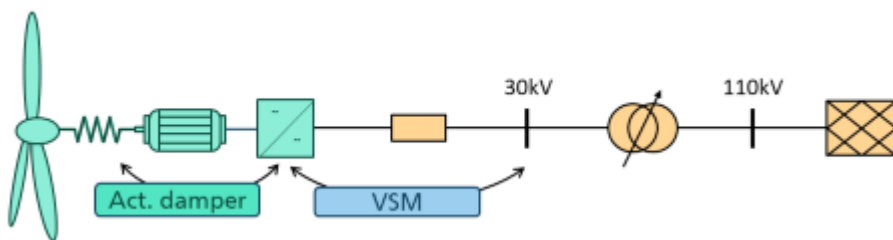


Abbildung 32: Schema des Simulations-Setups.

Als Spannungsebenen wurden 110 kV für die Netzquelle und 30 kV für die VSM gewählt, dazwischen übersetzt der Transformator. Spannungsebenen und Übersetzungsverhältnis entsprechen damit einem typischen Parktransformator an einem 110 kV - Hochspannungsnetz.

Tabelle 2 enthält die im Netzmodell hinterlegten Parameter. Der Parametersatz wird im Folgenden als Parametersatz 2 bezeichnet. Zur Trennung der Impedanzen der Elemente wurde für den Netzanschluss ein SCR von 50 angenommen sowie $r/x = 0,1$. Die Filter am Umrichter wurden hingegen unter Vernachlässigung von C zusammengefasst. Die Basisscheinleistung für die Umrechnung zwischen pu-System und SI-Einheiten ist 3,6 MVA.

Das Modell des Stufentransformators ist durch eine Impedanz und eine Anzahl von Stufen im Übersetzungsverhältnis definiert. Der Modellierungsansatz zeigt das Ersatzschaltbild in Abbildung 33. Die gewählten Parameter des Transformators sind in Tabelle 3 aufgelistet.

Tabelle 2 Parameter der modellierten Netzelemente (Parametersatz 2)

Beschreibung	Spannungsebene	p.u.	SI
Ohmscher Widerstand Umrichter	30 kV	0,01	2,5 Ω
Reaktanz am Umrichter	30 kV	0,12	30,00 Ω
Ohmscher Anteil der Netzimpedanz	110 kV	0,002	6,72 Ω
Netzreaktanz	110 kV	0,02	67,2 Ω

Tabelle 3 Parameter des modellierten Transformators (Parametersatz 2)

Beschreibung	Wert
Nennleistung Stufentransformator	3,6 MVA
Nennfrequenz	50 Hz
Spannungsebenen OS/US	110 / 30 kV
Stufenbereich	11 Stufen, -5 ... 0 ... +5
Änderung der Übersetzung je Stufe	1 %
Stufenschaltung angebracht an	Unterspannungsseite
Schaltgruppe OS/US	YN / YN
Ohmscher Anteil Stufentransformator (Kupferverluste)	0,008 p.u.
Reaktanz Stufentransformator Mitsystem (Streureaktanz)	0,13 p.u.
Ohmscher Anteil Stufentransformator Nullsystem	0 p.u.
Reaktanz Stufentransformator Nullsystem	0,03 p.u.
Hauptfeldimpedanz Leerlaufstrom	0,068 %
Hauptfeldimpedanz Eisenverluste	1,8 kW
Hauptfeldimpedanz Nullsystem: Verhältnis magn. Impedanz/ u_{k0}	100
Hauptfeldimpedanz Nullsystem: Verhältnis magn. R/X	0
Verteilung der Streureaktanzen Mitsystem OS/US	0,5 / 0,5
Verteilung der Streuwiderstände Mitsystem OS/US	0,5 / 0,5
Verteilung der Streuimpedanzen Nullsystem OS/US	0,9 / 0,1

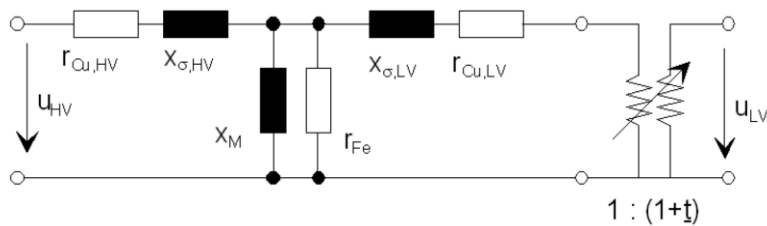


Abbildung 33 Ersatzschaltbild des modellierten Transformators mit Stufenschalter

Um eine deutliche Reaktion der Windenergieanlage zu erhalten, wurde zunächst ein unrealistisch großer Schaltvorgang des Stufentransformators um 5 Stufen gewählt. Ausgehend von der neutralen Stufe schaltet der Transformator direkt auf Stufe -5. Dies entspricht einem Spannungsabfall an der Unterspannungsseite von etwa 5%.

Abbildung 35 zeigt die Reaktion der Torsionsmomente am Generator und der Spannung am DC-Zwischenkreis auf den Schaltvorgang bei Volllast der Anlage zum Zeitpunkt $t = 35 \text{ s}$ in den ersten 50ms. Durch die plötzlich erhöhte Spannungsdifferenz zwischen Umrichter und Transformator erhöht sich im ersten Augenblick die vom Umrichter abgegebene Wirkleistung: Die DC-Spannung bricht leicht ein (rote Kurve, unteres Koordinatensystem). Um die DC-Spannung auf ihren Sollwert zurückzuführen, wird das elektrische Generatormoment durch die DC-Link-Regelung schnell erhöht, die Generatorleistung steigt und die DC-Spannung erhöht sich wieder. Das Maximum des Generatormoments liegt bei 1,138 p.u. nach 5 ms, (orange, oberes Koordinatensystem). Die damit einhergehende kurzzeitige Abbremsung des Triebstrangs ist marginal und in der dargestellten Auflösung nicht zu erkennen. Jedoch reicht der Stoß aus, um Triebstrangschwingungen mit sehr geringer Amplitude anzuregen.

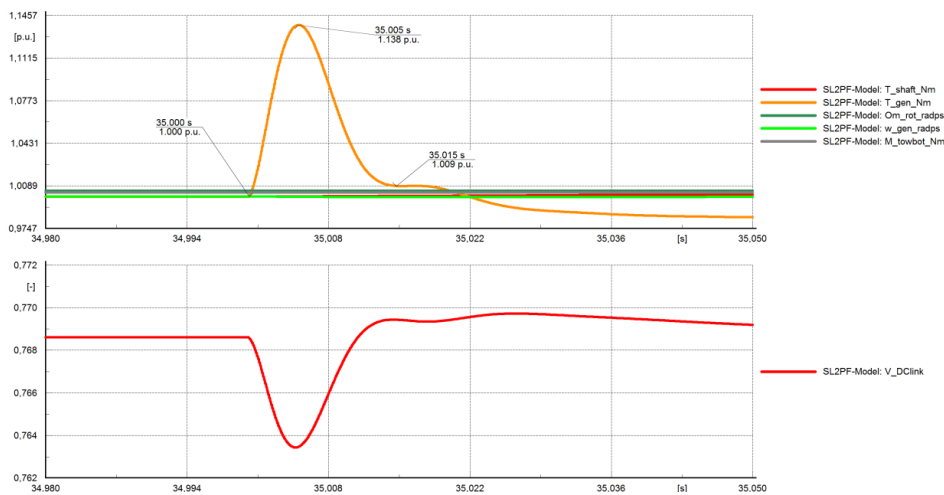


Abbildung 34 Detaildarstellung der Torsionsmomente am Generator und der Spannung im DC-Link in den ersten 50 ms nach dem Schaltvorgang des Stufentransformators (Stufe 0 auf -5) mit WEA unter Vollast. Alle Werte normiert.

Diese Schwingung ist in Abbildung 35 zu sehen. Sie zeigt die ersten 5 Sekunden der Reaktion der mechanischen Größen auf den Schaltvorgang bei Volllast der Anlage. Das ermittelte Maximum des Hauptwellenmoments (rote Kurve) liegt bei 1,01 p.u., das Minimum bei 0,992 p.u., der Startwert liegt bei 1,0003 p.u. Es ist davon auszugehen, dass diese geringen Werte die dimensionierenden Lasten von gängigen Anlagendesigns, wenn überhaupt, nur marginal verändern.

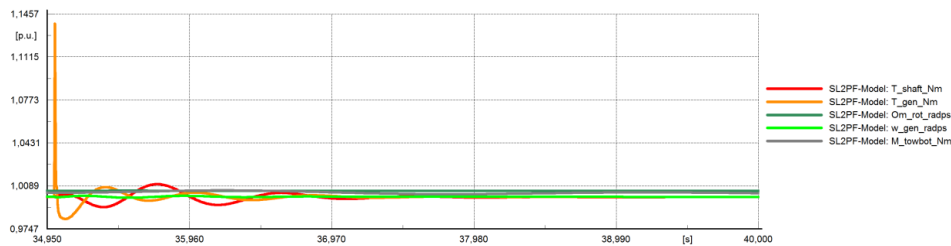


Abbildung 35 Torsionsmoment in der Hauptwelle und im Generator, Winkelgeschwindigkeiten am Rotor und Generator und Turmfußbiegemoment nach dem Schaltvorgang des Stufentransformators (Stufe 0 auf -5) mit WEA unter Vollast. Alle Werte normiert.

Zudem sind in der Praxis Schaltvorgänge um fünf Stufen sehr unwahrscheinlich. Es wurden daher auch Simulationen mit Sprüngen um nur eine Stufe durchgeführt. Die dadurch verursachten Triebstranglasten sind entsprechend deutlich geringer und kaum wahrnehmbar. Die durchgeführten Simulationen legen daher den Schluss nahe, dass dieser Lastfall nicht zu nennenswerten Erhöhungen der Lasten an der Anlagenstruktur führt.

4.3 Erhöhte Robustheit bei variierenden Netzkonfigurationen durch koordinierte Winkel- und Amplitudenregelung

Die in den vorangehenden Kapiteln dargestellte virtuelle Synchronmaschine (VSM) zur Regelung des Umrichters wird in diesem Kapitel erneut aufgegriffen und um einen Signalpfad zwischen Wirkleistungsdifferenz und Spannungsamplitude erweitert. Die Notwendigkeit der Erweiterung ergibt sich aus der Anforderung, die Wirkleistungseinspeisung unabhängig vom aktuellen Netzzustand zu gewährleisten. So können sich z.B. durch die planmäßige Umschaltung von Betriebsmitteln oder durch fehlerbedingte Leitungsausfälle die Eigenschaften des elektrischen Netzes während des Betriebs ändern. Im Extremfall ist sogar von einer spontanen Inselnetzbildung auszugehen, siehe Abschnitt 4.1. Vor allem in letzterem Fall kann sich die übliche Dominanz induktiver Elemente im elektrischen Netzwerk stark in Richtung ohmscher Elemente verschieben. Der Phasenwinkel der Klemmenspannung am netzseitigen Umrichter der Anlage kann dann nicht mehr – oder nur noch eingeschränkt – zur Veränderung der eingespeisten Wirkleistung verwendet werden, siehe z.B. (Kundur 1994, S. 250 ff). Diese muss dann ausschließlich – oder zusätzlich – über die Amplitude der Klemmenspannung reguliert werden.

Um die Leistungsfähigkeit der VSM-Erweiterung in wechselnden Netzzuständen zu untersuchen, wird der in (VDE-AR-N 4131, A.2.4.3.6) beschriebene Lastfall als Simulation für WEA- und Umrichterregelung implementiert. Anhand dieser Anforderungen wird die Erweiterung entworfen und validiert.

4.3.1 Triebstrangdämpfer und VSM: Systemanalyse und Motivation

Wird die Umrichterregelung als VSM ausgeführt, kann die WEA zur elektrischen Netzstabilisierung beitragen, indem Trägheit bereitgestellt wird. Alle gleichzeitig vorhandenen Regelungsfunktionen müssen im Zusammenspiel mit der VSM entworfen werden. Eine notwendige mechanische Regelungsfunktion jeder WEA ist der Triebstrangdämpfer zur Lastsenkung von Wellen und Getriebe. Durch ein dem Generator Drehmoment aufaddiertes Dämpfungsmoment in der Umgebung der ersten Triebstrangeigenfrequenz werden Drehzahlschwingungen reduziert. Dies erfordert jedoch, dass die so modulierte elektrische Wirkleistung des Generators auch in das Netz eingespeist werden kann.

In (VDE-AR-N 4131, A.2.4.3.6) werden verschiedene Netzkonfigurationen und Fehlerfälle vorgegeben, welche die WEA samt Umrichterregelung beherrschen muss, siehe Abbildung 36. Der Lastfall beschreibt eine Reihe von Fehlern, die in der gezeigten Konfiguration nacheinander durchschritten werden. Dies umfasst neben dem normalen netzgekoppelten Betrieb den Inselbetrieb mit Versorgung einer ohmschen Last. Dadurch sind für den Triebstrangdämpfer Probleme zu erwarten. Die Phasen sind im Einzelnen:

1. Netzgekoppelter Betrieb von Windanlage und lokaler Last
2. Inselnetzbetrieb nur mit lokaler Last
3. Hinzuschalten einer Impedanz zwischen Windanlage und lokaler Last
4. Kurzzeitiges Einbrechen der Spannung auf 90% am Ausgangsfilter des Umrichters

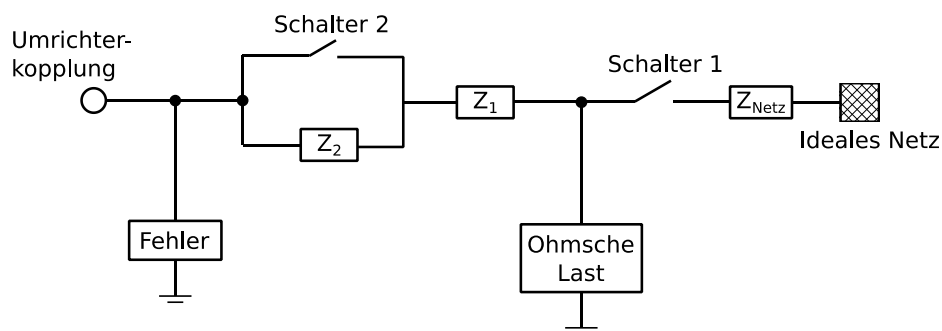


Abbildung 36: Blockschaltbild der elektrischen Konfiguration für den HGÜ-Lastfall.

Im regulären netzgekoppelten Betrieb erfolgt die Regelung der Wirkleistungseinspeisung über die Veränderung des Spannungswinkels des Umrichters. Im Fall von rein ohmschen Lasten ist dies jedoch nicht möglich, da die Leistungsaufnahme unabhängig vom Spannungswinkel ist. Für diesen Fall ist daher eine Erweiterung der Umrichterregelung erforderlich, um den Betrieb des Triebstrangdämpfers sicherzustellen.

Neben dieser zu erwartenden Problematik im Inselbetrieb kommt noch ein weiterer Effekt, der sich schon im regulären netzgekoppelten Betrieb zeigt. Die erforderliche Dynamik der Wirkleistungseinspeisung zur Bereitstellung von Netzträgheit liegt im Bereich der ersten Triebstrangeigenfrequenz, an der gleichzeitig der Triebstrangdämpfer arbeitet, der die „gleiche“ Wirkleistung benutzt. Es stehen sich daher zwei erforderliche Regelungsfunktionen mit ähnlicher Dynamik gegenüber. Es muss daher entweder ein Kompromiss gefunden, oder ein zusätzlicher, alternativer Wirkleistungspfad eingeführt werden. Es zeigt sich im nächsten Abschnitt und weiter unten in Abschnitt 4.4.6, dass bei entsprechender Parametrierung ein vernünftiger Kompromiss möglich ist. Eine Variante mit zweitem Wirkleistungspfad wird in Abschnitt 4.5 in Form eines Super-Kondensators im Zwischenkreis vorgestellt.

4.3.2 Erweiterung der VSM durch koordinierte Winkel- und Amplitudenregelung

Es wurde eine Lösung gefunden, indem nicht nur der Spannungswinkel, sondern auch die Spannungsamplitude von der Wirkleistungsdifferenz abhängig ist, indem die Wirkleistungsdifferenz auf die Blindleistungsdifferenz mittels eines Verstärkungsfaktors aufgeschaltet wird. Die Details sind in Abbildung 37 dargestellt.

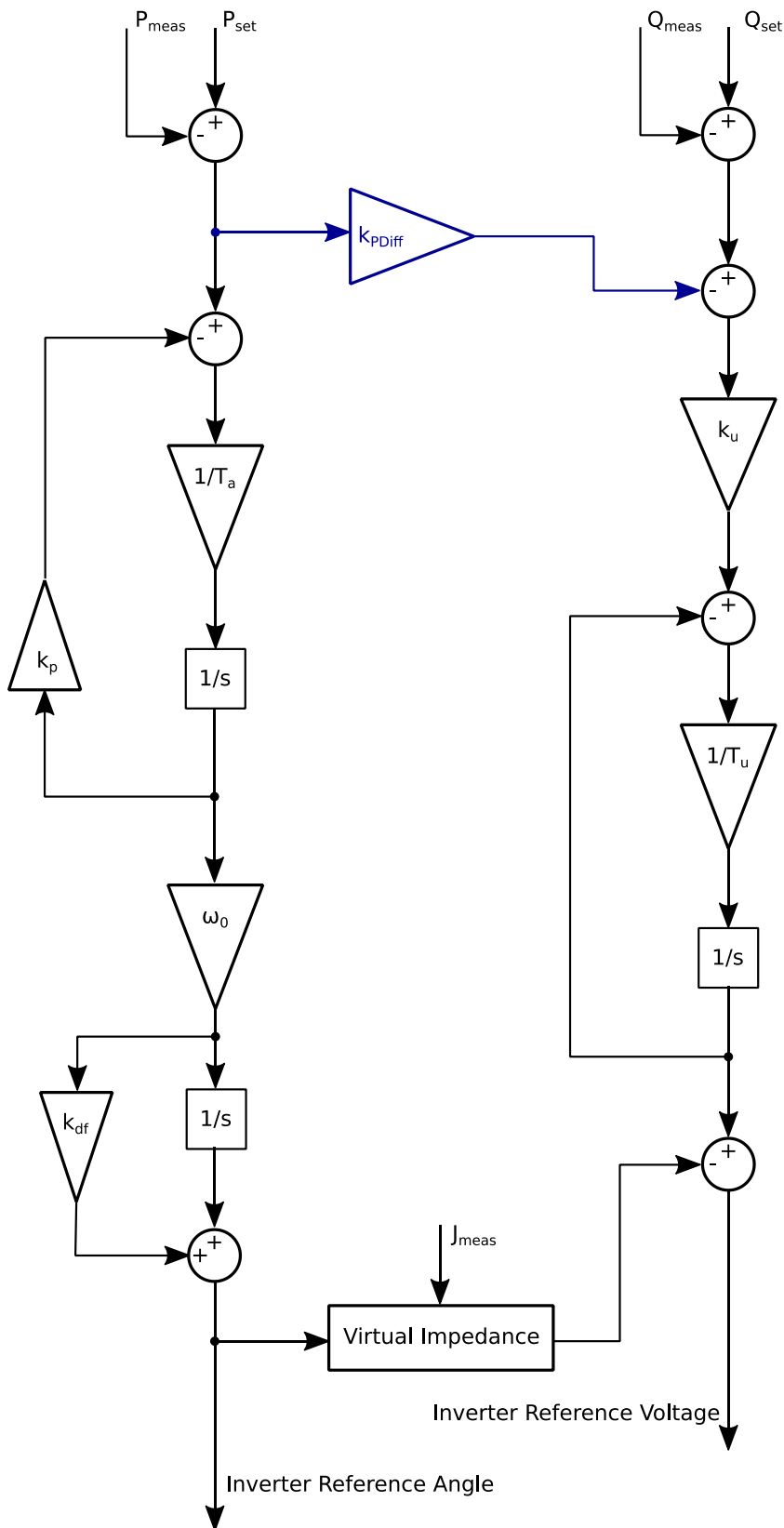


Abbildung 37: Signalflossbild der VSM für Wirk- und Blindleistung mit der Bildung von Spannungswinkel und -amplitude; blau eingefärbt: Erweiterung der VSM durch einen Signalfad zur Querkopplung von Wirkleistungsdifferenz und Spannungsamplitude.

Die dargestellten Parameter sind im Einzelnen:

- P_{set} – Sollwert der Wirkleistung
- P_{meas} – aktueller Messwert der Wirkleistung
- Q_{set} – Sollwert der Blindleistung
- Q_{meas} – aktueller Messwert der Blindleistung
- k_{PDiff} – Verstärkung des Querkopplungspfad
- T_a – Wirkleistungszeitkonstante
- k_p – Frequency droop
- ω_0 – Nennkreisfrequenz
- k_{df} – Feed-forward Dämpfung
- k_u – Voltage droop
- T_u – Blindleistungszeitkonstante
- J_{meas} – aktueller Messwert des Stroms

Da auf diese Weise die Wirkleistung über zwei Stellgrößen beeinflusst werden kann, ist der geforderte parallele Betrieb von Triebstrangdämpfer und Trägheitsbereitstellung sowohl im netzgekoppelten, wie auch im Inselbetrieb ermöglicht.

Zur Stabilitätsuntersuchung werden die Bodediagramme der Übertragungsfunktion zwischen dem kommandierten Generatormoment und der gemessenen Generator-drehzahl betrachtet, jeweils für den netzgekoppelten und den Inselbetrieb. Als Variationsparameter wird die Verstärkung der Querkopplung gewählt, wobei der Wert 0 der klassischen VSM ohne Erweiterung entspricht. Der Übertragungsfunktion liegen am Nennleistungsarbeitspunkt linearisierte Modelle des elektrischen Teils (Umrichter, Filterimpedanzen und Netzmodell) zu Grunde. Die Konfiguration ist in Abbildung 38 dargestellt.

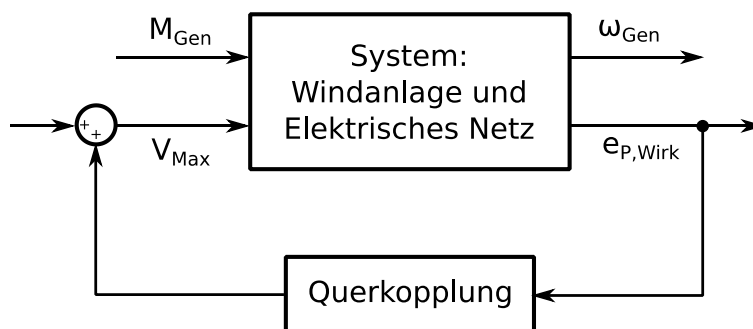


Abbildung 38: Offener Regelkreis für die Systemanalyse mit Hilfe von Bode-Diagrammen. M_{Gen} – Generatormoment, ω_{Gen} – Generator-drehzahl, V_{Max} – Spannungsamplitude, $e_{p,\text{Wirk}}$ – Wirkleistungsabweichung

Es wird zunächst der Standardfall betrachtet: Der Betrieb von WEA und VSM bei Netzkopplung, siehe Abbildung 39 (links). Bei der Triebstrangeigenfrequenz von 1,43 Hz ist für die Werte 0, 4 und 8 der Kopplungsverstärkung ein Phasensprung von ca. $+180^\circ$ ersichtlich, was Instabilität anzeigt. Wird die Verstärkung weiter erhöht, verschiebt sich der Phasensprung zu -180° , und das Gesamtsystem wird stabil. Ab einer Verstärkung von 16 können also alle Regulationsanforderungen erfüllt werden.

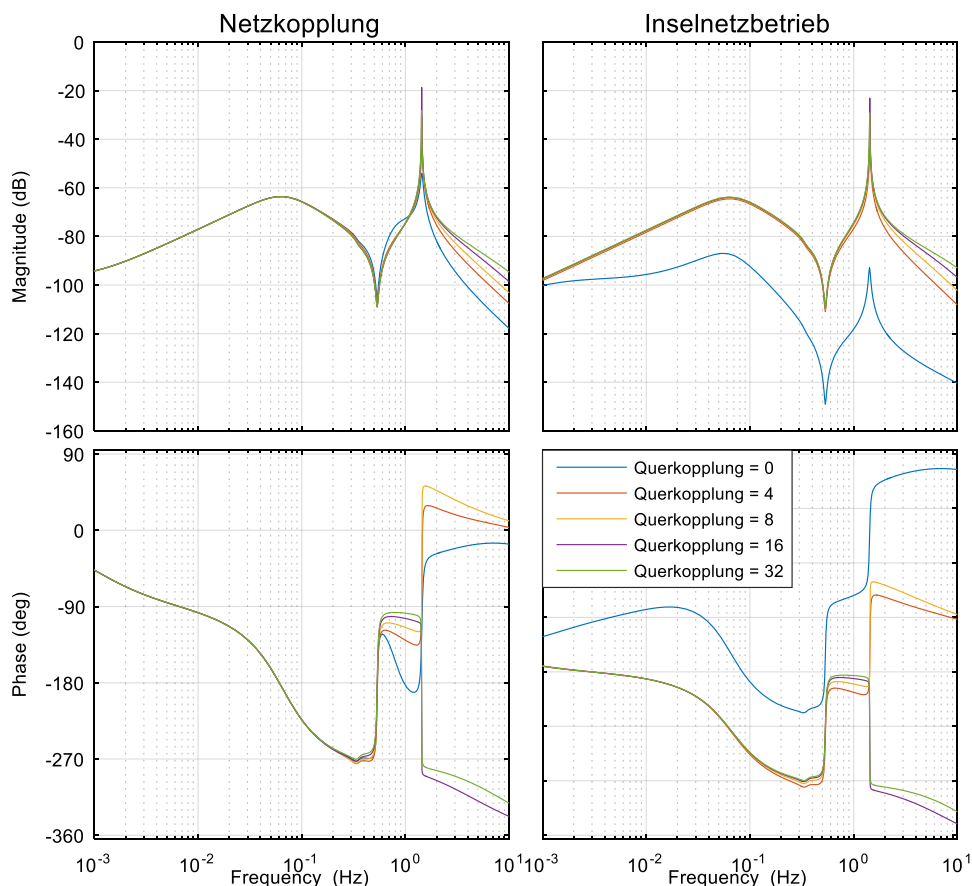


Abbildung 39: Offener Kreis der Regelstrecke vom Generatordrehmoment zur Generator Drehzahl

Das gleiche gilt für den Inselbetrieb, wie in Abbildung 39 (rechts) dargestellt. Zunächst ist noch zu bemerken, dass die Übertragungsfunktion sowohl im Amplituden- wie im Phasenfrequenzgang bei einer Querkopplung von 0 deutlich anders aussieht und instabil ist. Dies ist zu erwarten, da eine Wirkleistungseinprägung in die lokale ohmsche Last nicht durch den Spannungswinkel zu bewerkstelligen ist.

Wird die Querkopplung zugeschaltet, ähnelt der Verlauf des Frequenzgangs dem des netzgekoppelten Falls. Auch hier ist bei geringer Verstärkung zunächst noch ein Instabilität anzeigender Phasensprung vorhanden, der in dieser Untersuchung ab einer Verstärkung von 16 verschwindet, wobei das System stabil wird.

Es wird daher die Verstärkung von 16 gewählt. Zur Überprüfung der Funktionsfähigkeit des Triebstrangdämpfers wird der geschlossene Kreis der gleichen Übertragungsfunktion mit und ohne Querkopplung im Bodediagramm betrachtet. Die Systemkonfiguration ist in Abbildung 40 dargestellt.

Wie in Abbildung 41 dargestellt, wird zunächst erkenntlich, dass der Triebstrangdämpfer den Amplitudengang an der ersten Triebstrangeigenfrequenz im Vergleich zum offenen Kreis in Abbildung 39 deutlich reduziert. Der Triebstrangeigenmode ist ohne Triebstrangdämpfer praktisch nur marginal stabil. Wird er Dämpfer hinzugefügt, ergibt sich ein Dämpfungsgrad von 0,074. Die erfolgreiche Dämpfung ist im Maximum des Amplitudengangs an der Triebstrangeigenfrequenz ersichtlich: Es sinkt um etwa 40dB von ca. -20 dB auf ca. -60 dB. Die geforderte Funktion wird also erfüllt.

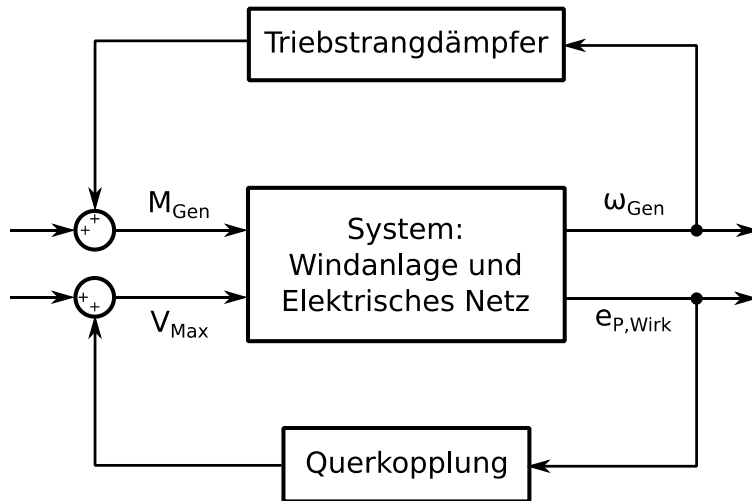


Abbildung 40: Geschlossener Regelkreis für die Systemanalyse mit Hilfe von Bode-Diagrammen. M_{Gen} – Generatormoment, ω_{Gen} – Generatorzahl, V_{Max} – Spannungsamplitude, $e_{P,Wirk}$ – Wirkleistungsabweichung

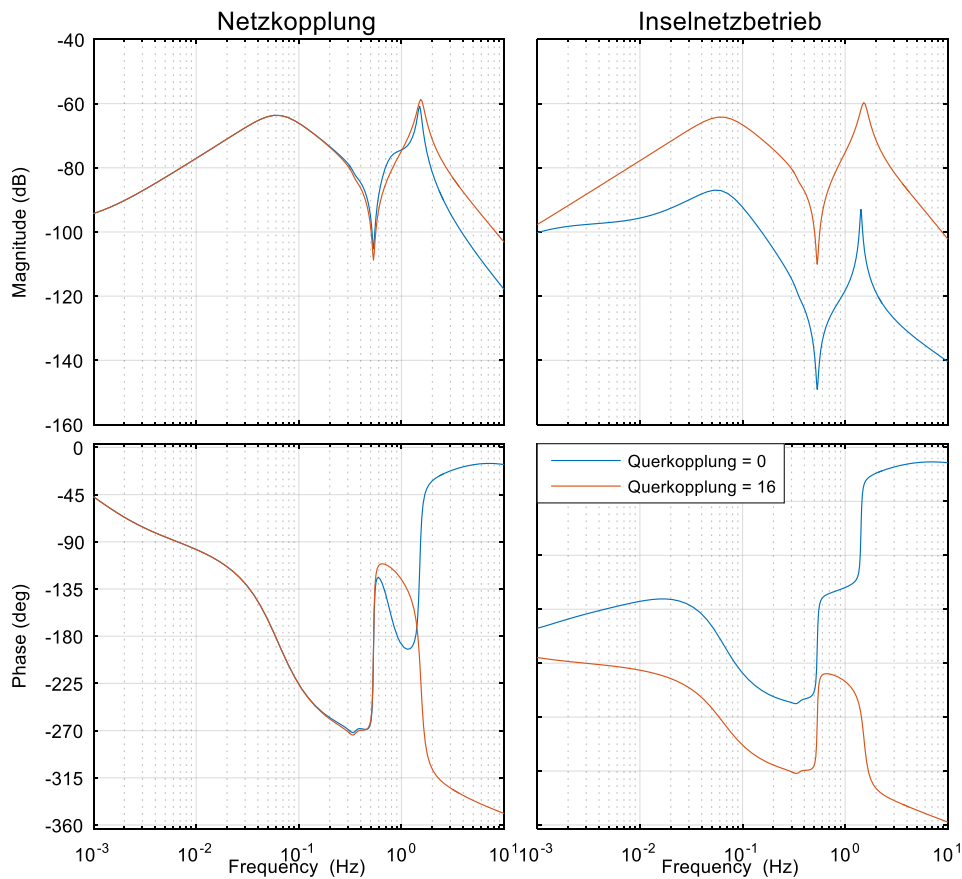


Abbildung 41: Geschlossener Regelkreis von Generator Drehmoment zu Generatorzahl

Werden die Systeme ohne und mit Querkopplung verglichen, ist ebenfalls ersichtlich, dass ein stabiler Betrieb nur mit der beschriebenen Erweiterung möglich ist. Dies gilt sowohl für den netzgekoppelten, wie auch Inselbetrieb. Die Anlagendynamik wird also zuverlässig gedämpft und der Betrieb der Windanlage mit der erweiterten VSM in der Umrichterregelung sichergestellt.

Zur Validierung der Funktionsfähigkeit der VSM werden erneut NFP-Diagramme (Network Frequency Perturbation, siehe Abschnitt 4.4.1) betrachtet. Auf diese Weise kann die Bereitstellung von Netzträgheit untersucht werden. In Abbildung 42 sind die Diagramme für die oben entwickelte VSM mit Querkopplung für den netzgekoppelten und Inselnetzbetrieb dargestellt. Um eine eindeutige Aussage zu treffen, wurde für diese Fälle der Frequency Droop – also die Primärleistungsregelung – deaktiviert, wodurch die Dynamik der einer klassischen Synchronmaschine ähnelt.

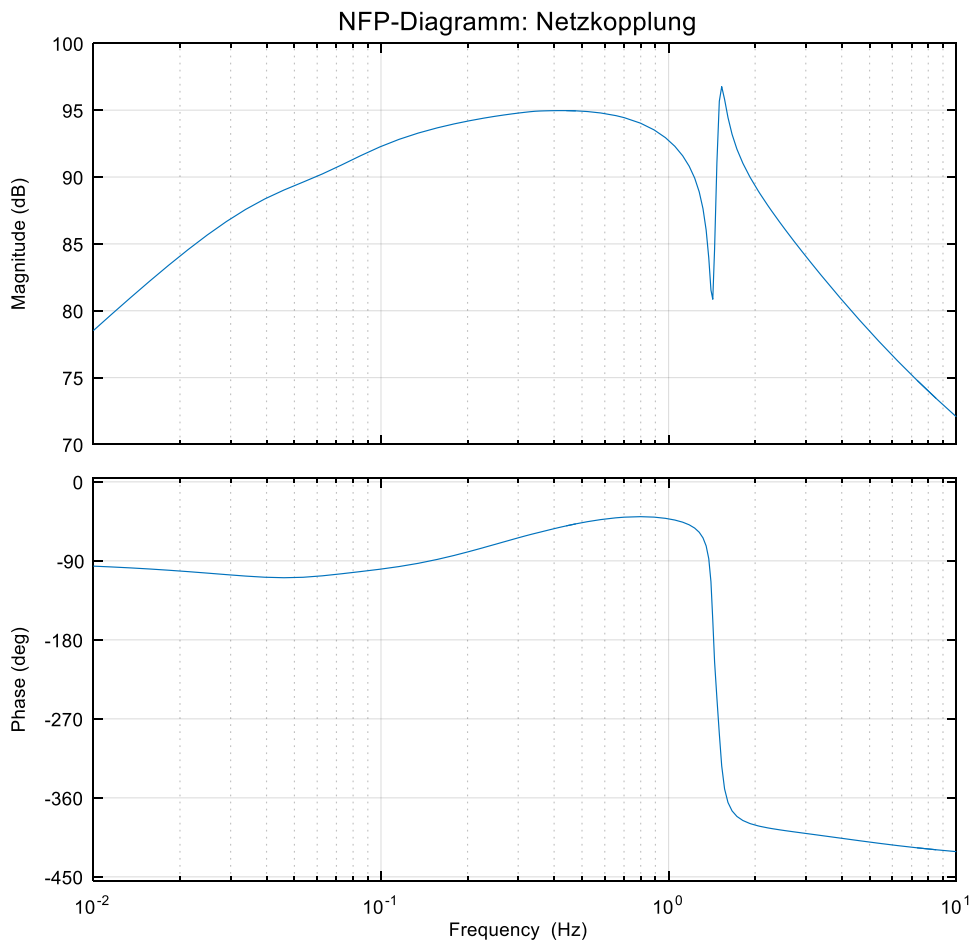


Abbildung 42: NFP-Diagramme der um die Querkopplung erweiterten VSM für den netzgekoppelten Betrieb.

Zunächst ist festzustellen, dass die erweiterte VSM mit stabiler Dynamik auf Änderungen der Netzfrequenz reagiert. Es ist sowohl im Netz- wie im Inselnetzbetrieb eine mit einer Synchronmaschine vergleichbare Dynamik zu erkennen. Der Amplitudengang zeigt eine Nullstelle an der Triebstrangeigenfrequenz, was jedoch zu erwarten ist.

4.3.3 Fallbeispiel HGÜ-Lastfall

Um die Leistungsfähigkeit der erweiterten VSM aus Netzsicht zu untersuchen, wird ein umfassender Lastfall simuliert, der aus (VDE-AR-N 4131, A.2.4.3.6) entnommen wurde. Eine erläuternde Darstellung ist in Abbildung 36 gegeben. Der Lastfall beschreibt eine Reihe von Fehlern, die in der gezeigten Konfiguration nacheinander durchschritten werden.

Zunächst ist festzuhalten, dass der Umrichter mit seinen Filterimpedanzen an ein Netzmodell, eine lokale resistive Last, veränderliche Leitungsimpedanzen und einen örtlichen Fehler zum Spannungseinbruch für die Dauer von 200 ms gekoppelt ist. Zwischen dem Netzmodell und dem restlichen Teil befindet sich ein Schalter zur Inselnetzbildung. Ein weiterer Schalter kann eine zusätzliche Leitungsimpedanz Z_2 nach Belieben zu- und abschalten.

Der Ablauf des Testfalls ist folgendermaßen festgelegt: Es erfolgt zunächst der reguläre Betrieb mit Netzkopplung, das heißt Schalter 1 ist geschlossen und Schalter 2 ist offen. Als erste Maßnahme wird nun Schalter 1 geöffnet und damit das Netz abgekoppelt. Die WEA versorgt nun ausschließlich die lokale resistive Last im Inselbetrieb. Als nächster Schritt wird Schalter 2 geschlossen, sodass die Leitungsimpedanz Z_2 hinzugeschaltet wird. Als letzter Test wird der Fehler ausgelöst, der einen Spannungsabfall auf ca. 90% des Nennwertes am Umrichterausgang bewirkt. Der Fehler dauert 200 ms an, bevor er wieder verschwindet. Danach werden die Schalter in umgekehrter Reihenfolge nacheinander wieder umgelegt, sodass die Fehlerkette rückwärts durchschritten wird. Am Ende des Tests steht dann wieder der reguläre Betrieb mit Netzkopplung. Die Werte für die Modellparameter während des Testfalls sind in Tabelle 4 gegeben. Die gewählte Netzreaktanz von 0,5 pu entspricht einer eher schwachen Netzkopplung mit dem Kurzschlussverhältnis $SCR = 2$.

Tabelle 4: Parametersatz für den Testfall

Parameter	Wert in p.u.	Parameter	Wert in p.u.
$Z_{\text{Netz}, X}$	0,5	Z_2, X	0,001
$Z_{\text{Netz}, R}$	0,01	Z_2, R	0,0001
Z_1, X	0,015	$V_{\text{Max,Fehler}}$	0,9
Z_1, R	0,0015		

Nachdem die VSM mit der oben erläuterten Querkopplung entworfen wurde, kann jetzt mit der Simulation dieses Testfalls die Funktionsfähigkeit der Umrichterregelung überprüft werden. Die Simulation erfolgt mit einer konstanten Windgeschwindigkeit von 14 m/s, wenn die elektrischen Größen untersucht werden. Für die Betrachtung der mechanischen Größen und deren Belastung für die WEA werden Simulationen mit turbulentem Wind bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von ebenfalls 14 m/s durchgeführt. Der Testfall wird mit den folgenden Zeitmarken simuliert:

Tabelle 5: Zeitlicher Ablauf der Zeitreihensimulation des HGÜ-Testfalls.

Zeitraum	Zustand der Simulation
0 s – 29,99 s	Netzkopplung: Schalter 1 geschlossen, Schalter 2 offen
30 s – 32,99 s	Inselbetrieb: Schalter 1 offen, Schalter 2 offen
33 s – 35,99 s	Inselbetrieb mit veränderter Leitungsimpedanz: Schalter 1 offen, Schalter 2 geschlossen
36 s – 36,19 s	Fehlerfall im Inselbetrieb: Spannungseinbruch am Umrichterausgang auf ca. 90% Nennspannung
36,2 s – 39,99 s	Inselbetrieb mit veränderter Leitungsimpedanz
40 s – 44,99 s	Inselbetrieb
Ab 45 s	Netzkopplung

Die Simulationsergebnisse für den oben genannten Lastfalls sind in Abbildung 43 und Abbildung 44 für die mechanischen Größen der WEA und in Abbildung 45 und Abbildung 46 für die elektrischen Größen am Umrichter dargestellt.

Es werden zunächst die elektrischen Größen betrachtet, die sich während der Simulation des HGÜ-Testfalls ergeben, diese sind in Abbildung 45 und Abbildung 46 dargestellt.

Die oberste Zeitreihe zeigt den Verlauf der Spannungen, welche sich stets stabil in den Betriebsgrenzen bewegt. Es ist zu erkennen, wie die Wirkleistungseinspeisung durch den Querkopplungspfad der VSM in der Spannungsamplitude abgebildet wird. Wird bei 36 s der Fehler ausgelöst, bricht die Spannung erwartungsgemäß ein. Bei der Rückkopplung ans Netz zum Zeitpunkt 45 s ist eine Schwingungsanregung zu beobachten, die jedoch schnell abklingt.

Die zweite Zeitreihe zeigt den Verlauf der Ströme am gleichen Messpunkt. Auch hier ist der Betrieb innerhalb der gewünschten Grenzen sichergestellt. Die stärkste Abweichung vom Normbetrieb ist auch hier im Fehlerfall bei 36 s zu sehen.

Werden Wirk- und Scheinleistung betrachtet, sind auch hier keine Instabilitäten zu erkennen, der Betrieb des Umrichters erfolgt wie erwartet. Wiederum erzeugt der Fehler mit Spannungseinbruch die größten Abweichungen, die jedoch in der Folge eingeregelt werden.

Der Umrichter ist also fähig, durch die Regelung per VSM mit Querkopplungspfad den Testfall erfolgreich zu durchlaufen und den Betrieb der WEA durchgehend zu gewährleisten. Der hier dargestellte Entwurf erfüllt damit alle Anforderungen.

Bei der Untersuchung der mechanischen Lasten ist zunächst ersichtlich, dass das vom Anlagenregler angeforderte Generatormoment durch die Umrichterregelung am Luftspalt eingestellt wird, bis auf einige Zeitpunkte, an denen Fehler auftreten, bzw. Schaltvorgänge im elektrischen Netz stattfinden. So ist die Rückwirkung des Spannungseinbruchs bei 36 s deutlich am Luftspaltemoment erkennbar, was in der Folge eine Anregung im Triebstrang erzeugt. Diese wird jedoch nach kurzer Zeit erfolgreich gedämpft. Diese Anregung ist, verglichen mit üblichen schwankenden Belastungen im regulären Betrieb bei turbulentem Wind (siehe Abbildung 44), relativ klein, sodass keine nennenswerten Auswirkungen durch die elektrischen Vorgänge auf das mechanische System der WEA auftreten. Die Regelungsfunktionen des Umrichters in Form von VSM mit Querkopplung bedingen daher keine unvorteilhafte Rückkopplung von elektrischer Dynamik auf das restliche WEA-System.

Bemerkung: In den durchgeführten Simulationen wurde die Umschaltung von Inselbetrieb zu Netzbetrieb ohne zusätzliche Synchronisierungsmaßnahmen vorgenommen. Die Differenz der Spannungswinkel von WEA und übergeordnetem Netz waren nur daher von der Historie der Fehlerereignisse und im Besonderen vom Umschaltzeitpunkt zum normalen Netzbetrieb abhängig. Dabei können im ersten Augenblick Winkeldifferenzen auftreten, die stark von den stationären Werten abweichen. Dies führt zu kurzzeitigen Leistungsspitzen, die wiederum hohe Ströme und signifikante impulsförmige Belastungen des Triebstrangs zur Folge haben können. In den weiter oben dargestellten Zeitreihen war dies nicht der Fall.

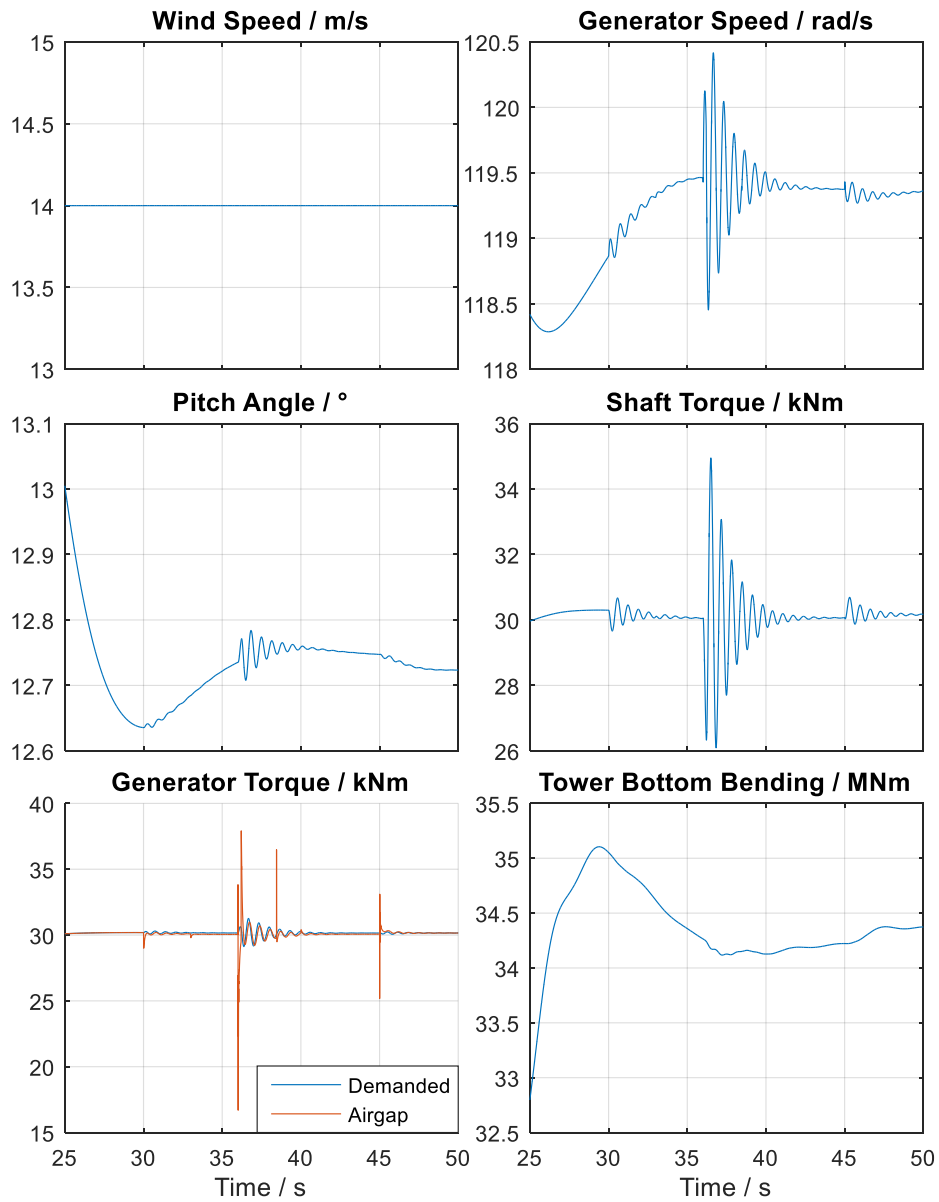


Abbildung 43: Zeitreihensimulation des Testfalls, Mechanische Größen der WEA bei konstantem Wind von 14 m/s.

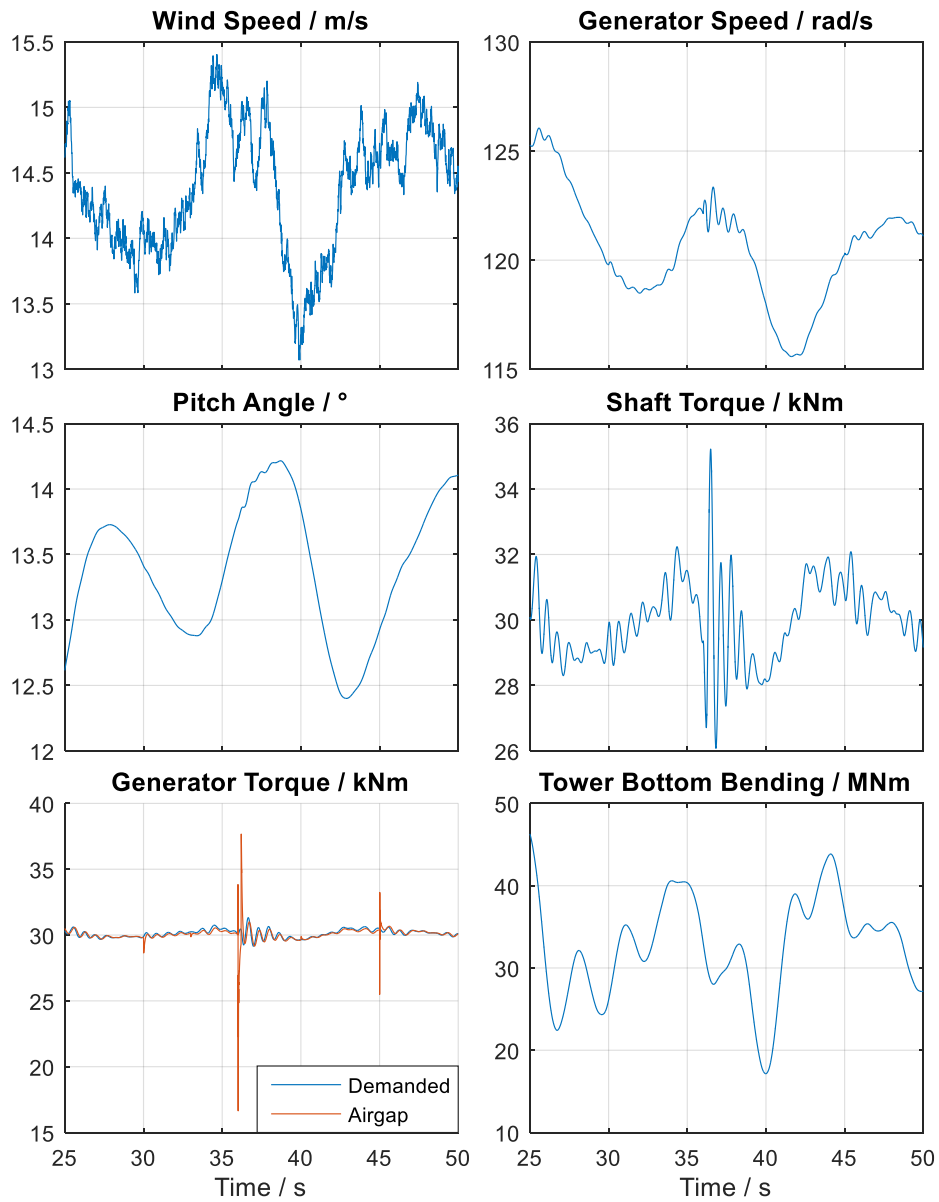


Abbildung 44: Zeitreihensimulation des Testfalls, Mechanische Größen der WEA bei turbulentem Wind mit einer mittleren Geschwindigkeit von 14 m/s.

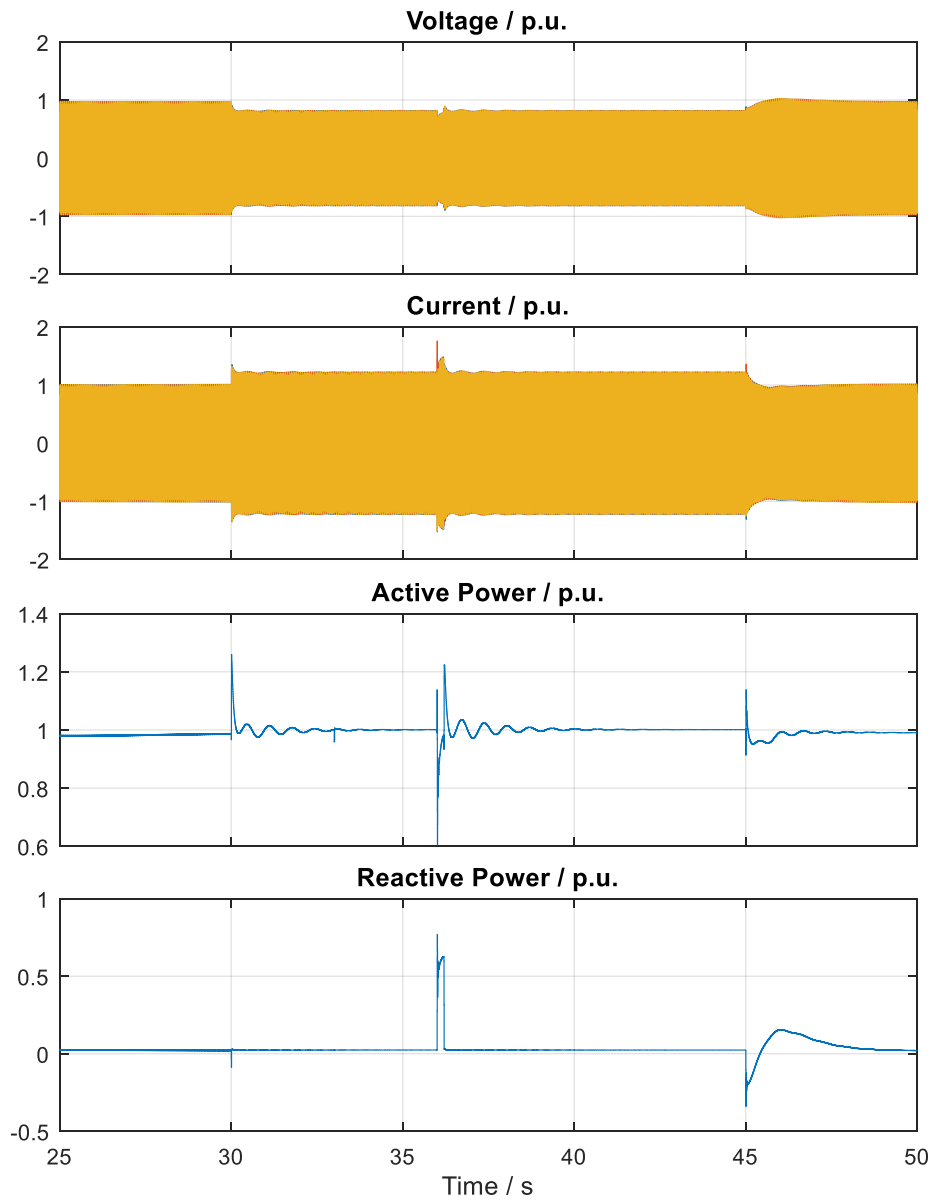


Abbildung 45: Zeitreihensimulation des Testfalls, elektrische Größen am Kopplungspunkt des WEA-Umrichters.

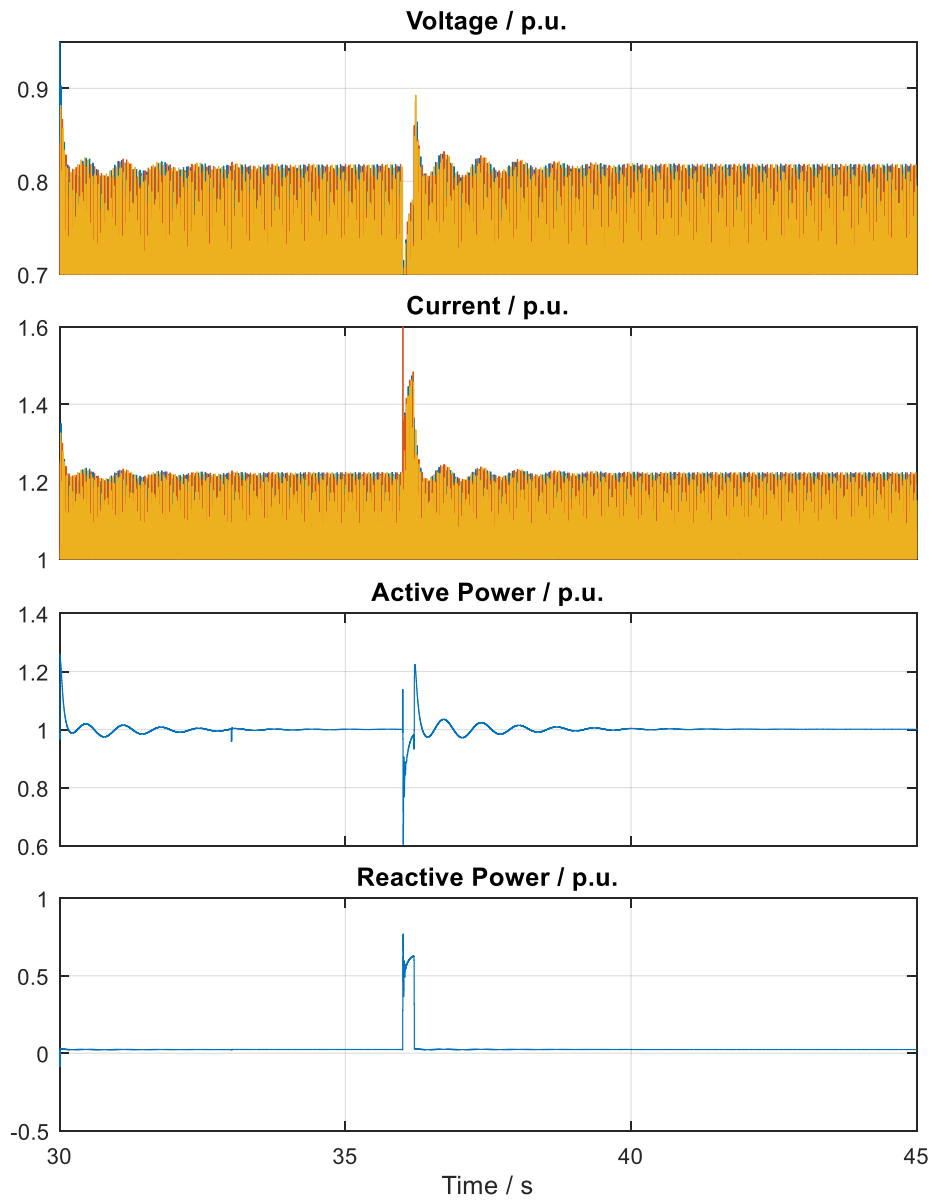


Abbildung 46: Zeitreihensimulation des Testfalls, Details der elektrischen Größen am Kopplungspunkt zwischen 30s und 45s.

Notwendigkeit der Querkopplung

Um die Notwendigkeit und die Leistungsfähigkeit der Querkopplung zu verdeutlichen, werden Simulationen des Umschaltvorgangs in den Inselnetzbetrieb mit und ohne aktivierter Querkopplung verglichen. Die Zeitreihen in Abbildung 47 zeigen, dass das Inselsystem ohne Querkopplung instabil ist.

Während bei den Simulationen der weiter oben gezeigten Ergebnissen eine Netzreaktanz von $X = 0,5 \text{ pu}$ ($\text{SCR} = 2$) gewählt wurde, wurde für die Simulation der in Abbildung 47 dargestellten Zeitreihen eine stärkere Netzkopplung mit $X = 0,1 \text{ pu}$ ($\text{SCR} = 10$) verwendet. Der Grund liegt darin, dass bei schwacher Netzkopplung schon der netzgekoppelte Normalbetrieb ohne Querkopplung instabil ist; siehe hierzu auch die blaue Kurve im Bodediagramm auf der linken Seite von Abbildung 41: das linearisierte Modell ist instabil.

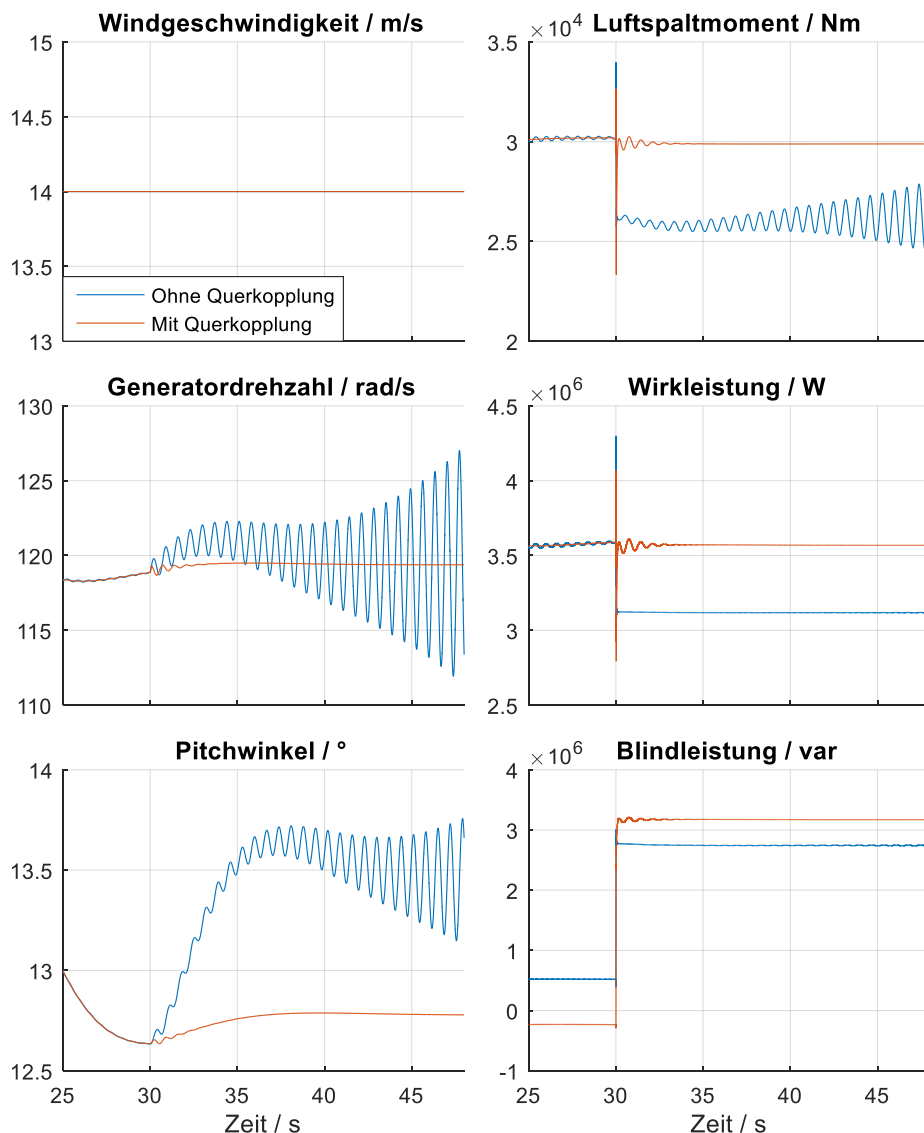


Abbildung 47: Zeitreihensimulationen der Umschaltung von Netzgekoppeltem auf Inselnetzbetrieb bei konstanter Windgeschwindigkeit von 14 m/s und $\text{SCR}=10$.

Die Windgeschwindigkeit liegt konstant bei 14 m/s. Bei 30 s wird das Netz abgetrennt. In Folge dessen entsteht im Inselssystem ohne Querkopplung eine aufklingende Schwingung mit Triebstrang-Eigenfrequenz, die deutlich in den blauen Zeitverläufen von Luftspaltmoment, Generator Drehzahl und Pitchwinkel zu erkennen ist. Demgegenüber reagiert das System mit Querkopplung mit einer kurzen, transienten Schwingung, die innerhalb von ca. 400 ms ausgeglet ist, und bleibt im weiteren Verlauf stabil.

Interessant sind auch die Verläufe der Leistungen an den Umrichterklappen. Während im instabilen Fall ohne Querkopplung die Verläufe konstant bleiben, wird im stabilen Fall mit Querkopplung die Dämpfungsleistung ins Inselnetz abgegeben. Dies erklärt sich damit, dass ohne Querkopplung der Mechanismus der Wirkleistungsmodulation rein über den Phasenwinkel der Spannung im resistiv dominierten Inselnetz nicht funktioniert.

4.3.4 Diskussion

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass der Testfall mit Hilfe der implementierten Regelung erfolgreich durchfahren werden kann, da auftretende Störungen wirkungsvoll bedämpft werden. Die hinzugefügte Querkopplung hat zudem keinen Einfluss auf die erfolgreiche Bereitstellung von Netzträchtigkeit, wie anhand eines NFP-Diagramms gezeigt wurde. Die VSM mit hinzugefügter Querkopplung erfüllt daher die Anforderungen. Der Entwurf der VSM-Erweiterung erfolgt mit linearisierten Modellen, wodurch gewohnte Methoden zum Einsatz kommen, wie in diesem Beispiel der Entwurf anhand von Bode-Diagrammen.

Die in der Bemerkung des letzten Abschnitts erwähnten kurzzeitigen Leistungsspitzen, die von großen, plötzlichen Sprüngen des Phasenwinkels ausgelöst werden, sind in dem konkreten, betrachteten HGÜ-Lastfall von untergeordneter Bedeutung. Sie lassen sich vermeiden, indem der Spannungswinkel der WEA vor dem Wiedereinkoppeln ans übergeordnete Netz durch geeignete Maßnahmen synchronisiert wird.

Die Phasensprünge sind jedoch ein Thema für weiterführende Arbeiten zur Strombegrenzung der Netzträchtigkeit bereitstellenden Umrichterregelungen. Diese These wird unterstützt durch einen Kommentar in der Feldteststudie (Roscoe et al. 2019b): „Large phase steps in excess of 10 degrees need to be dealt with in a similar manner to low-voltage fault ride through. Developing robust algorithms for this in grid-forming converters is a significant challenge.“

4.4 Kleinsignalanalyse: Gekoppelte Schwingungsmoden

Eine Kleinsignalanalyse bzw. eine Analyse der modalen Eigenschaften der linearisierten Systeme ist nötig, um ein besseres Verständnis für die durch die Interaktion der verschiedenen Teilsysteme entstehenden Gesamtsystemdynamik zu erlangen. Ganz besonders wichtig ist hierbei aufzuspüren, ob die Kopplung von mechanischen und elektrischen Systemteilen über die Regelungsfunktionen destabilisierende Effekte zur Folge haben kann.

Für die Kleinsignalanalyse wird ein kleiner Windpark mit zwei WEA betrachtet, wie ihn Abbildung 48 darstellt. Die beiden Windenergieanlagen speisen ihre Wirkleistung in das übergeordnete Netz, das als idealer Potenzialknoten approximiert wird („slack bus“), und stellen darüber hinaus Systemträchtigkeit über virtuelle Synchronmaschinen (VSM) zur Verfügung.

Dieses System wird mit Hilfe der in Abschnitt 3.2.3 beschriebenen Methoden um einen Arbeitspunkt linearisiert. Anhand eines Vergleichs der modalen Eigenschaften und linearen Übertragungsfunktionen des Gesamtsystems mit denen von verschiedenen Teilsystemen lässt sich anschaulich nachvollziehen, was die Interaktionen bewirken. Dabei zeigt sich, dass das Gesamtsystem robust stabil bleibt gegenüber Änderungen der Netzanbindung; im Folgenden charakterisiert durch das Kurzschlussverhältnis (SCR, Short Circuit Ratio) des Netzanschlusspunkts des Parks.

Um ein Verständnis der Interaktionen zu erlangen ist es sinnvoll, die verschiedenen Einflüsse getrennt voneinander zu analysieren. Die Analyse startet deshalb zunächst auf der elektrischen Seite und deren Regelungseinrichtungen unter Annahme eines idealen Energiespeichers, das heißt, unter Vernachlässigung der Rückwirkungen mit der Strukturdynamik der Windenergieanlage(n). Dabei stellt sich besonders die Frage, wie die Querkopplung (siehe Abschnitt 4.3) das Kleinsignalverhalten der virtuellen Synchronmaschine verändert. Im Anschluss werden die Windenergieanlagen hinzugefügt und der Einfluss der aktiven Triebstrangdämpfung betrachtet.

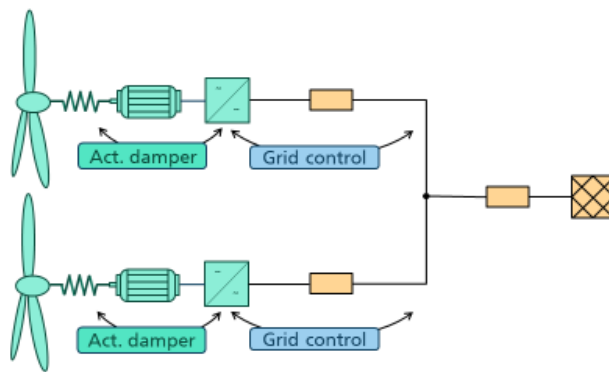


Abbildung 48: Gesamtsystem mit zwei Windenergieanlagen für die Kleinsignalanalyse. Vor allem die Regelungsfunktionen für die aktive Triebstrangdämpfung und für die Trägheitsbereitstellung führen zu Interaktionen zwischen verschiedenen Systemteilen.

4.4.1 Analyse Kriterien

Zentrales Kriterium ist eine ausreichende Dämpfung aller Schwingungsmoden. Diese ist gewährleistet, wenn Dämpfung der gekoppelten Moden im Gesamtsystem nicht wesentlich von der Dämpfung der entsprechenden Moden der Teilsysteme, die beim Entwurf festgelegt waren, abweichen. Damit ist qualitativ die Stabilität des Gesamtsystems sichergestellt. Bezüglich der Veränderung der Strukturlasten der Windenergieanlagen sei auf den Abschnitt 4.4 verwiesen.

Zusätzlich wird das Kleinsignal-Übertragungsverhalten der Systeme im Hinblick auf die Trägheitsbereitstellung analysiert. Dazu dient die in (Yu et al. 2017) als „Network Frequency Perturbation (NFP)“ bezeichnete Methode. Das Prinzip besteht aus der Ermittlung der ins Netz eingespeisten Wirkleistung in Abhängigkeit einer erzwungenen Modulation der Netzfrequenz. Dazu wird die Übertragungsfunktion des linearisierten Gesamtsystems gebildet, von eingepprägter Netzfrequenz zu ins Netz eingespeister Wirkleistung, bezogen jeweils auf den das übergeordnete Netz approximierende idealen Potenzialknoten. Der Amplituden- und Phasengang dieser Übertragungsfunktion charakterisiert neutral die Antwort des betrachteten Erzeugers auf Änderungen der Netzfrequenz; neutral in dem Sinne, dass durch die Annahme des idealen, starren Netzes keine echte Interaktion mit diesem stattfindet, sondern ein „reines“ Reaktionsverhalten abgebildet wird, das Vergleiche zwischen verschiedenen Erzeugerkonfigurationen ermöglicht.

4.4.2 Einfluss der Querkopplung auf die „Swing Equation“

Wir betrachten zuerst das Verhalten einer einzigen VSM und im Anschluss das von zwei VSMs; jeweils an einem idealen Netz, siehe Abbildung 49. Tabelle 6 stellt die Parameter und die Arbeitspunkte der Konfiguration mit einer VSM zusammen. Da als Bezugsleitung die Nennleistung einer einzelnen Anlage auch für die Konfiguration mit zwei VSMs beibehalten wird, ist die Netzimpedanz Z_G halbiert und die Wirk- und Blindleistung am Anschlusspunkt, P_{PCC} und Q_{PCC} , (PCC, Point of Common Coupling) entsprechend zu verdoppeln. Für Kurzschlussverhältnis (SCR, Short Circuit Ratio) des Netzanchlusspunkts des Parks werden die beiden Fälle normale Netzanbindung $SCR=10$ und schwache Netzanbindung $SCR=2$ betrachtet.

Tabelle 6: Parameter und Arbeitspunkte für das System mit einer VSM. Alle Größen sind in pu angegeben, wobei die Bezugsleistung zu 3.6 MVA gewählt wurde, der mechanischen Nennleistung der Referenzwindenergieanlage.

Z_{WT}	$0,01 + 0,12j$	SCR	10	2
Z_G	$0,01 + j/SCR$	Q_{PCC}	+0,07	+0,25
		P_{PCC}	0,99	0,99

In der Konfiguration von Abbildung 49a entsteht bei der Trägheitsemulation, wie bei einer realen Synchronmaschine, eine durch die sogenannte „Swing Equation“ beschriebene Dynamik, siehe z.B. (Kundur 1994; Andersson 2004). Es handelt sich dabei um eine gewöhnliche Differenzialgleichung zweiter Ordnung, die ein Modell dafür ist, dass die reale bzw. virtuelle Rotorträgheit gegen das als ideal starr angenommene übergeordnete Verbundnetz oszilliert. Eine Linearisierung dieser Gleichung um einen stabilen Arbeitspunkt liefert einen gedämpften harmonischen Oszillator. Es ist wichtig, dass der Dämpfungsgrad ausreichend hoch ist.

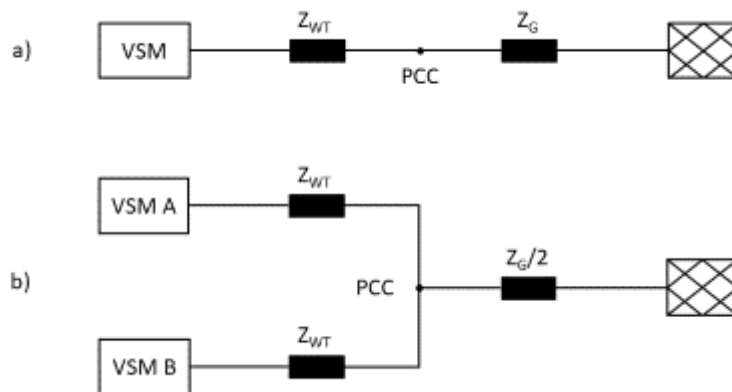


Abbildung 49: Konfiguration zur Analyse des Einflusses der Querkopplung.

4.4.3 Die „Swing Equation“ mit einer VSM

Tabelle 7 zeigt, wie sich der Dämpfungsgrad durch die Querkopplung bei den beiden gewählten Kurzschlussverhältnissen 10 und 2 ändert. Frequenz und Dämpfung der Oszillation sind angegeben. Durch den Querkopplungspfad erhöht sich die Ordnung der Differenzialgleichung und es entsteht eine zusätzliche, einfache Polstelle unterhalb der Eigenfrequenz der Swing Equation, die in der Tabelle mit „VsmE-Pfad“ bezeichnet wird. Dies spielt jedoch beim Übertragungsverhalten eine untergeordnete Rolle, wie weiter unten gezeigt wird.

Die Dämpfungsgrade der „Swing Equation“ sind mit Querkopplung deutlich erhöht. Für $SCR=10$ steigt der Wert von knapp 50% auf über 90%. Für $SCR=2$ erhöht sich die Dämpfung von knapp 30% sogar über den aperiodischen Grenzfall hinaus, was in der

Tabelle durch den aufgeführten Betrag der beiden reellen Eigenwerte ausgedrückt wird. Auf das Dämpfungsverhalten hat die Querkopplung demnach einen positiven Effekt.

Neben dem Dämpfungsgrad ist auch das Kleinsignal-Übertragungsverhalten der Systeme im Hinblick auf die Trägheitsbereitstellung zu analysieren. Diese geschieht wie oben beschrieben mit der als NFP beschriebenen Methode aus (Yu et al. 2017). Der Vergleich der vier in Tabelle 7 aufgeführten Konfigurationen ist dem in Abbildung 50 dargestellten sogenannten NFP-Diagramm zu sehen. Die x-Achse repräsentiert die Frequenz, mit der die Netzfrequenz moduliert wird. Der Amplitudengang in dB repräsentiert die Amplitude der eingespeisten Wirkleistung bezogen auf 1 pu, wenn die Modulationsamplitude der Netzfrequenz 1 Hz beträgt.

Tabelle 7: Einfluss der Querkopplung auf die Dynamik einer am starren Netz betriebenen VSM bei den Kurzschlussverhältnissen (SCR) 10 und 2. Für den Schwingfall sind Frequenz und Dämpfungsgrad in Hz und Prozent angegeben, im Kriechfall der Betrag der reellen Eigenwerte in rad/s.

SCR	10	10	2	2
Querkopplung	nein	ja	nein	ja
Swing Equation	1.55Hz 48.7%	1.37Hz 93.7%	0.95Hz 29.8%	1.11Hz*2π 0.50Hz*2π
VsmE-Pfad		0.18Hz*2π		0.25Hz*2π

Die beiden Varianten der VSM ohne Querkopplung zeigen das typische Verhalten eines sehr gut gedämpften Synchrongenerators ohne Primärreglung, siehe zum Vergleich die idealtypischen Verläufe in (ENTSO-E 2017b, S. 18). Die durch die Querkopplung zusätzlich erhöhte Dämpfung macht sich auch in der gelben und roten Kurve in der Abbildung bemerkbar. Eine qualitative Änderung der Dynamik durch die zusätzliche Polstelle des VsmE-Pfads ist nicht zu beobachten.

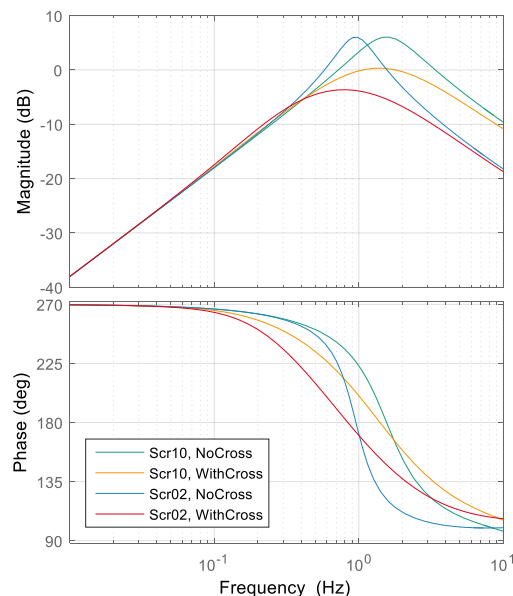


Abbildung 50: NFP-Diagramm der Konfigurationen mit einer VSM; Amplituden- und Phasengang der Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Frequenz, mit der die Netzfrequenz moduliert wird. Grün: SCR=10, keine Querkopplung; orange: SCR=10, mit Querkopplung; blau: SCR=2, ohne Querkopplung; rot: SCR=2, mit Querkopplung.

4.4.4 Die „Swing Equation“ mit zwei VSMS

Speisen gemäß Abbildung 49b mehrere VSMS über einen gemeinsamen Anschluss- punkt ins übergeordnete Netz, können die VSMS nicht nur gemeinsam gegen das Netz, sondern auch einzeln gegeneinander oszillieren. Tabelle 8 zeigt, welche zusätzlichen Eigenbewegungen entstehen und wie die Querkopplung bei den beiden gewählten Kurzschlussverhältnissen 10 und 2 die Dynamik verändert. Hierbei wird zwischen mitphasigen Moden (mp, beide VSMS in Phase gegen das starre Netz) und gegenphasigen Moden (gp, beide VSMS gegeneinander) unterschieden.

Tabelle 8: Einfluss der Querkopplung auf die Dynamik zweier am starren Netz betriebenen VSMS bei den Kurzschlussverhältnissen (SCR) 10 und 2. Für den Schwingfall sind Frequenz und Dämpfungsgrad in Hz und Prozent angegeben, im Kriechfall der Betrag der reellen Eigenwerte in rad/s.

SCR	10	10	2	2	Mitphasig / Gegenphasig
Querkopplung	nein	ja	nein	ja	
Swing Equation	1.55Hz 48.6%	1.37Hz 93.7%	0.95Hz 29.8%	1.11Hz*2π 0.50Hz*2π	mp
	1.88Hz 58.9%	1.63Hz 90.6%	1.90Hz 59.7%	1.65Hz 89.9%	gp
VsmE-Pfad		0.18Hz*2π		0.25Hz*2π	mp
		0.17Hz*2π		0.17Hz*2π	gp

Die Mit- bzw. Gegenphasigkeit zeigt anschaulich Abbildung 51 für den Fall SCR=10 ohne Querkopplung, siehe entsprechend Spalte 2 in Tabelle 8. Die Pfeile repräsentieren die kombinierten Komponenten q_{ki} , die sich aus dem Betrag des Partizipationsfaktors und dem Winkel der Eigenvektorkomponente ergeben, siehe Abschnitt 3.3.1. Wir sehen demnach die für die jeweilige Schwingungsform wichtigen Zustände und deren Phasenlage zueinander. Während links die zur VSM A gehörenden blauen Pfeile unter den zur VSM B gehörenden Pfeilen liegen (mitphasig), ist rechts eine Phasendrehung um jeweils 180° zu erkennen (gegenphasig).

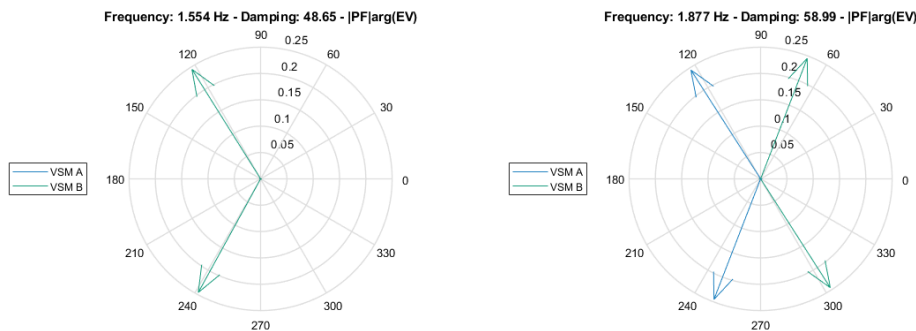


Abbildung 51: Mitphasigkeit (links) und Gegenphasigkeit (rechts) der mit der Swing Equation assoziierten Moden und Zustände. Im mitphasigen Fall links überlappen sich die Pfeile von VSM A und VSM B, weshalb nur die zur VSM B gehörenden grünen zu sehen sind. Dargestellt ist der Fall SCR=10 ohne Querkopplung; Spalte 2 in Tabelle 8.

Vergleicht man die Werte der mitphasigen Eigenbewegungen in Tabelle 8 mit den Werten in Tabelle 7, so fällt auf, dass diese exakt gleich sind. Das ist unmittelbar einleuchtend, denn das Modell mit nur einer Erzeugungseinheit ist bezüglich der mitphasi-

gen Eigenbewegungen eine Aggregation entsprechender Systeme mit mehreren Erzeugungseinheiten. Die Frequenz der gegenphasigen Swing Equation liegt etwas höher als die der mitphasigen und ist praktisch unabhängig vom Kurzschlussverhältnis. Anschaulich kann der PCC als Knotenpunkt der Schwingungsform betrachtet werden: Wenn der Punkt sich bei dieser Schwingungsform sowieso nicht bewegt, ist es unerheblich, wie stark er vom starren Netz fixiert wird, und somit hat das Kurzschlussverhältnis keinen Einfluss auf diese Eigenbewegungen. Die Dämpfungen sind für alle Eigenbewegungen hoch genug.

4.4.5 Veränderung der Eigendynamik durch Kopplung von Triebstrang und VSM

Die vorangehend dargestellten Analyseergebnisse betreffen den rein elektrischen Teil unter der Annahme eines idealen Energiespeichers für die Trägheitsemulation. Wird die Trägheitsenergie aus dem Rotor der Windenergieanlage entnommen, kann es zur Interaktion von elektrischen und strukturdynamischen Systemteilen kommen. Dies gilt insbesondere für den Triebstrang. Bei der betrachteten Referenzanlage liegt die Frequenz der ersten Triebstrangmode ohne aktive Dämpfung bei 1.43 Hz. Ein Blick in Tabelle 8 offenbart, dass im gleichen Bereich auch die Frequenz der Swing Equation zu finden ist. Eine gegenseitige Beeinflussung von Strukturodynamik und VSM ist daher sehr wahrscheinlich.

In der Tat findet eine solche auch statt. Dies veranschaulicht Abbildung 52 für das Beispiel einer Windenergieanlage mit VSM bei SCR=10. Das Balkendiagramm zeigt die Beteiligung der verschiedenen Systemteile an den jeweiligen Eigenbewegungen. Gemischte Moden mit Beteiligung sowohl von Zuständen, die der Turbine zugeordnet sind (blau), als auch von Zuständen, die dem Umrichter inkl. VSM zugeordnet sind (grün), kommen im Frequenzbereich zwischen 1 Hz und 2 Hz vor. Hierbei ist weiterhin zu unterscheiden zwischen Eigenbewegungen, die von Triebstrang bzw. dessen aktiver Dämpfung dominiert sind (1.23Hz und 1.59Hz), und Eigenbewegungen, die von Umrichtergrößen dominiert sind (1.15Hz und 1.86Hz).

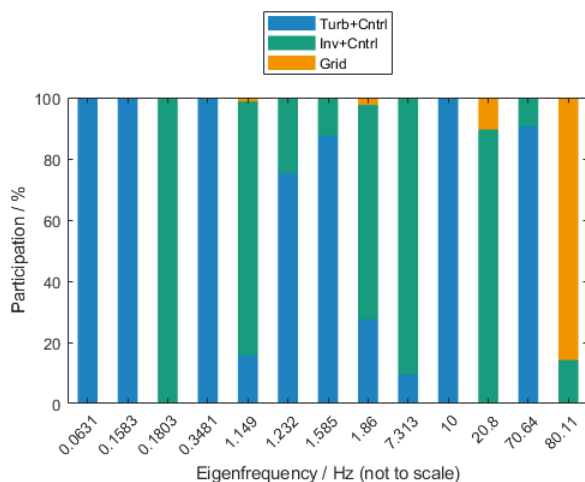


Abbildung 52: Beteiligung der verschiedenen Systemteile an den jeweiligen Eigenbewegungen für eine WEA mit VSM bei SCR=10.

Eine systematische Auswertung der verschiedenen Konfigurationen ergeben die in Tabelle 9 zusammengestellten Zuordnungen und Werte.

Für die stärker dem elektrischen Systemteil zuzuordnenden Eigenbewegungen (Swing Equation und VsmE-Pfad) sind die Dämpfungen sämtlich gegenüber denen in Tabelle 7

und Tabelle 8 erhöht. Alle mitphasigen Moden sind überkritisch gedämpft, nur die gegenphasige Swing Equation-Mode liegt knapp unterhalb des aperiodischen Grenzfalles.

Zum Vergleich führt Tabelle 9 in der zweiten Spalte auch die Werte für eine konventionelle WEA ohne netzdienliche Regelung auf. Davon ausgehend können die Veränderungen der Triebstrangmoden nachvollzogen werden. Es gibt zwei echte Schwingungsmoden, an denen die Zustände des Triebstrangs und die der aktiven Triebstrangdämpfung maßgeblich beteiligt sind. Die Tabelle bezeichnet sie mit Triebstrang & Dämpfer 1 bzw. 2. Sie entstehen durch die – selbstverständlich gewollte – Interaktion von erster Triebstrangmode und deren aktiver Dämpfung durch Rückführung der Generatorgeschwindigkeit auf das Generatormoment mittels Bandpass. Die hier parametrisierte aktive Dämpfung erreicht einen Dämpfungsgrad von 12,8%.

Kommt die VSM hinzu, ist die Dämpfung dieser Schwingungsmoden mit einem Wert von 11,0% für SCR=10 nur leicht reduziert. Kritischer ist der Fall für SCR=2. Dann ist der Dämpfungswert auf 4,9% deutlich reduziert. Dies gilt sowohl für die Konfiguration mit einer, als auch für die mitphasigen Moden mit zwei Windenergieanlagen. Wie schon im Abschnitt zuvor aggregiert das 1-Anlagen-Modell diesbezüglich das 2-Anlagen-Modell. Die nur im 2-Anlagen-Modell vorkommenden gegenphasigen Moden sind bezüglich ihrer Frequenz und Dämpfung unproblematisch.

Tabelle 9: Einfluss der Interaktion zwischen Triebstrang und VSM auf die Gesamtdynamik bei den Kurzschlussverhältnissen (SCR) 10 und 2. Für den Schwingfall sind Frequenz und Dämpfungsgrad in Hz und Prozent angegeben, im Kriechfall der Betrag der reellen Eigenwerte in rad/s.

Anz. WEA	1	1	1	2	2	Phase	Mode
SCR	ohne VSM	10	2	10	2		
Swing Equation	-/-	1.86Hz*2π 1.15Hz*2π	1.60Hz*2π 0.47Hz*2π	1.86Hz*2π 1.15Hz*2π	1.60Hz*2π 0.47Hz*2π	mp	1
				1.66Hz 99.1%	1.68Hz 98.5%	gp	2
VsmE-Pfad	-/-	0.18Hz*2π	0.25Hz*2π	0.18Hz*2π	0.25Hz*2π	mp	3
				0.17Hz*2π	0.17Hz*2π	gp	4
Triebstrang & Dämpfer 1	1.42 Hz 12.8%	1.59Hz 11.0%	1.57Hz 4.9%	1.59Hz 11%	1.57Hz 4.9%	mp	5
				1.57Hz 13.9%	1.57Hz 14.2%	gp	6
Triebstrang & Dämpfer 2	1.47Hz 56.0%	1.23Hz 46.7%	1.14Hz 58.1%	1.23Hz 46.7%	1.14Hz 58.0%	mp	7
				1.30Hz 44.3%	1.30Hz 44.1%	gp	8

Dass die aufgezeigten Interaktionen insgesamt eher unkritisch sind, lässt sich auch anhand eines Beispiels im Zeitbereich verdeutlichen. Abbildung 53 zeigt die Antwort der 2-Anlagen-Systeme für beide Kurzschlussverhältnisse auf eine unsymmetrische Anregung: An Anlage A springt die Windgeschwindigkeit von 13 m/s auf 14 m/s. Gezeigt sind die Variationen der eingespeisten Leistungen und der Triebstrangtorsionen um deren stationäre Werte am Arbeitspunkt.

Anlage A weist eine kurzzeitige Erhöhung der eingespeisten Leistung für etwa 10 s auf, bis die Anlagenregelung die Drehzahl wieder eingefangen hat. An Anlage B tritt in Folge der Kopplungen eine kleine Störung der eingespeisten Leistung auf, deren Amplitude jedoch um eine Größenordnung geringer ist. Im Falle der schwachen Netzkopplung (SCR=2) ist die Anregung der Mode 5 mit nur 4,9% Dämpfung zu verzeichnen. Ein ähnliches Bild zeigt sich auch in der Variation der Triebstrangtorsionen. Auch hier ist die Amplitude der Reaktion an der nur indirekt angeregten Anlage B um eine Größenordnung niedriger.

Aus der rechts dargestellten vergrößerten Ansicht der Triebstrangtorsion ist bei genauem Hinschauen zu entnehmen, dass durch den Sprung sowohl mit- als auch gegenphasige Triebstrangmoden angeregt werden: Anfangs ist eine Phasenverschiebung zwischen den Schwingungsspeaks von Anlage A zu denen von Anlage B zu beobachten. Mit zunehmendem Verlauf schwingen die beiden Anlagen jedoch in Phase, was vor allem am mit 4,9% schwach gedämpften Verlauf für SCR=2 deutlich wird, bei dem nach kurzer Zeit die mitphasige Mode 5 dominiert.

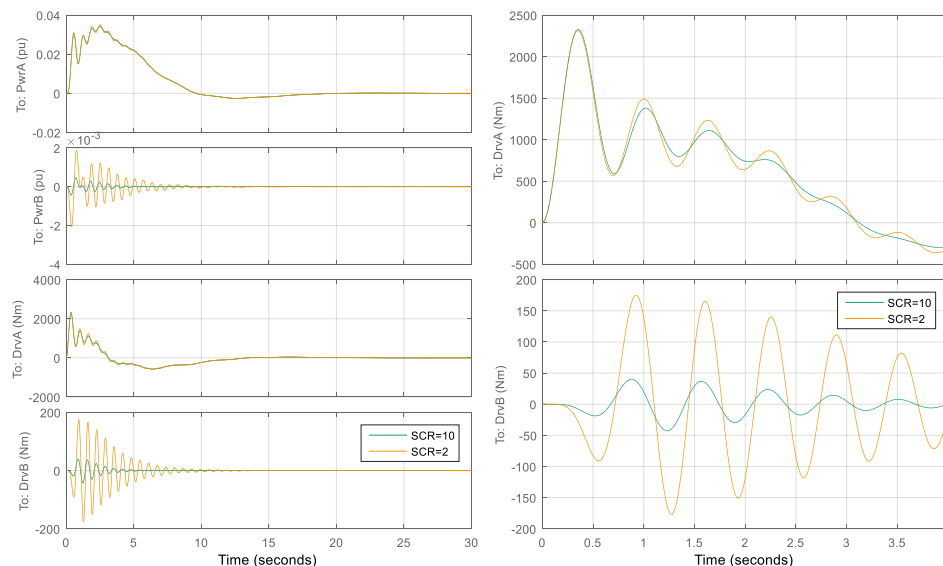


Abbildung 53: Sprungantwort der 2-Anlagen-Modelle mit VSM. Unsymmetrische Anregung durch Sprung der Windgeschwindigkeit an Anlage A von 13 m/s auf 14 m/s. Links oben: Variation der eingespeisten Leistung von Anlage A und B um den Arbeitspunkt. Links unten: Variation der Triebstrangtorsion von Anlage A und B um den Arbeitspunkt. Rechts: Zoom auf die ersten vier Sekunden von der Triebstrangtorsion.

4.4.6 Kompromiss zwischen Trägheitseмуляtion und aktiver Triebstrangdämpfung

Der netzseitige Wechselrichter und dessen Regelung müssen zwei Anforderungen erfüllen, die im Konflikt miteinander stehen. Zum einen sollen sie die netzdienliche Trägheitseмуляtion realisieren, und zum anderen sollen sie die vom WEA-Regler kommandierte Wirkleistungseinspeisung gewährleisten. Da der Zwischenkreis für eine kurzzeitige Speicherung der erforderlichen Energiemengen zu klein ist, müssen beide Regelungsfunktionen auf die Wirkleistungseinspeisung ins Netz zurückgreifen.

Wie die vorangehenden Ausführungen gezeigt haben, passiert dies im gleichen Frequenzbereich. Im Frequenzbereich zwischen 1 Hz und 2 Hz liegen sowohl die aktiv gedämpfte Triebstrangeigenfrequenz als auch die Dynamik der Swing Equation. Auf die Dämpfungseigenschaften der Swing Equation hatte das Hinzufügen der aktiven Triebstrangdämpfung jedoch einen positiven Effekt. Und für starke Netzkopplung (SCR=10) bleibt auch der Triebstrang gut gedämpft. Einzig für schwache Netzkopplung (SCR=2) ist die Triebstrangdämpfung deutlich reduziert.

Wie verändert sich darüber hinaus das Kleinsignal-Übertragungsverhalten der Systeme im Hinblick auf die Trägheitsbereitstellung? Hier wird wie im Vorigen wieder auf die in (Yu et al. 2017) vorgeschlagene Methode der „Network Frequency Perturbation (NFP)“ zurückgegriffen. Abbildung 54 zeigt oben die NFP-Diagramme einer VSM mit idealem Energiespeicher und mit WEA für die beiden Kurzschlussverhältnisse. Die beiden unteren Koordinatensysteme geben die Wirkleistungsreduktion in pu als Antwort auf einen rampenförmigen Anstieg der (eingepprägten) Netzfrequenz um 1Hz/s.

In den NFP-Diagrammen ist besonders auffällig der Unterschied ohne und mit WEA: eine Nullstelle in der Nähe der Triebstrangeigenfrequenz für die Systeme, bei denen der WEA-Rotor als Speicher für die Trägheitsenergie verwendet wird. Konkret bedeutet dies, dass die VSM in diesem engen Frequenzbereich keine Trägheitsenergie bereitstellt. Dass dies für die instantane Reaktion in den ersten 200-300ms keine Rolle spielt, zeigt sich an den im unteren Bildteil dargestellten Zeitverläufen; ergibt sich zudem auch aus den Amplitudengängen, denn grüne und orangene Kurven gleichen sich im oberen Frequenzbereich bald wieder an.

Ganz schwach deutet sich bei Frequenzen unterhalb 0,1 Hz ein Abweichen im Verhalten mit und ohne WEA an. Diese Abweichung ist auf den Einfluss der Drehzahlregelung der WEA zurückzuführen. Dadurch sind jedoch keine Beeinträchtigungen der Bereitstellung von Systemträgheit zu erwarten. Die damit assoziierten dynamischen Vorgänge sind zu langsam.

Zusammengefasst lässt sich sagen, dass das gewählte Systemverhalten den Kompromiss zwischen Trägheitsemulation und aktiver Triebstrangdämpfung in sinnvoller Weise löst.

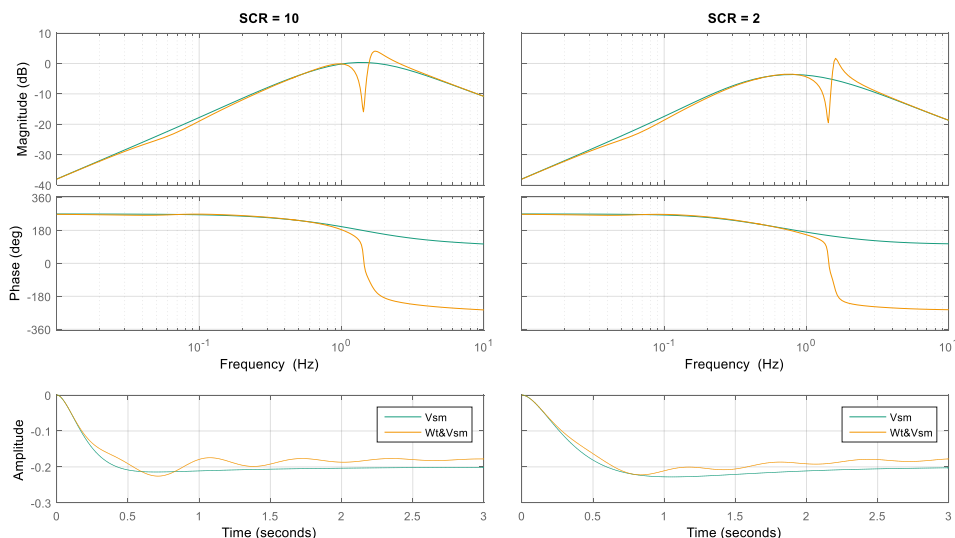


Abbildung 54: Vergleich von VSM mit idealem Energiespeicher (grün) und VSM mit WEA (orange). Oben: Amplituden- und Phasengang der Wirkleistungseinspeisung in Abhängigkeit der Frequenz, mit der die Netzfrequenz moduliert wird. Unten: Wirkleistungsreduktion in pu als Antwort auf Frequenzrampung mit einer Steilheit von 1 Hz/s. Links: SCR = 10. Rechts: SCR = 2.

4.4.7 Zusammenfassende Bewertung des Kleinsignalverhaltens

Die Analyse des Kleinsignalverhaltens von 1- und 2-Anlagen-System zeigt, dass über die Regelungssysteme eine dynamische Interaktion zwischen elektrischen und mechanischen Systemteilen stattfindet. Allerdings ist die dadurch generierte Gesamtsystemdynamik unkritisch, insbesondere treten keine Instabilitätsphänomene auf. Die modalen Parameter der ungekoppelten Teilsysteme bezüglich Triebstrang und Trägheitsemulation werden durch die Interaktion leicht verändert. In 2-Anlagen-Systemen entstehen sowohl mitphasige Moden, bei denen sich die Zustände beider Anlagen in Phase gegen das ideale Netz bewegen, als auch gegenphasige Moden, bei denen sich die Zustände beider Anlagen um 180° phasenverschoben zueinander bewegen.

Einzig bei schwachem Netzanschluss ($SCR=2$) zeigt sich eine deutliche Reduktion des Dämpfungsgrads der Triebstrangschwingung auf 4,9%, gegenüber von 12,8% im ungekoppelten Fall. Es bleibt aber auch das schwächer gedämpfte System stabil. Vorübergehende Ereignisse im elektrischen Netz, die eine derartige Veränderung des Kurzschlussverhältnisses bewirken, können daher unbeschadet überstanden werden. Für einen dauerhaften Betrieb mit einem so geringen Kurzschlussverhältnis müssten die beteiligten Reglermodule jedoch neu parametrisiert werden.

Es zeigt sich auch, dass ein sinnvoller Kompromiss zwischen Trägheitsemulation und aktiver Triebstrangdämpfung möglich ist. Zwar führt die Triebstrangdämpfung zu einer Unterdrückung der Trägheitsemulation in diesem Frequenzbereich. Der Bereich ist jedoch schmal genug, um die instantane Reaktion der Wirkleistungseinspeisung auf eine Änderung der Netzfrequenz in den ersten 200-300 ms nicht zu beeinträchtigen.

Zwei weitere wichtige Aspekte lassen sich mit Hilfe der betrachteten Konfigurationen nicht analysieren: das Verhalten bei schwerwiegenden Netzfehlern wie spontane Inselnetzbildung („System Split“) und wie sich im Falle vieler WEA mit Trägheitsbereitstellung die Dynamik des elektrischen Verbundsystems ändern kann (z.B. Netzpendelungen). Ergebnisse zum ersten Aspekt werden in Abschnitt 4.1 erläutert. Der zweite Aspekt geht über die Projektziele hinaus und sollte in weiterführenden Arbeiten näher untersucht werden.

4.5 VSM-Regelung in Kombination mit Super-Kondensatoren für die Reduktion mechanischer Lasten

4.5.1 Regelungsschema für die Einbindung des Super-Kondensator-Moduls

Wenn die Leistung für die Systemträgheit dem WEA-Rotor bzw. dem mechanischen Triebstrang entnommen wird, so können steile Verläufe im Generatormoment entstehen, die den Triebstrang zu starken Schwingungen mit entsprechenden Lastspitzen anregen können. Außerdem wird im Fall einer Netzstörung die vom Umrichtersystem an das Netz abgegebene Wirkleistung im Wesentlichen durch die Spannungs- und Frequenzverläufe im Netz vorgegeben. Dadurch kommt es für einen klassischen Back-to-Back-Umrichter zu einer Beeinträchtigung der aktiven Triebstrangdämpfung.

Für die weiteren Untersuchungen wird eine Voll-Umrichter-Topologie für das Generatorsystem der WEA angenommen. Als eine mögliche Implementierungsart von Systemträgheit wird die Virtuelle Synchronmaschine (VSM), wie in (Duckwitz et al. 2017) beschrieben, betrachtet. Es ist bekannt, dass einige WEA-Hersteller bereits an der Integration von VSM in große WEA arbeiten. Erste Feldtest-Ergebnisse wurden z.B. in (Roscoe et al. 2019a) beschrieben.

Eine mögliche Lösung für die oben genannten mechanischen Probleme ist die Einführung eines Super-Kondensator(SC)-Moduls im Zwischenkreis des Umrichters, der eine

Entkopplung der anlagen- und netzbezogenen Aufgaben gestattet. Ein bidirektionaler DC-DC-Steller wird verwendet, um den Spannungsbereich der Superkondensatoren auszunutzen und den Leistungsaustausch mit dem Zwischenkreis zu regeln. Dieses leistungselektronische Stellglied kann dann verwendet werden, um die folgenden Aufgaben zu erfüllen:

- Glättung der Flanken der Pulse im elektrischen Generatormoment aufgrund von Systemträgheit; dadurch Reduktion der Anregung von Torsionsschwingungen im Triebstrang
- Entkopplung der aktiven Dämpfung von der Wirkleistungsabgabe ins Netz. Die für die aktive Dämpfung erforderlichen Fluktuationen im Generatormoment können durch das SC-Modul aufgenommen werden.
- Ergänzung der aus dem mechanischen Triebstrang entnommenen Leistungsreserve. Dadurch können definierte Höhen der Systemträgheits-Leistungspulse in Richtung Netz auch für sehr niedrige Windgeschwindigkeiten und im Bereich des Übergangsbereiches Teillast / Volllast sichergestellt werden.

Ein mögliches Regelungsschema für diese Aufgaben ist in Abbildung 55 dargestellt. Die Zwischenkreisspannung wird nun von mehreren Regelschleifen parallel stabilisiert.

- Die VDC-Regelung, die auf das Generatormoment einwirkt, ist für die Einhaltung der stationären Leistungsbilanz zwischen Generator und netzseitigem Umrichter verantwortlich. Um das elektrische Generatormoment auf den Nennwert zu begrenzen und steile Flanken zu glätten, werden eine Absolutwert- und eine Rampenbegrenzung auf den Momentensollwert angewendet. Im vorliegenden Fall wurde dafür der PI-Regler als PD-Glied mit nachfolgendem Integrator realisiert. Sowohl die Anstiegsrate als auch der Absolutwert des Sollwertes für das elektrische Generatormoment können damit effektiv begrenzt werden. Es wird davon ausgegangen, dass dieser Sollwert dem Generator mit hoher Dynamik durch den generatorseitigen Teilumrichter eingeprägt wird.
- Für schnelle, transiente Änderungen in der Wirkleistung des netzseitigen Teilumrichters, wie sie durch die VSM-Regelung im Fall von Netzstörungen verursacht werden, wird eine weitere Regelschleife für die Zwischenkreisspannung mit dem DC-DC-Steller des SC-Moduls als Stellglied implementiert. Dieses bekommt einen Stromsollwert vorgegeben. Um eine Entkopplung von der langsameren Generatorregelung zu erreichen, wird ein Toleranzband um die Nennspannung des Zwischenkreises eingeführt. Das SC-Modul reagiert also nur, wenn dieses Toleranzband verlassen wird und der generatorseitige Teilumrichter die Zwischenkreisspannung nicht alleine stützen kann.
- Für die aktive Dämpfung von Torsionsschwingungen wird ein bandpassgefiltertes Signal der Generator Drehzahl auf den Stromsollwert des SC-Modules aufgeschaltet. Diese Ströme beeinflussen wiederum die Zwischenkreisspannung und bewirken eine Reaktion der Generatorregelung, die schließlich zu einer aktiven Dämpfung der Triebstrangschwingungen führt. Die Leistungsschwankungen werden somit durch das SC-Modul aufgenommen und sind effektiv von der Wirkleistungsabgabe Richtung Netz entkoppelt.
- Um den Rotor vor einem Eintritt in den Stallbereich zu schützen, kann der Drehmomentensollwert des generatorseitigen Umrichters bei Annäherung an die minimale Drehzahl abgesenkt werden. Die Leistung wird dann vom SC-Modul übernommen, so dass die durch die VSM geforderte Leistung weiter erbracht werden kann.

Für die folgenden Untersuchungen wurde die Kapazität des SC-Moduls als 1 p.u. angenommen, was ungefähr dem 100fachen Wert der typischen Zwischenkreiskapazität des Vollumrichters entspricht. Der Einfachheit halber wurde die Schleife zum langsamen Nachladen des SC-Moduls in Abbildung 55 nicht dargestellt.

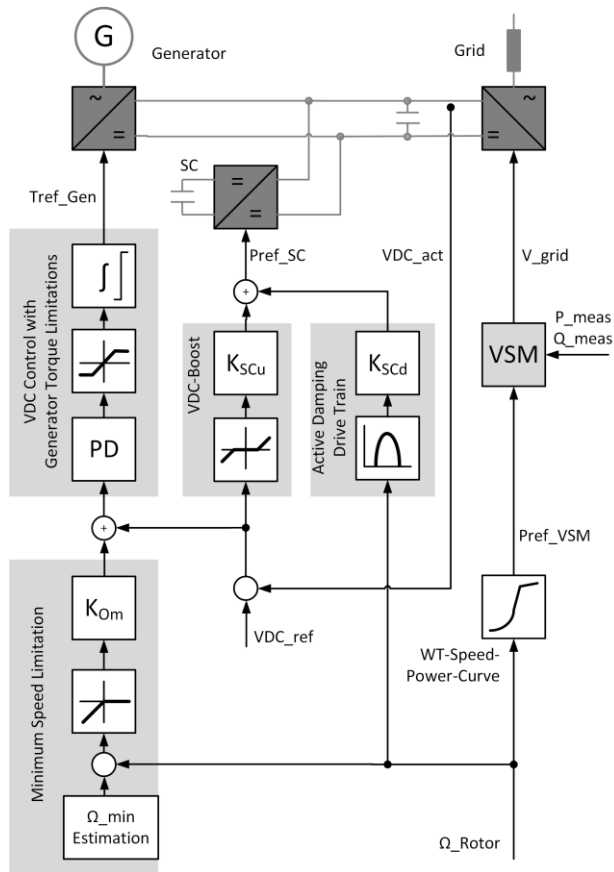


Abbildung 55: Untersuchtetes Regelungsschema für die Ansteuerung des SC-Moduls

4.5.2 Simulationsergebnisse

Das beschriebene Regelungsschema wurde in Simulationen getestet, bei denen die aero-elastischen Modelle zweier WEA mit einem frequenzvariablen RMS-Modell des Netzes gekoppelt wurden. Das Simulationsschema für die vereinfachte Nachbildung eines System Split ist in Abbildung 56 gezeigt: Die zwei WEA speisen eine resistive Last, die am Anfang der Simulation auch mit dem Netz (Infinite Bus) verbunden ist. Zur Zeit $t = 80$ s wird die Verbindung S1 zum Infinite Bus aufgetrennt und die zwei Turbinen befinden sich in einem Inselnetz mit der Last. WEA1 operiert bei 40% der Nennwindgeschwindigkeit. WEA2 wird bei Nennwind betrieben und ist auf $p_{max} = 0.7 p.u.$ gedrosselt.

Um den Einfluss großer Leistungspeaks auf die WEA zu demonstrieren, wurde die Import-Leistung, die aus dem Netz bezogen wird, auf 40% der Last justiert. Die Gesamtträgheitskonstante J_{total} , die von beiden Turbinen in Summe erbracht wird, wurde so gewählt, dass sich ein ROCOF von 1.5 Hz/s für die gegebene Import-Leistung einstellt. Zur Zeit $t = 81$ s erfolgt der Unterfrequenzlastabwurf. Dabei wird ein Teil der Last abgeschaltet, wodurch ein Wiederanstieg der Frequenz erfolgt.

In Abbildung 57 ist erkennbar, dass durch geeignete Verteilung der Trägheitskonstante die Leistung direkt nach dem System Split so zwischen den beiden WEA aufgeteilt werden kann, dass sie für jede WEA sicher unterhalb der Nennleistungsgrenze bleibt. In Abbildung 58 ist im oberen Plot der Effekt des SC-Moduls auf das elektrische Generatormoment und das mechanische Triebstrangmoment gezeigt. Es ist erkennbar, dass die VDC-Boost-Schleife die Steilheit der Flanken des Momentenpulses reduziert. Dadurch wird die Anregung der Triebstrangschwingungen vermindert. Außerdem kann

ein aktives Dämpfungsmoment aufgebracht werden. Beide Maßnahmen führen zu einem stark verminderten Spitzenwert im mechanischen Triebstrangmoment und zu deutlich reduzierten Triebstrangschwingungen nach Beendigung des Leistungspulses. Für den Fall mit SC-Modul ist im unteren Plot von Abbildung 57 die Leistungsaufteilung gezeigt. Es ist zu sehen, wie die erforderlich Differenz zwischen der durch die VSM an das Netz abgegebenen Leistung und der Generatorleistung durch das SC-Modul aufgebracht wird.

4.5.3 Zusammenfassung

Weiter oben wurde bereits dokumentiert, wie die arbeitspunktabhängige Leistungsreserve der WEA genutzt werden kann, um Systemträgheit bereit zu stellen (siehe 4.1). Für den Fall, dass netzseitige Anforderungen darüber hinaus gehen, wurde in diesem Abschnitt gezeigt, dass auch der Einsatz eines zusätzlichen elektrischen Speichers, z.B. eines SC-Moduls, sinnvoll sein kann, um mechanische Lasten zu begrenzen und die lokale, arbeitspunktabhängige Begrenzung in der Reserveleistung zu kompensieren.

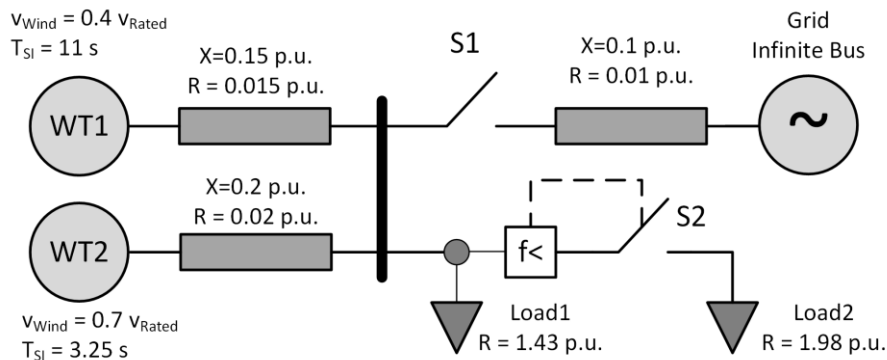


Abbildung 56: Single-Line-Diagramm für das vereinfacht nachgebildete System-Split-Ereignis mit zwei WEA mit Regelungsschema gemäß Abbildung 55, die zusammen mit einer resistiven Last von Netz abgetrennt werden; alle Werte in p.u. beziehen sich auf die Nennleistung einer WEA.

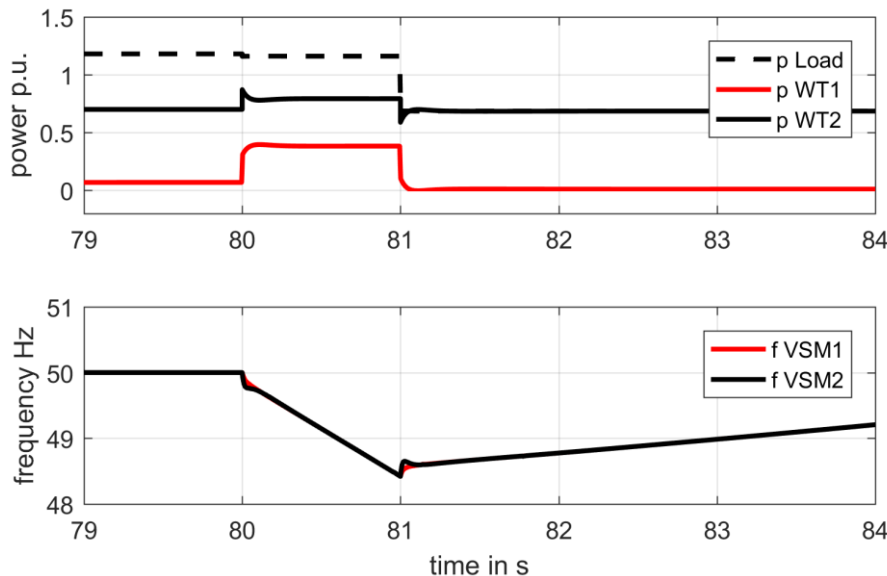


Abbildung 57: Simulierte Zeitreihe für das nachgebildete System-Split-Ereignis; Leistungsverlauf der Last und Trägheits-Leistungspulse der beiden WEA (oben), resultierende Frequenzverläufe an den VSM (unten)

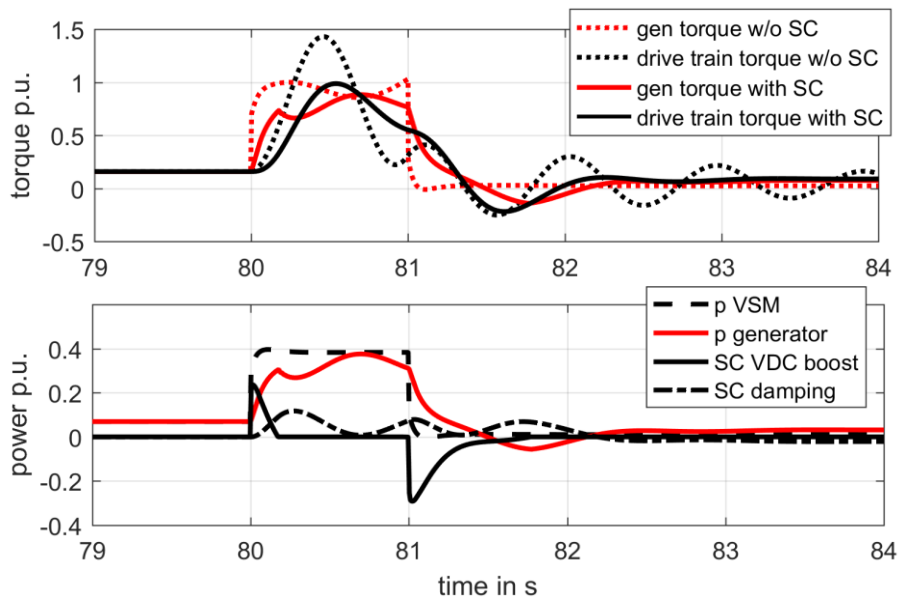


Abbildung 58: Simulierte Zeitreihe für das nachgebildete System-Split-Ereignis für WEA 1. Effekt des SC-Moduls auf das elektrische Generatormoment und das mechanische Torsionsmoment im Triebstrang (oben), Leistungsverteilung zwischen VSM, Generator und SC-Modul (unten).

4.6 Verifizierung der Lastreduktionen und Netzstützung in der nichtlinearen Simulation

4.6.1 Methodik und Auswahl der Lastfälle

Generell sind aus Sicht der Strukturmechanik Netzdienstleistungen zu berücksichtigen, welche über geeignete Regelungsverfahren die eingespeiste Wirkleistung variieren bzw. beeinflussen, siehe auch Abschnitt 3.1.2. Durch die zeitliche Änderung der Wirkleistung können neue Anregungsmechanismen und dadurch Strukturschwingungen entstehen, welche gegebenenfalls eine Überschreitung der zulässigen statischen oder dynamischen Lasten an den einzelnen Anlagen verursachen können und daher möglicherweise auslegungsrelevant sind. Bei einer VSM-Regelung (Virtuelle Synchronmaschine, VSM), können durch die enge dynamische Kopplung zwischen Struktur und Netz gekoppelte Schwingungen entstehen. Daran kann auch die aktive Triebstrangdämpfung beteiligt sein, siehe auch die Abschnitte 4.3 und 4.4.

Zur Verifizierung der Lastreduktion der entwickelten VSM-Regelung und Analyse der Einflüsse auf die Auslegungslasten wurden verschiedenen Lastfälle aus dem Lastfall-Katalog aus (DNVGL 2010) ausgewählt und die Ergebnisse der Lastfall-Simulationen bewertet und verglichen. Diese Bewertungen wurden für die folgenden Windturbinen durchgeführt:

- Windturbine nur mit Hauptregler („Baseline Controller“)
- Windturbine mit virtueller Synchronmaschine („VSM-Regelung“)

Einflüsse der entwickelten VSM-Regelung auf die Komponenten-Lasten werden durch Vergleich der Lastanalysen mit und ohne VSM-Regelung gezeigt. Tabelle 10 zeigt die zu diesem Zweck ausgewählten Lastfälle. Diese Lastfälle betrachten hauptsächlich die Windturbine im Produktionsbetrieb unter normalen und extremen externen Bedingungen:

- DLC 1.1 Produktion, normales Windturbulenzmodell (NTM)

- DLC 1.3 Produktion, extreme, kohärente Böen mit Richtungsänderung
- DLC 1.7 Produktion, extreme Windgradienten
- HGÜ, Produktion, Auftreten eines Fehlers

Vor dem Start einer Lastfall-Simulation sollen die Modellzustände an den betrachteten Betriebszustand angepasst werden. Diese Betriebszustände werden mit Hilfe einer Run-Up Simulation generiert und zur Initialisierung der Zustandsgrößen vor dem Start einer Lastfallsimulation verwendet.

Der Lastfall DLC 1.1 wird zur Ermüdungs- und Bruchlastanalyse verwendet. Dabei wird die Windturbine unter normalem Windturbulenzmodell (NTM) für 600 Sekunden betrieben und gemessen. Abbildung 59 zeigt beispielweise die gemessenen Signale bei Windgeschwindigkeit 10 m/s, welche zur Überwachung und Überprüfung der Lastfallsimulation verwendet wurde.

Bei Lastfall DLC 1.3 wird die Windturbine unter extremen, kohärenten Böen mit Richtungsänderung (L: negative Richtung und R: positive Richtung) betrieben. Dieser Lastfall wird bei der Berechnung der Extremlasten berücksichtigt. Abbildung 60 zeigt die gemessenen Signale bei Windgeschwindigkeit 9,8 m/s, die zur Überwachung und Überprüfung der Lastfallsimulation verwendet wurden. Ebenso werden die Startzeit und der Verlauf des Lastfalls verdeutlicht.

Bei Lastfall DLC 1.7 wird die Windturbine unter extremer Windgradient betrieben und gemessen. In Tabelle 10 steht „V+“ bei DLC1.7 für einen vertikalen Windgradient in positiver Richtung und „V-“ für die negative Richtung.

Tabelle 10: Ausgewählte Lastfälle zur Verifikation der Lastreduktionen

Lastfall (GL 2010)	Ausgewählte Lastfälle (mit und ohne virtuellen Synchronmaschine (VSM))						mit VSM
	Initialisierung (Run-Up)	DLC1.1	DLC1.3L	DLC1.3R	DLC1.7, V+	DLC1.7, V-	HGÜ
Windfeld	NWP	NTM	ECD-	ECD+	EWSV+	EWSV-	NWP
weitere Einstellungen			Gierfehler= +8, -8	Gierfehler= +8, -8	Gierfehler= +8, -8	Gierfehler= +8, -8	
	V wind [m/S]						
	3						
	4	4			4	4	
	5						
	6						
	7	7			7	7	
	8		7.8	7.8			
	9						
	10	10	9.8	9.8	10	10	9.8
	11						
	12		11.8	11.8			
	13	13			13	13	12.8
	14						
	15						
	16	16			16	16	15.8
	17						
	18						
	19	19			19	19	18.8
	20						
	21						
	22	22			22	22	21.8
	23						
	24						
	25	25			25	25	24.8
Anzahl von Simulationen	1	8	6	6	16	16	6
Simulationszeit [Sek.]	1380	700	220	220	220	220	200
Start von Messung ab	0	100	120	120	120	120	100
Start von Lastfall	500	0	130	130	130	130	130

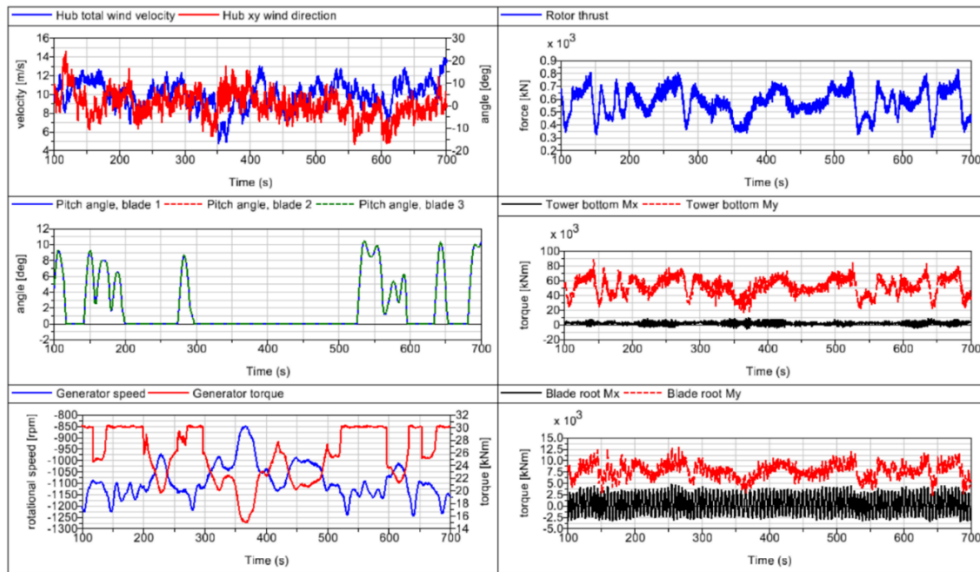


Abbildung 59: Beispiel des Lastfalls DLC1.1 mit turbulenter Anströmung bei Windgeschwindigkeit 10 m/s

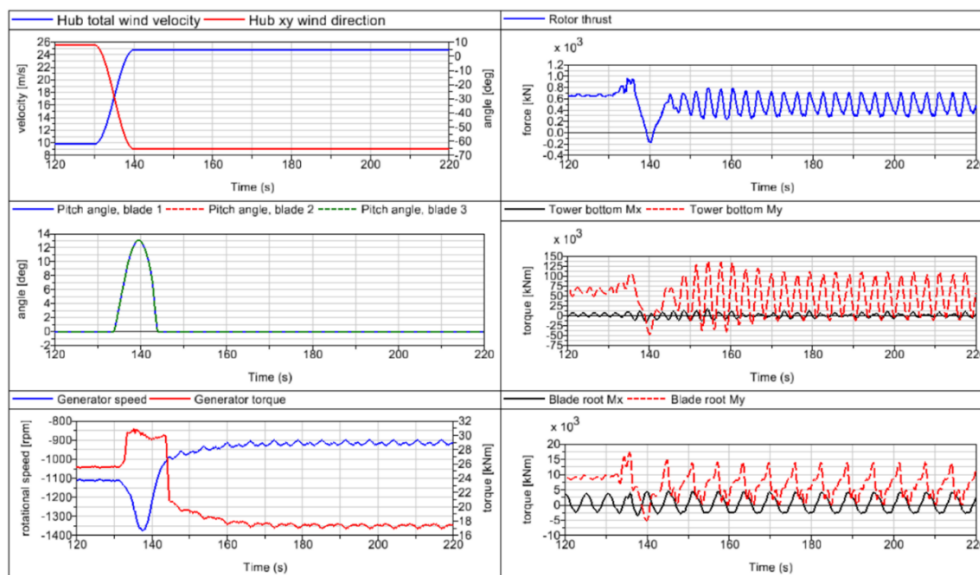


Abbildung 60: Beispiel des Lastfalls DLC1.3 mit extremer kohärenter Bö mit Richtungsänderung bei Windgeschwindigkeit 9.8 m/s

4.6.2 Analyse der Einflüsse der Netzstützung auf die Betriebsfestigkeitslasten und Ermüdung

Für eine automatisierte Berechnung/Simulation der Lastfälle für eine in SIMPACK aufgebaute Windturbine existieren bereits Skripte und eine zugehörige GUI. Diese SIMPACK-Skripte wurden zur Lastanalyse einer multidisziplinären SIMPACK-SIMULINK-Simulation erweitert. Somit konnte die Lastanalyse des GridLoads-Modells automatisiert durchgeführt werden. Für die Analyse der Einflüsse einer VSM-Regelung auf die Betriebsfestigkeit und Ermüdungslasten wurde nur der Lastfall DLC 1.1 betrachtet. Zur Lastanalyse der Komponenten wurden die in Abbildung 61 gezeigten Stellen zur Messung der Kräfte und Momente benutzt. Diese sind:

1. Blattwurzel
2. Nabe
3. Drehmomentstützen der Getriebe
4. Kupplung (Verbindung Generator zu Getriebe)
5. Generator-Rotor-Lager
6. Luftspaltmoment
7. Turmfuß

Bei der Betriebsfestigkeitsanalyse wurde eine Lebensdauer von 20 Jahre betrachtet. Dabei wurde eine relative Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten berücksichtigt, die in Abbildung 62 graphisch dargestellt ist. Diese relative Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten wurde mit der Weibull-Verteilung und mit einem Formparameter=2 berechnet.

Nach der Durchführung der Ermüdungsanalyse sind für jeden Sensor die folgenden Ergebnisse zur Bewertung vorhanden:

- Rain Flow Count Plots (RFC) / Markov Matrix
- Äquivalente Betriebsfestigkeitslasten (DEL)
- Lastverweildauer-Verteilung (LDD)
- Lastumdrehung-Verteilung (LRD)

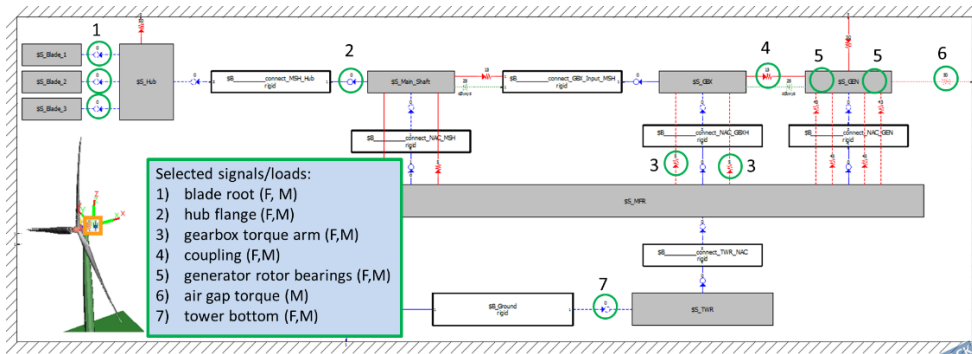


Abbildung 61: Ausgewählte Struktursensoren zur Bewertung der Extrem- und Betriebsfestigkeitslasten

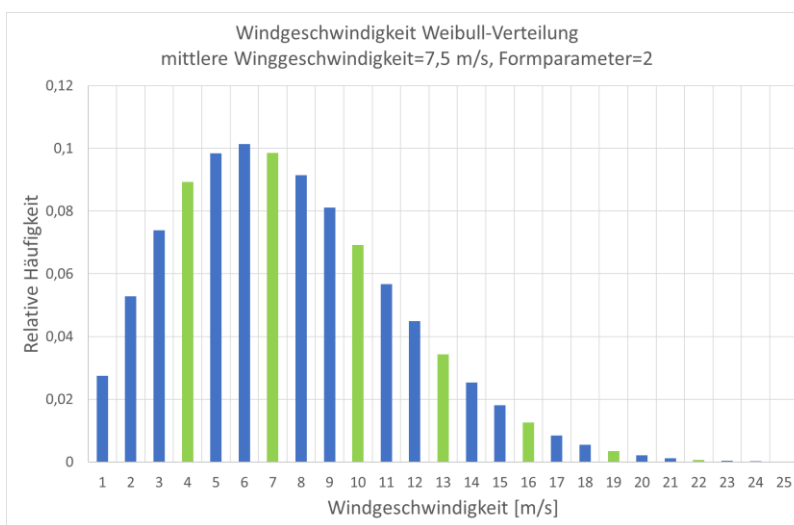


Abbildung 62: Die Windgeschwindigkeit Weibull-Verteilung, Formparameter 2 und mittlere Windgeschwindigkeit 7,5 m/s

Zur Identifizierung des Unterschiedes zwischen Windturbine nur mit Hauptregler und Windturbine mit einer VSM-Regelung wurden die äquivalenten Betriebsfestigkeitslasten (DEL) für die ausgewählten Sensoren berechnet und verglichen. Abhängig davon, auf welcher Komponente der Sensor sich befindet und aus welchem Material diese Komponente besteht, wurden die passenden Neigungsparameter m der Wöhlerlinie zur Berechnung der äquivalenten Betriebsfestigkeitslasten ausgewählt. In Tabelle 11 sind die gewählten Neigungsparameter angegeben. Für alle Lastkomponenten wurden die äquivalenten Betriebsfestigkeitslasten aus den akkumulierten Stufenkollektive berechnet. Als Referenzlastspielzahl wurde für diese Rechnungen $n_{ref}=2,0E+06$ ausgewählt.

Tabelle 11: Ausgewählte Neigungsparameter der Wöhlerlinie

Komponente	m
Blatt	10
Hub	8
Turm	3 & 5
weitere Komponenten	4

Abbildung 63 zeigt die Differenzen der äquivalenten Betriebsfestigkeitslasten an den verschiedenen Komponenten in Prozent. Positive Werte bedeuten eine Erhöhung und negative Werte eine Reduktion der Betriebsfestigkeitslasten durch Verwendung der VSM-Regelung. Es ist zu sehen, dass mit der Anwendung der VSM-Regelung relativ zu der Windturbine nur mit Hauptregler eine leichte Erhöhung (kleiner als 2%) der äquivalenten Betriebsfestigkeitslasten bei manchen Komponenten vorhanden ist. Gleichzeitig ist eine Reduzierung der äquivalenten Betriebsfestigkeitslasten in ähnlich geringer Größenordnung bei anderen Komponenten zu beobachten.

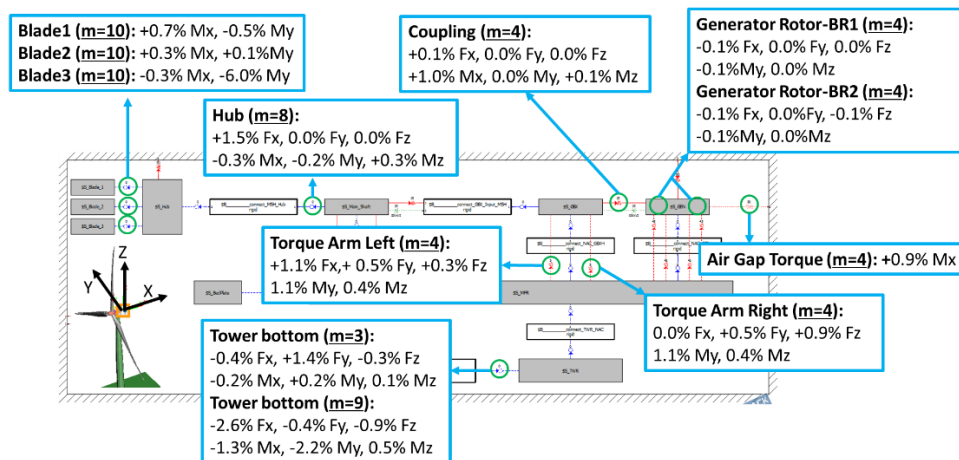


Abbildung 63: Die Änderungen der äquivalenten Betriebsfestigkeitslasten mit Anwendung der entwickelten VSM-Regelung

Das Koordinatensystem der Betriebsfestigkeitslasten ist in Abbildung 63 dargestellt. Die rotierenden Komponenten z.B. Hub sind in einem mit-rotierenden Koordinatensystem gemessen. Änderungen der Betriebsfestigkeitslasten, welche kleiner als 1% sind, sind vernachlässigbar. Die höheren Laständerungen wurden detailliert analysiert. Dazu kamen die RFC-, LDD- und LRD-Plots im Einsatz. Abbildung 64 zeigt und vergleicht das LRD-Diagramm von der Hub-Last in X-Richtung für beide Fälle (mit und ohne VSM-Regelung). Bei dieser Last ist eine Änderung um 1.1% der äquivalenten Betriebsfestigkeitslast in X-Richtung zu sehen.

Abbildung 65 zeigt und vergleicht die RFC-Diagramme der in beiden Fällen auftretenden Momente (M_x , M_y) am Turmfuß.

Nach Bewertung der Ergebnisse der Betriebsfestigkeitsanalyse wurden keine maßgebenden Einflüsse beobachtet.

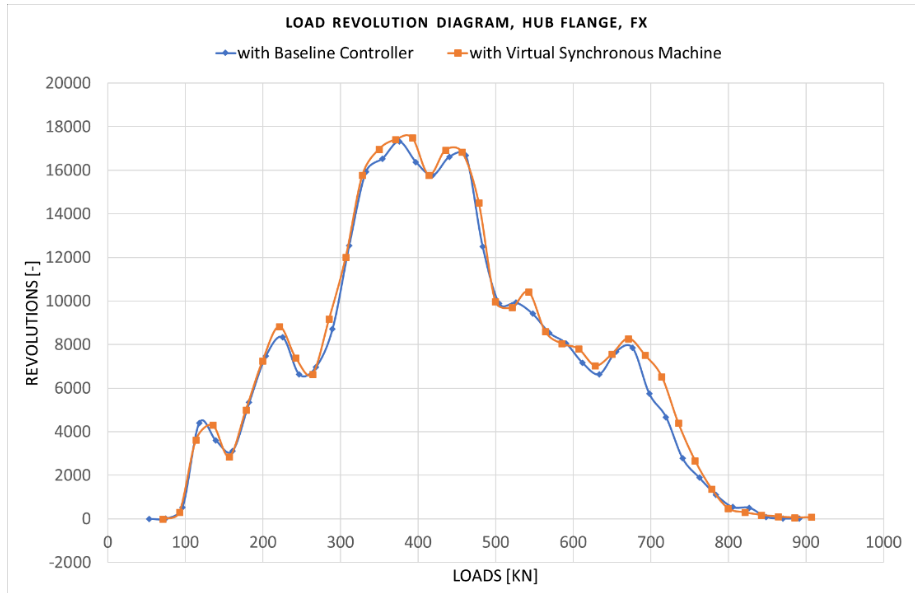


Abbildung 64: Lastverweildauer-Verteilung von der Hub-last in „X“ Richtung

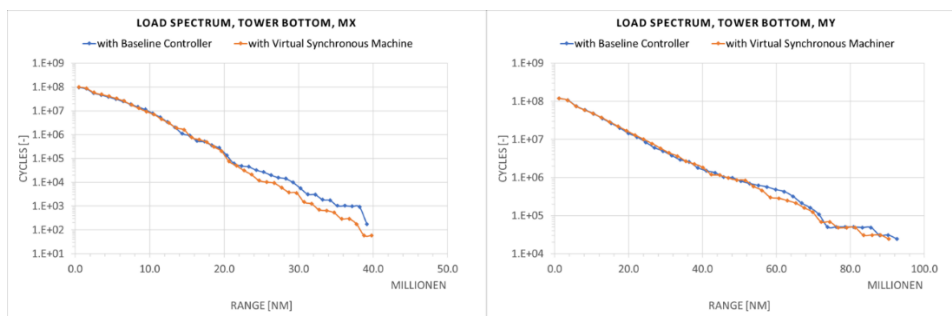


Abbildung 65: Rain-Flow-Count Diagramm für die Turmfußmomente M_x & M_y

4.6.3 Analyse der Einflüsse der Netzstützung auf die Extremlasten

Für die Auslegung der Komponenten des Antriebstranges werden neben den Betriebsfestigkeitslasten die Extremlasten mit Sicherheitsfaktoren berücksichtigt. Es wurde die Änderung dieser Lasten nach Anwendung der entwickelten VSM-Regelung analysiert. Zur Identifizierung der Einflüsse wurden verschiedenen Lastfälle ausgewählt und die Ergebnisse der Extremlastanalyse für die beiden Windturbinen mit und ohne VSM-Regelung verglichen. Diese ausgewählten Lastfälle sind:

- DLC 1.1 Produktion, normales Windturbulenzmodell (NTM)
- DLC 1.3 Produktion, extreme, kohärente Böen mit Richtungsänderung
- DLC 1.7 Produktion, extreme Windgradienten
- HGÜ, Produktion, Auftreten eines Fehlers.

Für beide Fälle wurden die maximal aufgetretenen Komponenten-Lasten mit Sicherheitsfaktor=1,35 ermittelt und verglichen. Abbildung 66 zeigt die Änderung der Extremlasten bei den ausgewählten Sensoren und Lastrichtungen.

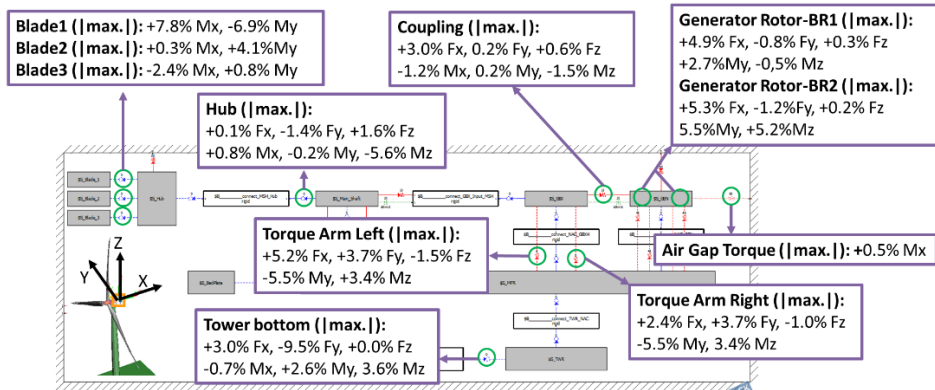


Abbildung 66: die Änderung der Extremlasten mit der Anwendung der VSM-Regelung

Da bei der Extremlastanalyse die Maximal- und Minimalwerte der Komponentenlast unter Beachtung des Vorzeichens berechnet werden, wurden hier zur Analyse der Änderung der Extremlasten die Absolutwerte betrachtet. Hier bedeuten die positiven und negativen Zahlen in Prozent eine Erhöhung bzw. eine Reduzierung der Extremlasten nach der Anwendung der VSM-Regelung. Es ist zu beobachten, dass die Änderungen der Extremlasten im Vergleich zu den Betriebsfestigkeitslasten groß sind. Die Extremlasten, bei denen eine positive Änderung größer als 1% zu beobachten ist, wurden in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Tabelle 12 zeigt und vergleicht zusätzlich die Lastfälle, bei denen die Extremlasten entstehen. Es ist zu sehen, dass diese Lastfälle variieren können.

Tabelle 12: Vergleich der Lastfälle bei denen eine maximale Komponentenlast entstehen

Component	Load	DLC, with baseline controller		DLC, with virtual synchronous machine	Same DLC
Blade 1 root (max.)	Mx	DL1.1_WS0010_WD0000_UF0008_HE0200_TS0001_OPAR0000	DL1.3L_WS0011o8_WD-008_UF0008_HE0200_OPAR0000		No
Blade 2 root (max.)	My	DL1.1_WS0013_WD0000_UF0008_HE0200_TS0001_OPAR0000	DL1.3L_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000		No
Hub (max.)	Fz	DL1.1_WS0019_WD0000_UF0008_HE0200_TS0001_OPAR0000	DL1.1_WS0022_WD0000_UF0008_HE0200_TS0001_OPAR0000		No
Torque Arm Left (max.)	Fx	DL1.3R_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000	DL1.3R_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000		Yes
	Fy	DL1.3L_WS0011o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000	DL1.3L_WS0011o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000		Yes
	Mz	DL1.3L_WS0011o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000	DL1.3L_WS0011o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000		Yes
Torque Arm Right (max.)	Fx	DL1.3L_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000	DL1.3R_WS0009o8_WD-008_UF0008_HE0200_OPAR0000		No
	Fy	DL1.3L_WS0011o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000	DL1.3L_WS0011o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000		Yes
	Mz	DL1.3L_WS0011o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000	DL1.3L_WS0011o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000		Yes
Coupling (max.)	Fx	DL1.3L_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000	DL1.3L_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000		Yes
	Fz	DL1.3L_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000	DL1.3L_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000		Yes
Gen. Rotor Bearing 1 (max.)	My	DL1.3L_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000	DL1.3L_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000		Yes
	Fx	DL1.3L_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000	DL1.3L_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000		Yes
Gen. Rotor Bearing 2 (max.)	My	DL1.3L_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000	DL1.3L_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000		Yes
	Mz	DL1.1_WS0022_WD0000_UF0008_HE0200_TS0001_OPAR0000	DL1.1_WS0025_WD0000_UF0008_HE0200_TS0001_OPAR0000		No
	Fx	DL1.3L_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000	DL1.3L_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000		Yes
Tower Bottom (max.)	My	DL1.3L_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000	DL1.3L_WS0009o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000		Yes
	Mz	DL1.3L_WS0011o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000	DL1.3L_WS0011o8_WD0008_UF0008_HE0200_OPAR0000		Yes

Zusätzlich zu den oben genannten Lastfällen wurde der HGÜ-Lastfall für die Windturbinen mit VSM-Regelung berechnet und die Extremlasten ermittelt. Der Verlauf dieses Lastfalls ist wie folgt (siehe auch Abschnitt 4.3.3):

- $t = 0-130 \text{ s} \rightarrow$ Netz verbunden, Konstante Windgeschwindigkeit
- $t = 130 \text{ s} \rightarrow$ Netz getrennt
- $t = 133 \text{ s} \rightarrow$ zusätzliche Impedanz
- $t = 136 \text{ s}$ Fehlerzustand, reduzierte Spannung
- bis $t = 145 \text{ s}$ schrittweise wieder zurück.

Abbildung 67 zeigt die Lastfall-Überwachungs-Signale, welche zwischen Zeitpunkt $t=100\text{s}$ bis $t=200\text{s}$ zur Überprüfung des Lastfalls gemessen wurden. Der HGÜ-Lastfall

wurde zusammen mit den DLC 1.1, DLC 1.3 und DLC 1.7 Lastfällen zur Ermittlung der Extremlasten betrachtet. Dabei wurde festgestellt, dass der HGÜ-Lastfall ausschließlich für das Signal des Luftspaltmomentes den höchsten Extremwert liefert. Der Extremwert des Luftspaltmomentes erhöht sich durch die Berücksichtigung des HGÜ-Lastfalls um 20 Prozent.

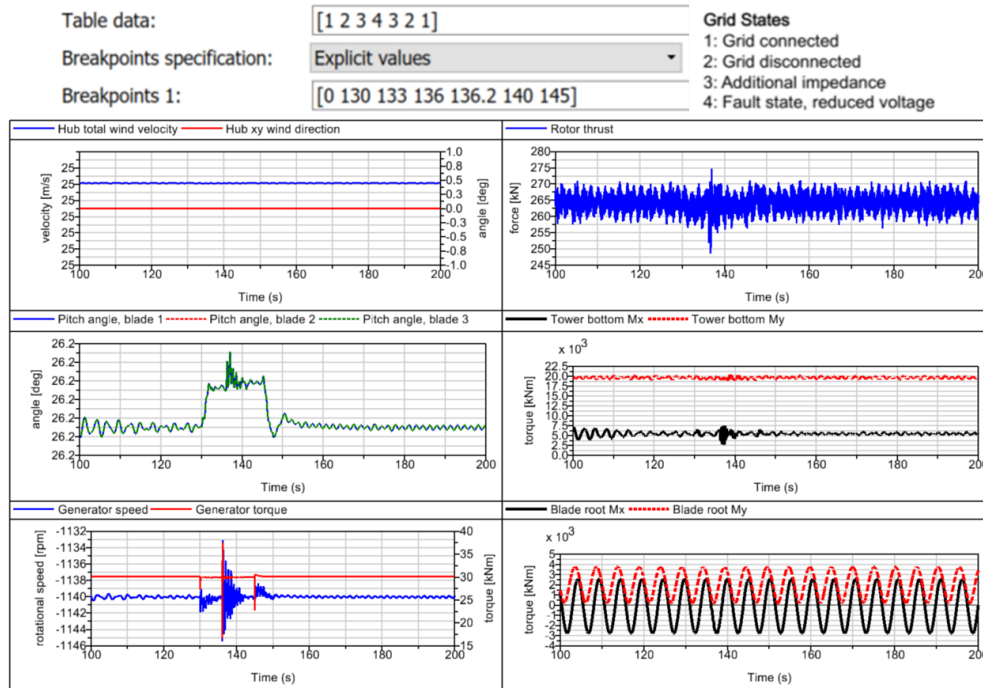


Abbildung 67: HGÜ-Lastfall bei Windgeschwindigkeit 24.8 m/s

4.6.4 Zusammenfassung

Die Einflüsse der VSM-Regelung auf die Betriebsfestigkeitslasten und Extremlasten wurden im vorherigen Kapiteln analysiert und die Änderungen der Komponenten-Lasten (Erhöhung und Reduzierung) diskutiert. Relativ zur Referenzwindturbine ohne VSM-Regelung sind die Änderungen der Ermüdungslasten durch die VSM-Regelung für den betrachteten Lastfall vernachlässigbar. Die Änderungen der Extremlasten sind dagegen sowohl in positiven als auch negativen Richtungen größer, was einer Erhöhung bzw. Reduzierung der Extremlasten entspricht. Solche Extremlasten bei Komponenten können nach Anwendung einer VSM-Regelung bei anderen Lastfällen entstehen, welche man von der Lastanalyse der Referenzwindturbine kennt. Generell ist es ratsam, bei Anwendung einer VSM-Regelung eine Extremlastanalyse mit Betrachtung aller Lastfälle durchzuführen und die Extremlasten zu ermitteln.

5 Diskussion und Ausblick

In diesem Forschungsprojekt wurden die Rückwirkungen von neuen, netzstabilisierenden Generatorregelungen auf die Strukturdynamik und die Lasten im Triebstrang und in der Tragstruktur einer Windkraftanlage untersucht. Dazu wurde zunächst eine Eingrenzung der zu betrachtenden Systemdienstleistungen für das elektrische Versorgungsnetz vorgenommen (siehe Kapitel 2 und Abschnitt 3.1). Da es um Rückwirkungen auf die Anlagenmechanik ging, standen wirkleistungsbezogene Dienstleistungen im Mittelpunkt.

Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal im Hinblick auf die Anlagenmechanik ist der Zeitbereich, in dem die Interaktion stattfindet. Bei Bereitstellung von Momentanreserve findet eine quasi-instantane Interaktion statt, was zum Entstehen eines komplexeren, dynamischen Gesamtsystems führt. Weil diese Fälle tendenziell eher zu einer Erhöhung der Anlagenlasten führen können, und weil der diesbezügliche Forschungsstand große Lücken aufwies, lag die Trägheitsemulation mit Hilfe der im WEA-Rotor gespeicherten Energie im Fokus dieses Projektes.

Als Referenzanlage wurde ein im Rahmen des IEA Wind Task 37 entwickeltes, generisches Anlagendesign verwendet. Das Design ist repräsentativ für große, moderne On-shore-Anlagen mit niedriger spezifischer Leistung.

Bewertung aus Sicht der Windenergieanlage

Viele der konkret untersuchten Fallbeispiele sind unkritisch. Zum Beispiel sind die Extrem- und Ermüdungslasten, die durch Netzpendelungen (Abschnitt 4.2.1) oder das Umschalten von Stufentrafos (Abschnitt 4.2.2) an der gewählten Referenzanlage induziert wurden, von marginaler Bedeutung.

Auch die Analyse von veränderten bzw. neu entstehenden Schwingungsmoden (Abschnitt 4.4) zeigte, dass über die Regelungssysteme zwar eine dynamische Interaktion zwischen elektrischen und mechanischen Systemteilen stattfindet. Allerdings ist die dadurch generierte Gesamtdynamik unkritisch, insbesondere treten keine Instabilitätsphänomene auf. Die einzige signifikante Änderung, die beobachtet wurde, nämlich die Reduktion des Dämpfungsgrads der Triebstrangschwingung im Falle schwacher Netzkopplung, ist unter praktischen Gesichtspunkten unbedeutend. Da die Reglermodule für eine starke Netzkopplung parametrisiert wurden, ist schwache Netzkopplung als kurzzeitig auftretender Fehlerfall anzusehen. Solange das System bis zur Klärung des Fehlers stabil bleibt, ist eine reduzierte Dämpfung vertretbar. Bei konstant schwachem Netzanschluss, beispielsweise der eines abgelegenen Windparks, lassen sich die Regelungssysteme entsprechend anpassen.

Die Ergebnisse der Lastenrechnung (Abschnitt 4.6) zeigen nur geringe Änderungen der Lasten durch die VSM-Regelung für die konventionellen Lastfälle. Bei den neu in den Katalog aufzunehmenden Lastfällen durch neue Anregungsmechanismen kommt es auf die konkreten Anforderungen der Netzseite an, ob signifikante Änderungen des Anlagendesigns erforderlich sind.

Die von den Netzträgheitsreglern am stärksten betroffene Komponente war erwartungsgemäß der Triebstrang. Dies äußert sich besonders beim Entwurf der aktiven Triebstrangdämpfung. Beide Regelungsfunktionen, Netzträgheit und Triebstrangdämpfung, modulieren die von der Anlage eingespeiste Wirkleistung. Dadurch führt eine ausreichend dimensionierte Triebstrangdämpfung zu einer Unterdrückung der Trägheitsemulation in einem engen Frequenzbereich um die Triebstrangeigenfrequenz, siehe Abbildung 54. Der Bereich ist jedoch schmal genug, um die instantane Reaktion

der Wirkleistungseinspeisung auf eine Änderung der Netzfrequenz in den ersten 200-300 ms nicht zu beeinträchtigen. Es lässt sich somit ein Kompromiss zwischen Triebstranglasten und Bereitstellung von Netzträglichkeit finden. Als Nachteil verbleibt daher nur, dass die Parametrierung der beteiligten Reglersysteme unter Umständen nicht mehr entkoppelt voneinander vorgenommen werden kann.

Im Projekt wurde eine netzseitige Anforderung identifiziert, die signifikante Änderungen des Anlagendesigns erforderlich machen kann. Es handelt sich dabei um das Szenario eines System Splits (Abschnitt 4.1). Im Falle einer spontanen Inselnetzbildung müssen die lokalen Erzeuger, zum Beispiel ein Windpark, die Versorgung lokaler Verbraucher sicherstellen. Das heißt, sie müssen in der Lage sein, vorhandene Leistungsdefizite oder Leistungsüberschüsse schlagartig von einem auf den anderen Augenblick kompensieren, bis andere Maßnahmen des Netzschutzes greifen. Da ein Leistungsdefizit zu der aktuell eingespeisten Wirkleistung hinzukommt, hängt es von der netzseitigen Spezifikation ab, welche Anforderungen an die Überlastfähigkeit der WEAn zu stellen sind.

Für Kontinentaleuropa kann dieses Defizit in der Größenordnung bis zu 40% der gesamten Last betragen. Das ist im Volllastbetrieb einer Anlage mit konventionellen Design auch kurzzeitig nicht zu leisten. Eine Überdimensionierung der elektrischen Komponenten sowie des mechanischen Triebstrangs wäre erforderlich. Aber da WEAn einen erheblichen Teil ihrer Betriebsdauer auslegungsbedingt in Teillast fahren und in Starkwindperioden meist etliche Anlagen gedrosselt werden müssen, um die Übertragungsnetze nicht zu überlasten, stehen über die gesamte Flotte eines Netzgebietes erhebliche Reserven an Umrichterleistung zur Verfügung. Diese kann genutzt werden, wenn die Zuteilung von geeigneten Trägheitskonstanten und eine Reservierung der erforderlichen Leistungsreserve im Übergangs- und Volllastbereich erfolgt, siehe Abschnitt 4.1.4.

Die mechanische Überlastung lässt sich auch durch die Einführung eines Super-Kondensator-Moduls im Zwischenkreis des Umrichters vermeiden (Abschnitt 4.5). Ein solcher gestattet eine Entkopplung der anlagen- und netzbezogenen Aufgaben. Das Gleiche ist prinzipiell auch mit einer Batterie möglich. Die Mehrkosten der zusätzlichen Komponenten müssen dann gegen die für die Überdimensionierung des mechanischen Triebstrangs, des elektrischen Generators und der maschinenseitigen Leistungselektronik gerechnet werden.

Eine spontane Inselnetzbildung kann zu einer weiteren Herausforderung für die Momentanreserve bereitstellenden WEAn führen. Typischerweise ist das elektrische Netzwerk, in das ein Windpark einspeist, induktiv dominiert. Das sich im Fehlerfall spontan bildende Inselnetz kann jedoch auch einen stärkeren Anteil resistiver Elemente aufweisen. Dies hat entscheidende Folgen für die Funktionsweise der Wirkleistungsabgabe der WEA. In induktiv dominierten Netzen hängt die übertragene Wirkleistung hauptsächlich von der Winkeldifferenz der Spannung ab, in resistiv dominierten Netzen hauptsächlich von der Amplitude der Spannung. Um den robusten Betrieb für derartige Fälle sicher zu stellen war es daher nötig, der Umrichterregelung über die konventionellen Maßnahmen zur Spannungsstabilisation hinaus erweiterten Zugriff auf die Amplitude der Klemmenspannung zu geben und so eine koordinierte Winkel- und Amplitudenregelung zu realisieren (Abschnitt 4.3). Damit war es möglich, eine Fehlersequenz mit zwischenzeitlicher Inselnetzbildung inklusive resistiver Last stabil zu durchfahren, die ohne die Erweiterung aufgrund dynamischer Instabilität zu einem Ausfall führte.

Bewertung aus Sicht der elektrischen Netze

Auch wenn die Auswirkungen auf die Windenergieanlagen bzw. deren mechanisches Design im Vordergrund der Untersuchungen standen, lassen sich auch einige Schlussfolgerungen aus der Sicht der elektrischen Netze ziehen.

Zunächst einmal bestätigen die Projektergebnisse insgesamt die prinzipielle Möglichkeit, Momentanreserve aus den Rotoren von WEAn zu beziehen. Darüber hinaus zeigen die diversen Fallstudien, dass dies im Normalbetrieb und in vielen Fehlerfällen ohne signifikante Änderungen des mechanischen Anlagendesigns zu bewerkstelligen ist. Das heißt, die Verringerung der Netzträgheit durch den höheren Anteil erneuerbarer Einspeiser lässt sich durch einen Teil der Einspeiser selbst, nämlich der WEAn, in bestimmten Grenzen mit leicht verfügbarer, realer Trägheit ausgleichen. Wo genau diese bestimmten Grenzen liegen, hängt entscheidend von den netzseitigen Anforderungen ab.

Für die Netzseite bestehen dann die Herausforderungen in der sehr wahrscheinlich veränderten Netzdynamik, z.B. im positiven Sinne über die im weiten Rahmen wählbare Dämpfung der virtuellen Synchronmaschinen (Duckwitz 2019) und im negativen Sinne durch die aktive Triebstrangdämpfung (Abbildung 54). Für die Zuteilung von geeigneten Trägheitskonstanten und die Reservierung erforderlicher Leistungsreserven müssten geeignete zentrale oder dezentrale Dispatch-Mechanismen geschaffen werden. Schließlich ist volkswirtschaftlich zu bewerten, wie die Bereitstellung von WEA-Trägheit im Hinblick auf Alternativen wie stationäre Batteriespeicher oder dedizierte Schwungradspeicher aus Gesamtsystemsicht zu bewerten ist.

Darüber hinaus unterstützen die Ergebnisse in den Abschnitte 4.1 und 4.3 andere Arbeiten zur Fähigkeit von WEA zum Inselbetrieb und Netzaufbau, siehe z.B. (Braun et al. 2018; Shan et al. 2020))

Methodische Aspekte

Im Rahmen des Projektes wurden einige Fortschritte erzielt bezüglich der Analysewerkzeuge für den betrachteten Anwendungsfall im Speziellen und für gemischtphysikalische Systeme im Allgemeinen.

Hier ist die Modellumgebung zu nennen (Abschnitt 3.2.2). Für nichtlineare Zeitbereichssimulationen der mechanischen und elektrischen Komponenten wurde eine Co-Simulation mit den Programmpaketen SIMPACK und Matlab/Simulink erstellt. Ausgehend davon ermöglichten die Linearisierungsroutinen der Programme eine teilautomatisierte Generierung von linearen Zustandsraummodellen des Gesamtsystems (Abschnitt 3.2.3).

Die lineare Kleinsignal- und Modalanalyse wurde über die im rein strukturdynamischen Kontext übliche Betrachtung von Eigenwerten und –vektoren hinaus erweitert. Hierzu wurde die im Kontext der Kleinsignalanalyse elektrischer Netze bekannte „Selective Modal Analysis“ aus (Perez-arriaga et al. 1982) verwendet. Die dort eingeführten Partizipationsfaktoren bzw. –vektoren sind dimensionslos und machen die Skalierung von Zuständen unterschiedlicher physikalischer Größen und Einheiten obsolet (Abschnitt 3.3.1). Eine Kombination von Betrag des Partizipationsfaktors und dem Winkel der Eigenvektorkomponente war ein entscheidender Vorteil bei der Nachverfolgung der parameterabhängigen Wanderung der Bewegungsmuster der gekoppelten Schwingungen in Abschnitt 4.4.

Die Erweiterung der Modellumgebung im Hinblick auf die Berücksichtigung der Interaktion mechanischer und elektrischer Komponenten konnte auch zur Stabilitätsanalyse eingesetzt werden. Hierzu wurde das Stabilitätstool MAeSTRoS aus Abschnitt 3.3.2 er-

weitert. Anstatt die Stabilitätsprognose wie bisher auf die strukturdynamischen Systemmatrizen zu stützen, können nun auch Systemmatrizen aus einer multidisziplinären Simulation eingesetzt werden. Somit können nun die Einflüsse des Regelungssystems und Netzanschlusses auf die Stabilität der Windenergieanlagen erfasst werden.

Bei den Arbeiten zu Modellparametrierung auf der Basis gemessener Daten wurden erfolgreiche Voruntersuchungen zum Auffinden geeigneter Mess- und Erregungsstellen durchgeführt (Abschnitt 3.4.1). Die Verwendung realer Labormessdaten zeigte, dass die starke Ausprägung von 50-Hz-Harmonischen zu fehlerhaften Analyseergebnissen führt (3.4.2). Es konnten daher keine abschließenden Aussagen zur Machbarkeit der experimentellen Modalanalyse im Labornetz abgeleitet werden.

Ausblick

Die Projektergebnisse implizieren eine Reihe nötiger Anschlussuntersuchungen.

Wie in Abschnitt 4.3.4 aufgezeigt führen Sprünge der Spannungsphasenwinkel zu kurzzeitigen Leistungsspitzen und in Folge zu hohen Strömen und Belastungen des Triebstrangs. Es ist zu klären, unter welchen Bedingungen im Realbetrieb derartige Winkelsprünge auftreten können. Für die Weiterentwicklung der Umrichterregelung ist der Kompromiss zwischen anlagenseitiger Strombegrenzung und Netzdienlichkeit zu berücksichtigen. In diesem Zusammenhang sollte zum einen über ein explizites Fault-Ride-Through-Szenario nachgedacht werden. Zum anderen wäre es auch sinnvoll, die bereits vorhandene Stützung kurzzeitiger Spannungseinbrüche im Kontext der Netzträchtigkeit emulierenden Umrichterregelung zu überarbeiten.

Weiterhin wäre eine Studie zur Risikobewertung möglicher Ausbauszenarien und der in den WEA verfügbaren Leistung und Energie für die Erbringung von Netzträchtigkeit nach Abschnitt 4.1.3 wünschenswert. Zusätzliche Arbeiten sollten sich im Anschluss daran mit der Frage beschäftigen, wie die weiter oben angesprochenen zentralen oder dezentralen Dispatch-Mechanismen der verfügbaren Reserven ausgestaltet werden können.

Schließlich ist die Modellidentifikation der betrachteten Systemklasse ein relevantes Problem für zukünftige Forschungsarbeiten, denn die Modellidentifikation ist ein wichtiges Bindeglied zwischen Reglersynthese und Simulation auf der einen und der Implementierung in der Praxis auf der anderen Seite. Erste Überlegungen im Projekt zu den global indirekten Identifikationsverfahren (Abschnitt 3.4.2) sind als vielversprechender Alternativansatz zu werten.

6 Veröffentlichungen

Fischer, B.; Duckwitz, D.; Shan, M.: Small signal analysis of wind farms providing power system inertia: dynamic interactions of drive trains, submitted to Conference for Wind Power Drives 2021, Aachen

Shan, M.; Duckwitz, D.; Shan W.: Using Wind Turbines for Providing Defined Levels of Synthetic Inertia in System Split Scenarios, IEEE Innovative Smart Grid Technologies Conference 2020, to be published

Duckwitz, D.; Fischer, B.; Loepelmann P.; Shan, M. (2020): Grid-forming wind turbines: Modified converter control for robust active drive train damping. Submitted to IFAC2020.

Fischer, B.; Rezaeian, A.; Sayed, M. (2020): Neue Anforderungen an Triebstrang- und Strukturkomponenten von WEA aus netzstützenden Regelungsverfahren. In: 11. VDI-Fachtagung Schwingungen von Windenergieanlagen.

Rezaeian, A. (2019): Aeroelastic Stability Analysis of Wind Turbines Considering the Instabilities Known from Rotary Wing Dynamics. In: Proceedings of Forum of Aeroelasticity and Structural Dynamics IFASD 2019. Savannah, Georgia, USA, IFASD-2019-057.

Fischer, B.; Duckwitz, D.; Shan, M.; Sayed, M.; Rezaeian, A. (2019): On interactions of drive trains in wind farms providing power system inertia. Wind Energy Science Conference, 2019.

Sayed, M.; Rezaeian, A.; Fischer, B. (2019): Analyse der Kopplung zweier Windenergieanlagen durch netzstützende Regelungsverfahren. In: 10. VDI-Fachtagung Schwingungen von Windenergieanlagen.

Fischer, B.; Brosche, P.; Rezaeian, A.; Sayed, M. (2018): Multidisziplinäre Simulation einer WEA zur Analyse der Kopplungseffekte von Strukturdynamik und netzstützenden Regelungsverfahren. In: 9. VDI-Fachtagung Schwingungen von Windenergieanlagen.

7 Literaturverzeichnis

Andersson, G. (2004): Modelling and Analysis of Electric Power Systems. ETH Zürich.

B. Burger (2019): Net Public Electricity Generation in Germany in 2018. Online verfügbar unter https://www.energy-charts.de/downloads/electricity_production_germany_2018_2.pdf.

Bortolotti, Pietro; Tarres, Helena C.; Dykes, Katherine L.; Merz, Karl; Sethuraman, Latha; Verelst, David; Zahle, Frederik (2019): IEA Wind TCP Task 37: Systems Engineering in Wind Energy - WP2.1 Reference Wind Turbines.

Braun, Martin; Brombach, Johannes; Hachmann, Christian; Lafferte, Dario; Klingmann, Alexander; Heckmann, Wolfram et al. (2018): The Future of Power System Restoration: Using Distributed Energy Resources as a Force to Get Back Online. In: *IEEE Power and Energy Mag.* 16 (6), S. 30–41. DOI: 10.1109/MPE.2018.2864227.

Brincker, Rune; Ventura, Carlos Eiji Hirata (2015): Introduction to operational modal analysis. Chichester, West Sussex: John Wiley and Sons Inc.

Brisebois, Jonathan; Aubut, Noel (2011): Wind farm inertia emulation to fulfill Hydro-Québec's specific need. In: 2011 IEEE PES General Meeting. "the electrification of transportation & the grid of the future" 24-28 July 2011, Detroit, MI, USA. 2011 IEEE Power & Energy Society General Meeting. San Diego, CA, 7/24/2011 - 7/29/2011. IEEE Power & Energy Society. Piscataway, NJ: IEEE, S. 1–7.

Brogan, P.; Knuettel, T.; Elliott, D.; Goldenbaum, N. (2018): Experience of Grid Forming Power Converter Control. In: 17th Wind Integration Workshop.

Bundesnetzagentur (2018): Leitfaden zum Einspeisemanagement. Version 3.0.

D'Arco, Salvatore; Suul, Jon Are (2013): Virtual synchronous machines — Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids. In: 2013 IEEE Grenoble Conference. 2013 IEEE Grenoble PowerTech. Grenoble, France: IEEE, S. 1–7.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hg.) (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.

DNVGL (2010): Richtlinie für die Zertifizierung von Windenergieanlagen.

Duckwitz, D.; Fischer, B.; Shan, M. (2014): Synchronous inertia control for wind turbines. Adaption of the virtual synchronous machine to wind turbines for providing distributed contributions to power system inertia. In: U. Betancourt und T. Ackermann (Hg.): 13th Wind Integration Workshop.

Duckwitz, Daniel (2019): Power System Inertia. Dissertation. Universität Kassel.

Duckwitz, Daniel; Welck, Friedrich; Glöckler, Christoph (2017): Operational Behavior of the Virtual Synchronous Machine. In: Beiträge der 12. ETG/GMA-Tagung "Netzregelung und Systemführung, 54-59.

ENTSO-E (2017a): Analysis of CE inter-area oscillations of 1st December 2016.

ENTSO-E (2017b): High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources (HPoPEIPS). ENTSO-E Guidance document for national implementation for network codes on grid connection.

ENTSO-E (2017c): Limited frequency sensitive mode. ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection.

ENTSO-E (2018): Need for synthetic inertia (SI) for frequency regulation.

ENTSO-E (2019): High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters.

Fischer, B.; Shan, M.; Loepelmann P.; Brosche, P.; Hau, M.; Shan, W.; Wecker, M. (2018): 4. Zwischenbericht zum Projekt GridLoads.

Fischer, B.; Shan, M.; Loepelmann P.; Brosche, P.; Hau, M.; Shan, W.; Wecker, M. (2019): 3. Zwischenbericht zum Projekt GridLoads.

Fischer, Markus; Mendonca, Angelo; Engelken, Soenke; Mihov, Nikolay (2016): Operational experiences with inertial response provided by type 4 wind turbines. In: *IET Renewable Power Generation* 10 (1), S. 17–24. DOI: 10.1049/iet-rpg.2015.0137.

Fleming, Paul A.; Aho, Jacob; Buckspan, Andrew; Ela, Erik; Zhang, Yingchen; Gevorgian, Vahan et al. (2016): Effects of power reserve control on wind turbine structural loading. In: *Wind Energy* 19 (3), S. 453–469. DOI: 10.1002/we.1844.

Galinos, Christos; Larsen, Torben J.; Mirzaei, Mahmood (2018): Impact on wind turbine loads from different down regulation control strategies. In: *Journal of Physics: Conference Series* 1104, S. 12019. DOI: 10.1088/1742-6596/1104/1/012019.

Geyler, Martin; Caselitz, Peter (2008): Regelung von drehzahlvariablen Windenergieanlagen. In: *at - Automatisierungstechnik* 56 (12), S. 614–626. DOI: 10.1524/auto.2008.0745.

Geyler, Martin; Jasniewicz, B. (2010): Parameter estimation for control design models based on operational modal analysis techniques. In: Dewi (Hg.): Proc. of the German Wind Energy Conference.

Gloe, Arne; Jauch, Clemens; Thiesen, Henning; Viebeg, Jonas (2018): Inertial Response Controller Design for a Variable Speed Wind Turbine. Project Report. WETI Flensburg. Univ. Appl. Sci.

Goursat, M.; Döhler, M.; Mevel, L.; Andersen, P. (2010): Crystal Clear SSI for Operational Modal Analysis of Aerospace Vehicles. In: Tom Proulx (Hg.): Proceedings of the 28th IMAC. New York: Springer, S. 1421–1430.

Howlader, Abdul Motin; Senjyu, Tomonobu (2016): A comprehensive review of low voltage ride through capability strategies for the wind energy conversion systems. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 56, S. 643–658. DOI: 10.1016/j.rser.2015.11.073.

Ibrahim, S. R.; Mikulcik, E. C. (1977): A method for the direct identification of vibration parameter from the free responses. In: *Shock and Vibration Bulletin* 47 (4).

Kammer, D. (1991): Sensor placement for on-orbit modal identification and correlation of large space structures. In: *Journal of Guidance, Control, and Dynamics* 14 (2), S. 251–259. DOI: 10.2514/3.20635.

Kretschmer, Matthias; Pettas, Vasilis; Cheng, Po Wen (2020): Effects of Wind Farm Down-Regulation in the Offshore Wind Farm Alpha Ventus. In: ASME (Hg.): Proceedings of the 2nd International Offshore Wind Technical Conference.

Kundur, P. (1994): Power system stability and control. New York: McGraw-Hill.

Larsson, Mats; Santos, Luis-Fabiano; Suranyi, Andreas; Sattinger, Walter; Notter, Roland (2013): Monitoring of oscillations in the continental European transmission grid. In: IECON 2013. 39th annual conference of the IEEE Industrial Electronics Society. Piscataway, NJ: IEEE, S. 4774–4778.

Lehner, Joachim (2014): Analyse von Netzpendelungen im Kontinentaleuropäischen Verbundsystem. Dissertation. Universität Stuttgart.

Lio, Wai Hou; Mirzaei, Mahmood; Larsen, Gunner Chr. (2018): On wind turbine down-regulation control strategies and rotor speed set-point. In: *J. Phys.: Conf. Ser.* 1037, S. 32040. DOI: 10.1088/1742-6596/1037/3/032040.

LMS International (2005): The LMS theory and background book - analysis and design. Leuven, Belgium.

Perez-arriaga, I.; Verghese, G.; Schweppe, F. (1982): Selective Modal Analysis with Applications to Electric Power Systems, PART I. Heuristic Introduction. In: *IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst.* PAS-101 (9), S. 3117–3125. DOI: 10.1109/TPAS.1982.317524.

Projekt Transstabil-EE (2016): Workshop "Hohe Durchdringung im Netzbetrieb - technische Anforderungen und Stromrichter-Parks der nächsten Generation". Teilnehmer: Amprion, Enercon, Senvion, SMA, Transnet BW, 50 Hz, 04.04.2016.

Rezaeian, A. (2019): Aeroelastic Stability Analysis of Wind Turbines Considering the Instabilities Known from Rotary Wing Dynamics. In: Proceedings of Forum of Aeroelasticity and Structural Dynamics IFASD 2019. Savannah, Georgia, USA, IFASD-2019-057.

Rezaeian, A.; Hauptmann, S. (2016): Developing an aeroelastic stability analysis process for large wind turbines using multi-body simulation. In: EWEA. Hamburg.

Richards, Phillip W.; Griffith, D. Todd; Hodges, Dewey H. (2014): High-fidelity Modeling of Local Effects of Damage for Derated Offshore Wind Turbines. In: *J. Phys.: Conf. Ser.* 524, S. 12036. DOI: 10.1088/1742-6596/524/1/012036.

Roscoe, A.; Brogan, P.; Elliott, D.; Knuettel, T.; Gutierrez, I. (2019a): Practical Experience of Operating a Grid Forming Wind Park and its Response to System Events. In: Proceedings of the 18th Wind Integration Workshop, Energynautics GmbH. Dublin, Ireland.

Roscoe, A.; Brogan, P.; Elliott, D.; Knuettel, T.; Gutierrez, I.; Perez Campion, J-C. (2019b): Practical Experience of Operating a Grid Forming Wind Park and its Response to System Events. In: Wind Integration Workshop 2019.

Rosenow, Sven-Erik; Andersen, Palle (2010): Operational Modal Analysis of a Wind Turbine Mainframe using Crystal Clear SSI. In: Tom Proulx (Hg.): Proceedings of the 28th IMAC. New York: Springer, S. 153–162.

Sayed, M.; Lutz, T.; Krämer, E.; Borisade, F. (2016): Aero-elastic analysis and classical flutter of a multi-megawatt slender bladed horizontal-axis wind turbine. In: Progress in renewable energies offshore, S. 617–625.

Schedlinski, C.; Link, M. (1996): An Approach to Optimal Pick-Up and Exciter Placement. In: *Proc. IMAC 14*, S. 376–382.

Seppanen, Janne M.; Turunen, Jukka; Koivisto, Matti; Kishor, Nand; Haarla, Liisa C. (2014): Modal Analysis of Power Systems Through Natural Excitation Technique. In: *IEEE Trans. Power Syst.* 29 (4), S. 1642–1652. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2295319.

Shan, Martin; Shan, Weiwei; Welck, Friedrich; Duckwitz, Daniel (2020): Design and laboratory test of black-start control mode for wind turbines. In: *Wind Energy* 23 (3), S. 763–778. DOI: 10.1002/we.2457.

Tcherniak, D.; Chauhan, S.; Hansen, M. H. (2010): Applicability Limits of Operational Modal Analysis to Operational Wind Turbines. In: Tom Proulx (Hg.): Proceedings of the 28th IMAC. New York: Springer, S. 317–327.

VDE-AR-N 4131, 2019-03: Technische Regeln für den Anschluss von HGÜ-Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen.

van der Hoek, D.; Kanev, S. (2017): Reducing Wind Turbine Loads with Down-Regulation.

van der Straeten, M.; Remppis, S.; Siebenlist, A.; Lens, H. (2016): Analyse von strukturellen Veränderungen im europäischen Verbundnetz anhand eines zeitsynchronisierten, verteilten Frequenzmesssystems. In: VDE-Kongress. Unter Mitarbeit von Christoph Kutter.

Vanhollebeke, Frederik (2015): Dynamic Analysis of a Wind Turbine Gearbox Towards Prediction of Mechanical Tonalities. Phd Thesis. KU Leuven. Online verfügbar unter [Uhttps://lirias.kuleuven.be/retrieve/295364DPhD_Frederik_Vanhollebeke.pdf](https://lirias.kuleuven.be/retrieve/295364DPhD_Frederik_Vanhollebeke.pdf) [freely available].

Wang, Xiao; Gao, Wenzhong; Scholbrock, Andrew; Muljadi, Eduard; Gevorgian, Vahan; Wang, Jianhui et al. (2017): Evaluation of different inertial control methods for variable-speed wind turbines simulated by fatigue, aerodynamic, structures and turbulence (FAST). In: *IET Renewable Power Generation* 11 (12), S. 1534–1544. DOI: 10.1049/iet-rpg.2017.0123.

Wu, Ziping; Gao, Wenzhong; GAO, Tianqi; Yan, Weihang; Zhang, Huaguang; YAN, Shijie; Wang, Xiao (2018): State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems. In: *J. Mod. Power Syst. Clean Energy* 6 (1), S. 1–16. DOI: 10.1007/s40565-017-0315-y.

Yu, Mengran; Roscoe, Andrew J.; Dyško, Adam; Booth, Campbell D.; Ierna, Richard; Zhu, Jiebei; Urdal, Helge (2017): Instantaneous penetration level limits of non-synchronous devices in the British power system. In: *IET Renewable Power Generation* 11 (8), S. 1211–1217. DOI: 10.1049/iet-rpg.2016.0352.

Zhang, Lingmi; Wang, Tong; Tamura, Yukio (2010): A frequency–spatial domain decomposition (FSDD) method for operational modal analysis. In: *Mechanical Systems and Signal Processing* 24 (5), S. 1227–1239. DOI: 10.1016/j.ymssp.2009.10.024.