



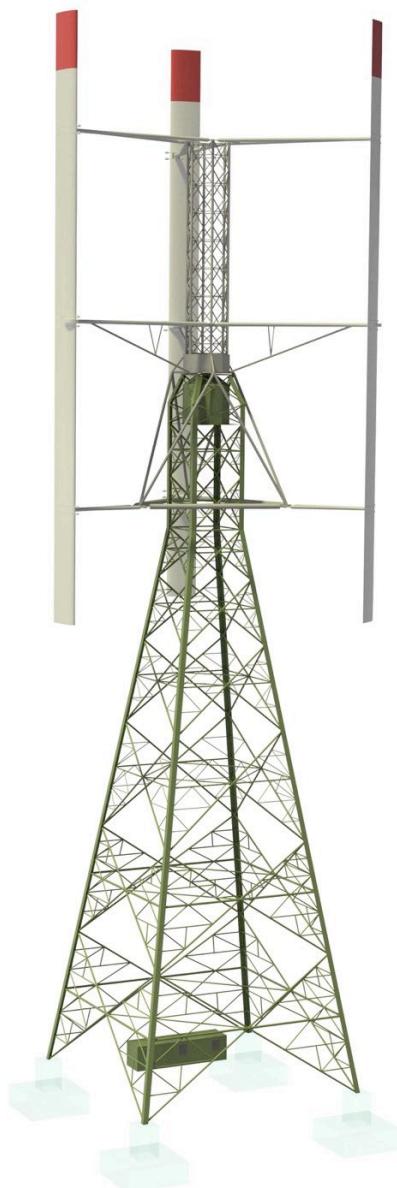
Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Cleantech

Schlussbericht vom 28 Dezember 2017

Vertical Sky





Datum: 28 Dezember 2017

Ort: Dübendorf

Subventionsgeberin:

Schweizerische Eidgenossenschaft, handelnd durch das
Bundesamt für Energie BFE
Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprogramm
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger:

Hochschule für Technik Rapperswil
Oberseestrasse 10, CH-8460 Rapperswil-Jona
www.hsr.ch

Agile Wind Power AG
Im Schörli 3, CH-8600 Dübendorf
www.agilewindpower.ch

Autoren:

Prof. Dr. Henrik Nordborg, HSR, henrik.nordborg@hsr.ch
Matthias Pasquon, HSR, matthias.pasquon@hsr.ch
Alain Schubiger, HSR, alain.schubiger@hsr.ch
Christian Oram, Agile Wind Power AG, christian.oram@agilewindpower.com
David Hartmann, Agile Wind Power AG, david.hartmann@agilewindpower.com
Ewald Regenscheit, Agile Wind Power AG, ewald.regenscheit@agilewindpower.com

BFE-Programmleitung: Yasmine Calisesi, yasmine.calisesi@bfe.admin.ch

BFE-Projektbegleitung: Lionel Perret, lionel.perret@planair.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501430-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch



Zusammenfassung

Im Rahmen der Entwicklung einer vertikalen Windenergieanlage wurde in drei Teilprojekten Grundlagen für die Konstruktion der Erstanlage geschaffen.

Im ersten Teilprojekt wurde in Zusammenarbeit mit der Hochschule für Technik Rapperswil (HSR) ein CFD Modell der Anlage erstellt um Erkenntnisse bezüglich der Leistungsoptimierung, den Lasten infolge von 3D Strömungen sowie zum Nachlaufverhalten der Anlage zu gewinnen. Es konnte bestätigt werden, dass ein aerodynamischer Wirkungsgrad von ca. 0.44 erreicht werden kann. Dies ist mit dem Wirkungsgrad horizontaler Windenergieanlagen vergleichbar, jedoch bei tieferer Schnelllaufzahl, was einer tieferen aerodynamischen Lärmentwicklung entspricht sowie tieferen Anregungsfrequenzen für die Struktur.

Die Lasten durch die parasitären Widerstände wie Rotorarme und Abspannungen sind dank tiefer Schnelllaufzahl nicht dominierend. Jedoch sollen weitere Optimierungsmöglichkeiten untersucht werden, um den aerodynamischen Wirkungsgrad durch die Verkleinerung der parasitären Verluste noch weiter zu erhöhen. Berechnungen mit nur einer Rotorarmebene haben gezeigt, dass trotz erheblich grösseren Rotorarmen, durch die Festigkeit sowie Steifigkeit des Rotors bedingt, der Wirkungsgrad um ca. 3 cP Punkte auf 0.47 gesteigert werden kann.

Das Nachlaufverhalten ist mit dem Nachlaufverhalten horizontaler Anlagen vergleichbar. Ein noch nicht abschliessend geklärter Punkt ist ein möglicherweise schmälerer Nachlauf, was ein dichteres Zusammenstellen von vertikalen Windenergieanlagen in Windparks ermöglichen würde.

Im zweiten Teilprojekt wurde ein Pitchsystem auf einem Prüfstand aufgebaut um die Montage, die Präzision des Pitchsystems sowie das Systemverhalten zu prüfen.

Der Aufbau des Pitchsystems hat wie geplant funktioniert. Durch die Montage wurden fertigungstechnische Verbesserungsmöglichkeiten erkannt und in die Weiterentwicklung des Pitchsystems übernommen um den Montageaufwand zu reduzieren und dadurch die Kosten zu senken.

Bei den Positionierungsversuchen konnte die vorgegebene Präzision unter realen Lastbedingungen erreicht werden. Auch die Pitchsteuerung und die darauf laufende Software konnte erfolgreich getestet werden. Das Pitchsystem kann mit wenigen Konstruktionsänderungen auf die Windenergieanlage übernommen werden.

Im dritten Teilprojekt wurde der Regler für die Lastenrechnung und den späteren Betrieb der Windenergieanlage aufgebaut und simuliert. Die aus der IEC 61400 Norm vorgegebenen Lastfälle, welche im Rahmen der Zertifizierung erfüllt werden müssen, konnten mit dem implementierten Regler erfolgreich durchfahren werden. Die Lasten können nun der Zertifizierungsstelle zur Validierung übergeben werden. Eine noch feinere Einstellung des Reglers, um die Lasten auf die Anlage weiter zu reduzieren und den Wirkungsgrad zu optimieren, muss auf der realen Anlage vorgenommen werden. Auch die Ausarbeitung der Betriebsführung soll mit einem erfahrenen Partner im Bereich Windenergie weitergeführt werden.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Inhaltsverzeichnis	4
Symbole, Formelzeichen, Einheiten	6
Abkürzungsverzeichnis	6
1. Teilprojekt I) CFD Simulation	7
1.1. Ausgangslage.....	7
1.2. Ziele des Teilprojekts	8
1.3. Konzept – Anlagenbeschrieb	9
1.3.1. Technische Daten Vertical Sky	9
1.3.2. Konzept Vertical Sky Anlagen.....	11
1.3.2.1. Produktidee Vertical Sky A32.....	11
1.3.2.2. Vorteile bei Transport und Montage	11
1.3.2.3. Tiefe Schnelllaufzahl und Drehzahl.....	11
1.3.2.4. Optimale Energieausbeute.....	12
1.3.3. Komponenten zur Energieumwandlung Vertical Sky A32.....	12
1.4. Vorgehen / Methode	13
1.5. Resultate	14
1.5.1. CFD Analyse der bestehenden Anlage.....	14
1.5.1.1. Wirkungsgrad	14
1.5.1.2. Lasten und Luftwiderstände	15
1.5.2. Nachlaufverhalten	18
1.5.3. Optimierung aerodynamischer Verluste.....	22
1.6. Diskussion und Erkenntnisse	25
1.7. Schlussfolgerungen.....	26
2. Teilprojekt II) Pitch Antrieb	27
2.1. Ausgangslage.....	27
2.1.1. Übersicht.....	27
2.1.2. Pitch System	28
2.2. Ziele des Teilprojekts	29
2.2.1. Validierung mechanischer Aufbau	29
2.2.2. System Test	29
2.2.3. Positioniergenauigkeit.....	29
2.3. Konzept – Anlagenbeschrieb	30
2.3.1. Simulation Masseträgheit Rotorblatt	30
2.3.2. Simulation Windlast Rotorblatt.....	30
2.3.3. Prüfstand Hauptkomponenten	30
2.3.4. Federn Richtungsdefinition	31
2.4. Vorgehen / Methode	32
2.4.1. Validierung mechanischer Aufbau	32
2.4.2. System Test	33
2.4.3. Positioniergenauigkeit.....	34
2.5. Ergebnisse	36
2.5.1. Validierung mechanischer Aufbau	36
2.5.2. System Test	37
2.5.2.1. Pitch Antrieb (Torquemotor).....	37
2.5.2.1.1. Spannungsspitzen Messung	37
2.5.2.1.2. Temperaturmodell und Validierung	37
2.5.2.2. Positionsgeber	39
2.5.2.3. Pitch Regler.....	39
2.5.2.4. Umrichter.....	39



2.5.2.5. Anlagensteuerung	39
2.5.2.6. Datenbus (Sercos III)	39
2.5.3. Positioniergenauigkeit	40
2.6. Schlussfolgerungen	42
3. Teilprojekt III) Regelung und Steuerung	43
3.1. Ausgangslage	43
3.2. Ziel des Teilprojekts	43
3.3. Grundlagen – Randbedingungen	43
3.4. Konzept – Anlagenbeschrieb	44
3.4.1. Turbinensteuerung	44
3.4.2. Betriebsführung	44
3.4.3. Betriebszustände	44
3.4.4. Sicherheitssystem	47
3.4.5. Regelungssystem	47
3.4.5.1. Funktion	47
3.4.5.2. Pitchsteuerung	48
3.4.5.3. Komponenten	49
3.4.5.4. Simulation	51
3.4.5.4.1. Modellbildung	51
3.4.5.4.2. Software	52
3.4.5.4.3. Simulationsbeispiele	53
3.4.5.5. Regelstrecke	57
3.4.5.5.1. Pitchantrieb	57
3.4.5.5.2. Rotorblatt	58
3.4.5.5.3. Triebstrang	59
3.4.5.5.4. Windmessung	60
3.4.5.6. Regler	61
3.4.5.6.1. Leistungskennlinie	61
3.4.5.6.2. Drehzahlregler (Omega Control)	63
3.4.5.6.3. Pitchregler (Pitch Control)	64
3.5. Vorgehen / Methode	66
3.5.1. Lastannahmen, Steuerungs- und Sicherheitssystem	66
3.5.2. Risikoanalyse und Sicherheitssystem	66
3.5.3. Schlussfolgerungen	67
Diskussion Gesamtprojekt	68
Ausblick, nächste Schritte nach Projektabschluss	70
Literaturverzeichnis	71



Symbole, Formelzeichen, Einheiten

Zeichen	Einheit	Bedeutung
A	m^2	Charakteristische Fläche
c	m	Sehnenlänge
C_d	-	Widerstandskoeffizient
C_{DC}	-	Interferenzwiderstand
C_l	-	Auftriebskoeffizient
C_p	-	Leistungsbeiwert
D	m	Durchmesser der Turbine
F_d	N	Widerstandskraft
k	m^2/s^2	Turbulente kinetische Energie
r	m	Radius der Turbine
Re	-	Reynoldszahl
t	-	Profildicke
u	m/s	Windgeschwindigkeit
α	grad	Anstellwinkel
δ	grad/rad	Pitchwinkel
θ	grad/rad	Umdrehungswinkel
ρ	kg / m^3	Dichte

Abkürzungsverzeichnis

AoA	Angle of Attack
AWP	Agile Wind Power AG
CFD	Computational Fluid Dynamics
DMSM	Double Multiple Streamtube Model
HAWT	Horizontalachswindturbine
NACA	National Advisory Committee for Aeronautics
TSR	Tip Speed Ratio, Schnelllaufzahl
VAWT	Vertikalachswindturbine



1. Teilprojekt I) CFD Simulation

1.1. Ausgangslage

Windenergieanlagenbau ist mit über € 55 Mrd. Umsatz und nach wie vor zweistelligen Wachstumsraten weltweit ein äusserst attraktiver Markt und der Beitrag zur globalen "Energiewende" signifikant. Mittlerweile ist die heutige Anlagentechnologie im Grossanlagenmarkt (horizontal-achsige Windturbinen) in ein reifes Stadium gelangt; grundlegende Innovationsimpulse sind von dieser Technologie nur noch beschränkt zu erwarten.

Seit mehreren Jahrzehnten wird auch zur vertikal-achsigen Technologie geforscht und entwickelt, da sie theoretisch viele Vorteile bietet. Allerdings waren die technologischen Möglichkeiten bisher begrenzt, so dass die vertikale Windenergie den Eintritt in den heutigen Grossanlagenmarkt (noch) nicht geschafft hat.

Mit der neu entwickelten Vertikalachsen-Technologie der Agile Wind Power AG wird es möglich, in den Markt der Grosswindanlagen konkurrenzfähig einzutreten, sowie die bekannten ökologischen Nachteile der horizontalen Windturbinen wie etwa Lärm, signifikant zu reduzieren. Zusätzlich werden mit der von Agile Wind Power AG entwickelten Technologie ökonomische Vorteile gegenüber den bestehenden vertikalen Windturbinen geschaffen. Dies wird vor allem durch kleinere Kräfte infolge tieferer Drehzahl sowie einem höheren Wirkungsgrad infolge Pitchsteuerung verdankt.

Kern der Innovation ist eine vertikal und langsam drehende Windturbine. Dank ihrer Konstruktion und der individuell, in Echtzeit steuerbaren Rotorblätter (Pitch-Steuerung) lassen sich Vertical Sky-Anlagen bis in hohe Megawattbereiche skalieren. Insbesondere die aktive Rotorblattsteuerung ermöglicht hohe Leistungsbeiwerte bei tiefen Schnelllaufzahlen. Dies reduziert die auf die Rotorblätter einwirkenden Zentrifugalkräfte und Biegemomente und ist ein wesentlicher Faktor für die Skalierbarkeit.

Vertikale Windenergieanlagen bieten verschiedene aerodynamische Fragestellungen welche für deren Entwicklung von grosser Bedeutung sind. Tiefe Wirkungsgrade von bestehenden vertikalen Windenergieanlagen sind ein Hauptgrund dafür, dass sie praktisch nicht anzutreffen sind. Parasitäre Verluste von Armen und Abspannungen und deren Interferenzwiderstände, sowie nicht optimale Anstellwinkel der Rotorblätter, tragen massgeblich für den tiefen Wirkungsgrad bei. Schnell gehen bei den oben genannten Punkten etliche C_p Punkte verloren, welche die Attraktivität von vertikalen Windenergieanlagen erheblich schmälert.

Nicht nur der Wirkungsgrad, sondern auch das Nachlaufverhalten ist für Windenergieanlagen von grosser Bedeutung. Am Ende zählt, wie viel Energie aus einer Fläche geerntet werden kann und dies ist massgeblich davon abhängig, in welchem Abstand die Anlagen aufgestellt werden können. Zurzeit existieren verschiedene Nachlaufsimulationen von vertikalen Windenergieanlagen, jedoch sämtliche mit fixen Pitchpine.



1.2. Ziele des Teilprojekts

Die Ziele des Projektes sind nachstehend aufgelistet:

- Leistungsoptimierung
- Lasten infolge 3D Strömung
- Nachlaufverhalten

Leistungsoptimierung

Die Leistungsoptimierung soll einerseits auf der Leistungserzeugerseite sowie auf der Verlustseite angeschaut werden. Verschiedene Themen wie Pitchkurve, Widerstände durch Abspannungen, Arme und deren Interferenzen sollen numerisch untersucht und quantifiziert werden.

Lasten infolge 3D Strömung

Die Lasten infolge 3D Strömung sollen numerisch berechnet werden. Die Ergebnisse sollen in das von AWP entwickelte DMSM Modell einfließen, welches darauf basierend weiterentwickelt wird, um die Lastrechnung von Vertical Sky nach IEC Norm zu ermöglichen.

Nachlaufverhalten

Das Nachlaufverhalten der Anlage soll in 2D sowie in 3D numerisch untersucht werden.

1.3. Konzept – Anlagenbeschrieb

1.3.1. Technische Daten Vertical Sky

Die Vertical Sky® A32-750/105 ist eine Vertikalachsen-Windturbine (VAWT) mit permanenter Rotorblatt-Pitch-Verstellung, drehzahlvariabler Betriebsweise und einer Nennleistung von 750 kW. Die Anlagenhöhe beträgt 105 m (Oberkannte Rotorblätter) und die Gesamthöhe max. 110 m (oberster Punkt der Anlage). Das gesamte Rotorsystem ist 54 m hoch und hat einen Durchmesser von 32 m. Das Maschinenhaus bildet den obersten Teil des Turmes und beinhaltet den Antriebsstrang bestehend aus Getriebe, Generator und Nebensystemen.

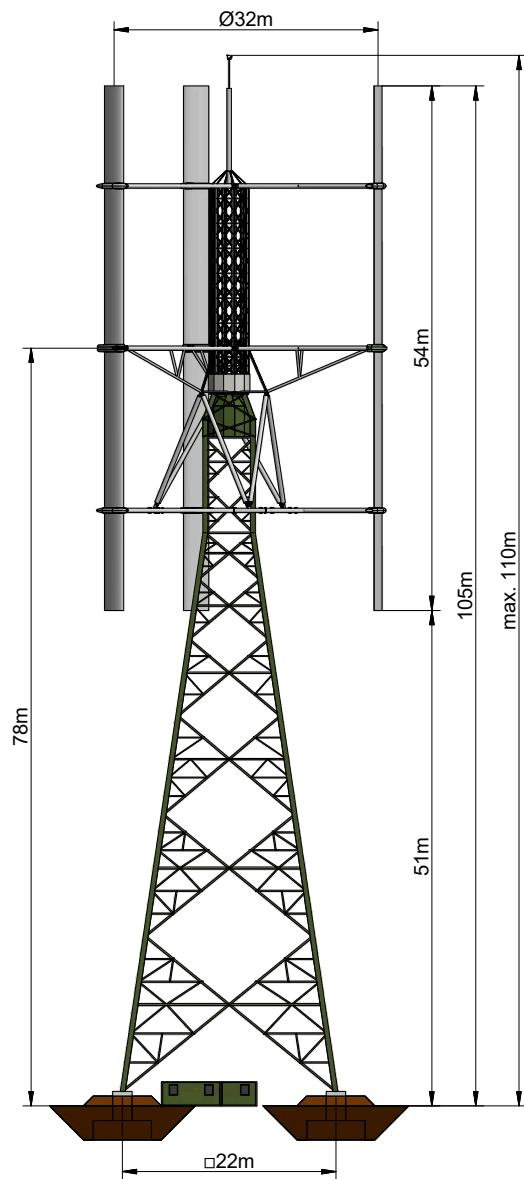


Abbildung 1 - Seitenansicht Vertical Sky® A32-750/105 mit Abmessungen



ALLGEMEIN	
Hersteller	Agile Wind Power AG, im Schörli 3, CH-8600 Dübendorf
Typenbezeichnung	A32-750/105
Nennleistung	750 kW
Nennhöhe	105 m
Signalhöhe	105 m + 1.5 m bis maximal 5 m
Durchmesser Rotorsystem	32 m
Anzahl Rotorblattsystem	3 individuelle Systeme, jedes mit 4 Rotorblättern
Länge Rotorblattsystem	54 m
Höhe Rotorblattsystem ab Boden	51 m
Höhe Rotormitte	78 m
Drehzahlbereich des Rotors	variabel, 4.0 – 16.5 UpM
Startwindgeschwindigkeit	3 m/s
Nennwindgeschwindigkeit	12 m/s
Abschaltwindgeschwindigkeit	20 m/s (10 Min. Mittelwert); 30 m/s (3 Sek. Mittelwert)
Wiedereinschaltwindgeschwindigkeit	18 m/s (10 Min. Mittelwert)
Überlebenswindgeschwindigkeit	59.5 m/s (214 km/h)
Windklasse	IIS gemäss IEC 61400
Jahresmittelwindgeschwindigkeit Auslegung	8.5 m/s
Schnelllaufzahl bei Nennbetrieb	2.3
Lebensdauer	25 Jahre
ROTOR	
Drehrichtung	Gegenuhrzeigersinn (von oben)
Nennumfangsgeschwindigkeit	27.6 m/s (100 km/h)
Rotorblattmaterial	Faserverbundwerkstoffe (CFK / GFK)
Rotorblatt-Pitch-System	pro Rotorblattsystem ein stetig elektronisch geregelter Torque-Elektromotor (getriebelos)
Rotornabe	Stahlgitterkonstruktion
Rotorarme	Faserverbundwerkstoffe (CFK / GFK)
ANTRIEBSSTRANG	
Rotorlager	2 Kegelrollenlager, 1 Axialpendelrollenlager (umlaufölgeschmiert)
Getriebe	Zahnradgetriebe vertikal (3-stufig) mit 1 Planetenstufe und 2 Stirnradstufen (umlaufölgeschmiert)
Generator	Synchrongenerator oder Permanent Magnet Generator
Stromwandlung	Wechselrichter, Transformator (20 kV, 50 Hz)
Bremssysteme	aerodynamische Rotorblattbremse, Scheibenbremse auf schneller Welle.
STEUERUNG	
Pitch-Steuerung	Pitch-Kurvensteuerung mit elektrischem Torque-Motor
Anlagesteuerung	SPS-Steuerung
Fernüberwachung	Fernüberwachung/Teilsteuering
TURM	
Gitterturm	Stahlprofile, wartungsfrei verschraubt, feuerverzinkt

Gitterturm Höhe	73 m
Gitterturm Höhe konischer Bereich	61 m
Maschinenhaus Grundriss (Achsmass Eckstiele)	5 x 5 m
Gitterturm Grundriss	22 x 22 m
FUNDAMENT	
Anzahl Einzelfundamente	4
Fundamenttyp	Je nach Bodenbeschaffenheit entweder Schwerkraftbeton-, Pfahlreibkraft- oder Verankerungsfundament

Tabelle 1 - Technische Eigenschaften

1.3.2. Konzept Vertical Sky Anlagen

Während mehrerer Jahre Forschungs- und Entwicklungsarbeit, diversen Modell- und Feldversuchen hat Agile Wind Power AG (AWP) eine neuartige Generation von Vertikalachsen-Windturbinen (VAWT) entwickelt, die unter dem Brand «Vertical Sky®» auf den Markt gebracht wird. Das Produkt Vertical Sky® ist die erste skalierbare VAWT zur kommerziellen Stromproduktion mit signifikanten Vorteilen gegenüber herkömmliche Horizontalachsen-Windturbinen (HAWT). Diese Vorteile zeichnen das Produkt Vertical Sky® aus und werden im folgenden Kapitel kurz beschrieben.

1.3.2.1. Produktidee Vertical Sky A32

Vertical Sky® A32 Anlagen sind mittelgrosse Windturbinen mit variabler Gesamthöhen-Ausführung und mit einer Leistung von 750 kW. Diese Anlagen liegen somit im untersten Leistungsbereich der geplanten Produkt-Palette von Agile Wind Power. Vertical Sky® A32-750/100 ist die erste Anlage und eine Zertifizierungsanlage. Vertical Sky® A32 wurde speziell entwickelt für die dezentrale Stromversorgung. Dies insbesondere für sozio-ökologisch und logistisch anspruchsvolle Wind-Standorte.

1.3.2.2. Vorteile bei Transport und Montage

Infolge kleiner und/oder leichter Bauteile ist eine Aufstellung ohne Schwertransport auch bei unwegsamem Gelände möglich. In normalem Gelände können alle (auch die schweren Bauteile) mit einem herkömmlichen LKW ohne Sondertransport transportiert werden. Im gebirgigen Gelände können die Komponenten mit leichtem Hubschrauber und die wenigen schweren Bauteile mit einem geländegängigen Fahrzeug transportiert werden. Das Selbstaufbau-System besteht aus einem zentralen Kran und Schwerlastaufzugsrollen im Turm. Alle schweren Hauptkomponenten können mittels einer mobilen Seilwinde am Boden und Umlenkrollen im Turm auf die Montagehöhe gehievt werden.

Für die Wartungen und Reparaturen am Rotor wird temporär ein kleiner Kran mit Hilfe eines Hubschraubers zuoberst auf dem Rotorarm platziert. Bei Rotorlager-, Generator- oder Getriebeschäden muss der Rotor nicht abgebaut werden.

1.3.2.3. Tiefe Schnelllaufzahl und Drehzahl

Durch die tiefe Schnelllaufzahl (Verhältnis von Umlaufgeschwindigkeit zu Windgeschwindigkeit, $\lambda=2.3$) und die tiefe Nenndrehzahl ($n_{max} = 16.5$ UpM) sind die aerodynamischen Geräusche gering. Somit sind die von der Vertical Sky® Windturbinen entstehenden Lärmemissionen deutlich tiefer als bei konventionellen HAWT, welche Schnelllaufzahlen von über $\lambda=6$ ausweisen. Eine tiefe Schnelllaufzahl bedeutet auch kleinere Zentrifugalkräfte sowie tiefe parasitäre Verluste durch Rotorarme sowie Abspannungen.

1.3.2.4. Optimale Energieausbeute

Die permanente Pitch-Steuerung der Rotorblätter hält die Schnelllaufzahl konstant und gleicht die negativen Auswirkungen von stark und schnell ändernden Windverhältnissen aus. Dadurch wird eine optimale Energieausbeute auch im Teillastbetrieb erreicht. Somit erlaubt die Vertical Sky® Windenergieanlage eine wirtschaftlich effiziente Nutzung der Windenergie auch an Standorten mit stark wechselnden Windverhältnissen.

1.3.3. Komponenten zur Energieumwandlung Vertical Sky A32

Generell wird für die Kennzeichnung und Beschreibung der Vertical Sky® Windenergieanlagen das Reference Designation System for Power Plants (RDS-PP) angewendet. Die RDS-PP-Abkürzungen stehen jeweils in Klammern.

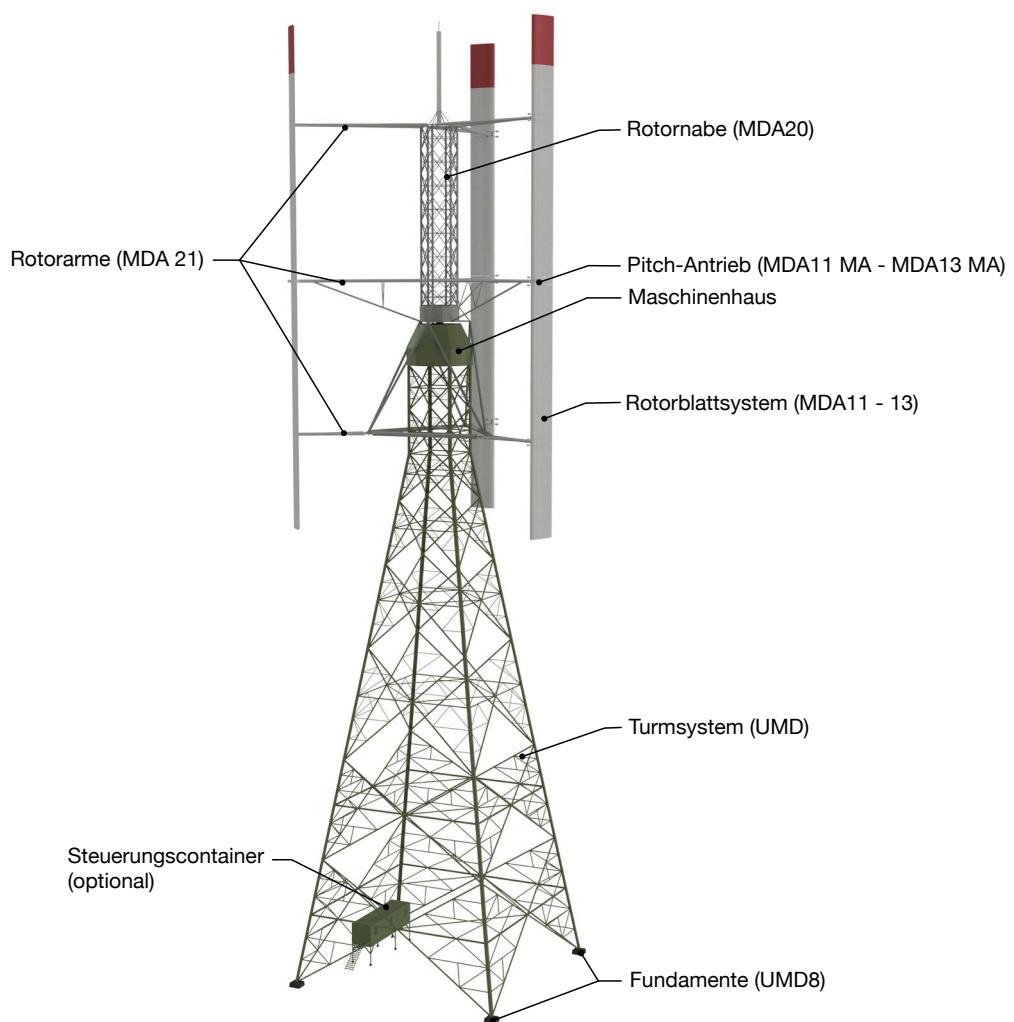


Abbildung 2 – Ansicht Vertikal Sky

Das Maschinenhaus befindet sich zuoberst auf dem Gitterturm, ist schalldämmend verkleidet und beinhaltet den Generator, die Rotorlagerung, das Getriebe, die mechanische Bremse sowie das Kühl- und Schmierölsystem.



1.4. Vorgehen / Methode

Methodisch

Die Ziele des Projektes wurden in einzelne Arbeitspakete unterteilt und dementsprechend abgearbeitet, wobei die Abarbeitung nicht chronologisch erfolgte. Die detaillierten Ziele sowie Arbeitspakete sind im Projektantrag ersichtlich.

- CFD Analyse der bestehenden Anlage
- Bestimmung der aerodynamischen Lasten
- Bestimmung des Nachlaufverhaltens
- Simulation Minimierung aerodynamischer Verluste

Durch regelmässigen Austausch der Resultate und Berechnungsmethoden zwischen den Projekt-partnern wurden die Ergebnisse in einem iterativen Prozess erarbeitet. Dadurch konnten allfällige Falschannahmen oder Fehlinterpretationen frühzeitig erkannt und behoben werden.

Technisch

Für das Erreichen der Projektziele wurden vorwiegend numerische Methoden, namentlich CFD (Computational Fluid Dynamics), eingesetzt. Die Ergebnisse wurden mittels analytischen Methoden oder Literaturrecherchen auf Plausibilität überprüft.



1.5. Resultate

1.5.1. CFD Analyse der bestehenden Anlage

In diesem Kapitel wird das bestehende Konzept von Agile Wind Power (AWP) numerisch untersucht. D.h., es wird ein Simulationsmodell in 2D sowie eines in 3D erstellt, anhand welchem die entstehenden Lasten sowie der Wirkungsgrad der Anlage berechnet wird. Dies wird bei verschiedenen fixen Anstellwinkel der Rotorblätter gemacht sowie auch mit Pitchsteuerung.

1.5.1.1. Wirkungsgrad

Untenstehend eine Zusammenfassung der Wirkungsgrade in Abhängigkeit der Simulation (2D oder 3D) sowie der Pitchwinkel. Anhand des grossen Rechenaufwandes wurde keine 3D Simulation der gesamten Anlage mit Pitchsteuerung durchgeführt. Der Pitchwinkel ist der Winkel zwischen der Kreistangente und dem Rotorblatt.

Variante	c _p -Wert
2D - Pitchsteuerung	0.5419
2D - 0° Pitchwinkel	0.4184
2D - 4° Pitchwinkel	0.4831
3D - Pitchsteuerung (ohne Arme und Streben)	0.4747
3D - 0° Pitchwinkel	0.2915
3D - 4° Pitchwinkel	0.3648

Mit der Pitch Steuerung liegt der cp-Wert bei 0.5419 für die 2D Simulation. Dieser Wert ist, wie in der Semesterarbeit von Matthias Pasquon[1] beschrieben, eher etwas zu optimistisch. Bei einer 2D Simulation sind die Blades endlos lange, darum werden keine Verluste an den Rotorblattenden mit einbezogen. Ebenfalls wird die Turbulenz in der 2D Simulation nur in dieser Ebene aufgelöst, was zu anderen Kraftverteilungen an den Rotorblättern und dadurch anderen Leistungsbeiwerten der Turbine führen kann. Für einen Vergleich mit anderen 2D CFD- oder DMSM-Berechnungen genügt dieser simulierte cp -Wert jedoch volumnfänglich.

Es ist gut ersichtlich, dass bei den 3D Simulationen die Leistungsbeiwerte tiefer sind als bei den 2D Simulationen. Die induzierten Widerstände tragen massgeblich für einen tieferen Wirkungsgrad bei. Auch sind bei den 2D Simulationen keine Rotorarme, Streben und Rotortürme berücksichtigt. Auch diese Bauteile tragen massgeblich für eine Leistungsminderung bei. Diese Verluste der Arme, Streben und Türme müssen darum noch genauer analysiert werden und bei diesen Anbauten gibt es ein grosses Optimierungspotential, um die Leistungswerte noch zu maximieren. Solche Optimierungsstudien werden in den nachfolgenden Kapiteln durchgeführt.

Der grosse Unterschied im Wirkungsgrad zwischen einer Simulation mit Pitchsteuerung und einer mit fixem Pitchwinkel lässt sich durch den Strömungsabriss an gewissen Azimutpunkten erklären. Durch die tiefe Schnelllaufzahl ergeben sich grosse Winkeländerungen zwischen dem Windanströmvektor sowie der Tangente. D.h., ein Rotorblatt welches fix auf der Tangente montiert wird, erfährt hohe Anstellwinkeländerungen zum Windvektor. Diese können zu Strömungsabriss führen. Bei Nachführen des Rotorblattes kann der Anstellwinkel zum Windvektor jederzeit so gewählt werden, dass die Strömung nicht ablöst. Gut ersichtlich ist dies in den beiden untenstehenden Bildern welche Resultate der 2D Simulationen sind. Hier wird die Turbulenzintensität gezeigt welche bei einem Strömungsabriss hoch ist.

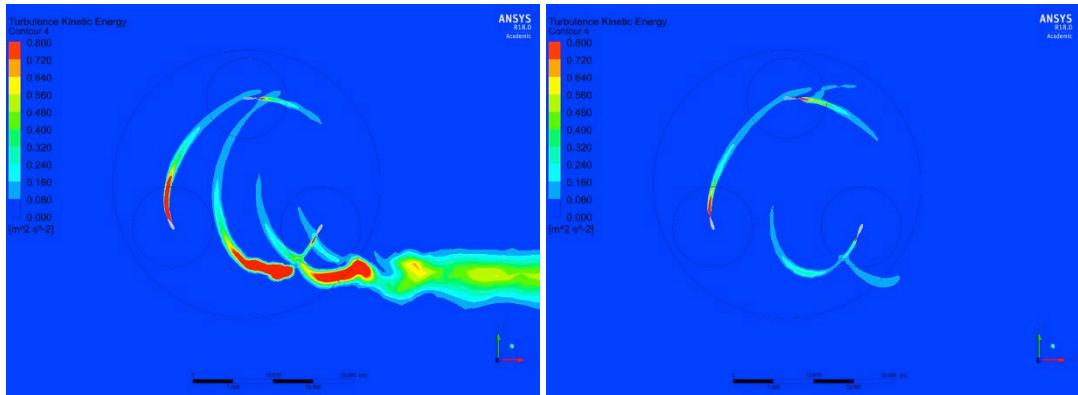
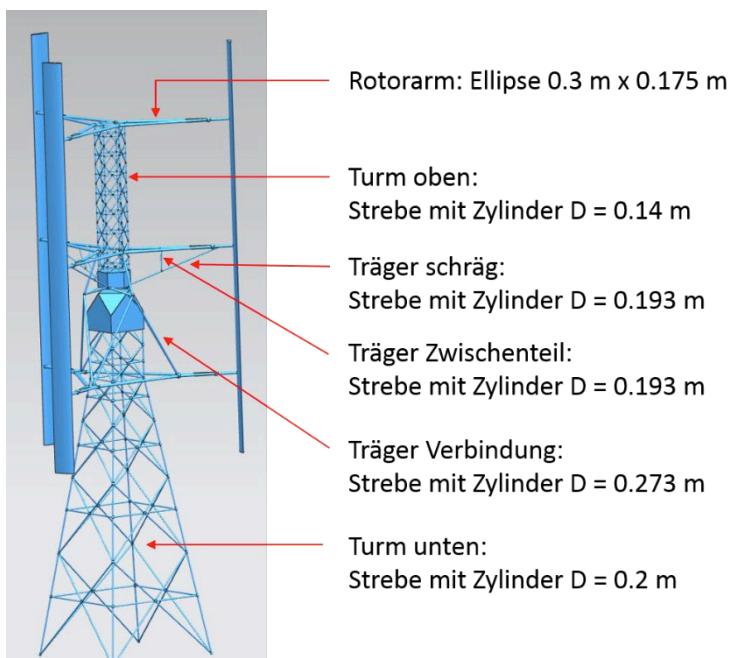


Abbildung 3 - Turbulenz: Bild links: fixer Pitchwinkel 0°, Bild rechts: mit Pitchsteuerung

Für die Simulation wurden auch der sogenannte Camber Effekt berücksichtigt welcher eine Profilkrümmung durch die Kreisbahn des Rotorblattes bewirkt. Diesem Effekt wurde bei Simulationen mit und ohne Pitchsteuerung mit detaillierten Simulationen Rechnung getragen.

1.5.1.2. Lasten und Luftwiderstände

Durch das Design der Anlage ergeben sich verschiedene zusätzliche Lasten welche einen Einfluss auf den Wirkungsgrad haben. Diese werden in diesem Kapitel im Detail behandelt.



Der Rotorturm trägt zur Windgeschwindigkeitsabsenkung bei. D.h., wenn das Rotorblatt hinter dem Rotorturm durchfliegt, sieht es einen Bereich in dem die Windgeschwindigkeit abgesenkt ist. Diese Absenkung der Windgeschwindigkeit bedeutet Energieverlust und somit Wirkungsgradverlust. Obwohl der Rotorturm aus einer durchlässigen Gitterstruktur besteht, ist eine klare erkennbare Windgeschwindigkeitsabsenkung auf Position der durchfliegenden Rotorblätter erkennbar. Dies ist in den beiden folgenden Bildern erkennbar:

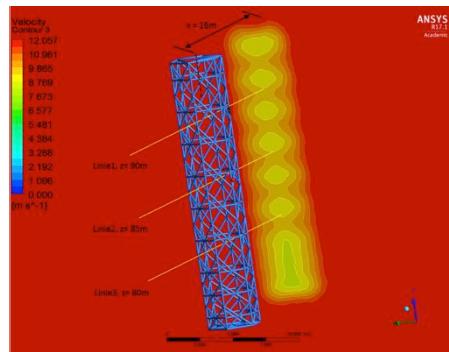


Abbildung 4 - Geschwindigkeitsverteilung Turm oben ohne Rotation im Abstand 16 m in X-Richtung Rotation auf Linien

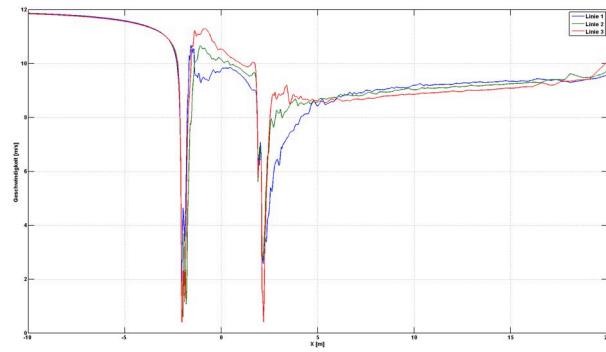


Abbildung 5 - Geschwindigkeitsverteilung Turm oben ohne Rotation im Abstand 16 m in X-Richtung Rotation auf Linien

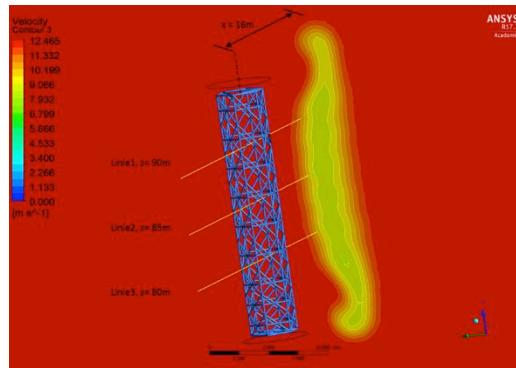


Abbildung 6 - Geschwindigkeitsverteilung Turm oben mit Rotation im Abstand 16 m in X-Richtung

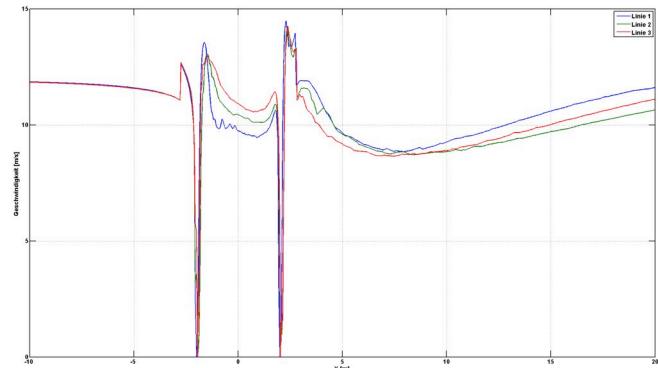


Abbildung 7 - Geschwindigkeitsverteilung Turm oben mit Rotation auf Linien

Auf obiger Abbildung ist zu sehen, dass sich die Geschwindigkeit bei einem drehenden Turm schneller erholt. Bei einem Abstand von 16 m sind die Geschwindigkeiten im Mittel um 10 m/s. Diese schnelle Erholung geschieht aber, weil die Strömung durch die Rotation abgelenkt wird. Graphisch wurde ein Ablenkungswinkel von 6° herausgelesen. Bei Abbildung 5 ist zudem ersichtlich, dass die Geschwindigkeiten durch die Ablenkung ziemlich konstant über die gesamte Höhe reduziert werden (auf ca. 8 m/s). Der Einfluss der Drehung hat somit eine stärkere Einwirkung auf die Strömungsgeschwindigkeit als angenommen und muss für weitere Simulationen mit einbezogen werden.

Die Rotorarme sowie die Streben und deren Interferenzen mit den Rotorarmen und Rotorblättern erzeugen ebenfalls Luftwiderstand und tragen zur Wirkungsgradabminderung bei. Während Luftwiderstände der einzelnen Streben relativ gut mit Literaturwerten [2] berechnet werden können, sind Literaturwerte für Interferenzwiderstände nur in begrenztem Masse verfügbar. Es hat sich gezeigt, dass die Interferenzwiderstände zwischen den Rotorarmen und den Rotorblättern auch abhängig vom Pitchwinkel des Rotorblattes sind. Dies wird durch die folgenden Bilder veranschaulicht.

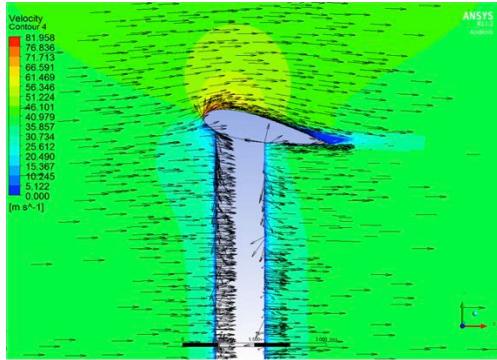


Abbildung 8 - Geschwindigkeit bei $+12^\circ$ Anstellwinkel und Windgeschwindigkeit 30 m/s

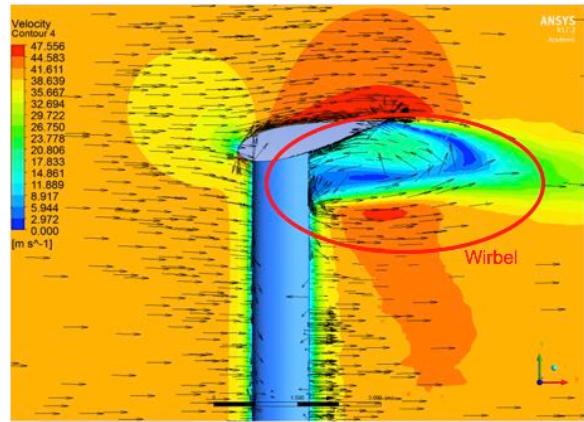


Abbildung 9 - Geschwindigkeit bei -12° Anstellwinkel und Windgeschwindigkeit 30 m/s

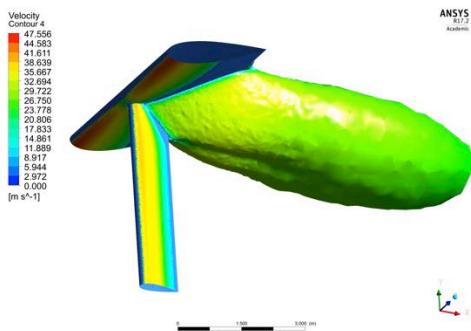


Abbildung 10 - Turbulente Kinetische Energie bei -12° Anstellwinkel und Windgeschwindigkeit 30 m/s

Um diesen Wirbel beseitigen zu können, müsste der Übergang hier ebenfalls abgerundet werden. Eine zusätzliche, tropfenförmige Verschalung beim Übergang könnte ebenfalls eine Verbesserung der Strömungsverhältnisse herbeiführen. Um diese Geometrie mit den Anstellwinkeln $+/ - 12^\circ$ noch zu optimieren, müssten noch weiter Simulationen durchgeführt werden.

Die Resultate dieses Kapitel wurden in das DMSM Modell welches AWP auf verstellbare Rotorblätter angepasst hat, integriert. Das Programm wurde dementsprechend weiterentwickelt damit die Lasten gemäss der IEC Norm berechnet werden können.

1.5.2. Nachlaufverhalten

Die Bestimmung des Nachlaufverhaltens wird in diesem Abschnitt in 3D analysiert. Das Nachlaufverhalten ist vor allem für die Konzipierung von Windparks notwendig. Dabei können die Abstände und Standorte der verschiedenen Windturbinen auf die maximale Leistung ausgerichtet werden.

Die Simulationsumgebung hat eine Länge von 600 m und eine Breite von 320 m. Die Höhe der 3D Simulation beträgt 200 m. Für das Netz wurden 107'327'320 Elemente generiert, wobei vor allem der Nachlauf hinter der Turbine mit kleinen Elementen vernetzt wurde. Die Dimensionen basieren auf Erfahrungs- und Literaturwerten. In dieser Simulation wurden nur die Türme und die Blades modelliert. Die Strömungsgeschwindigkeit hat am Einlass einen Wert von 12 m/s und eine turbulente Intensität von 19%. Die Turbine dreht sich mit einer TSR von 2.3 im Gegenuhrzeigersinn.

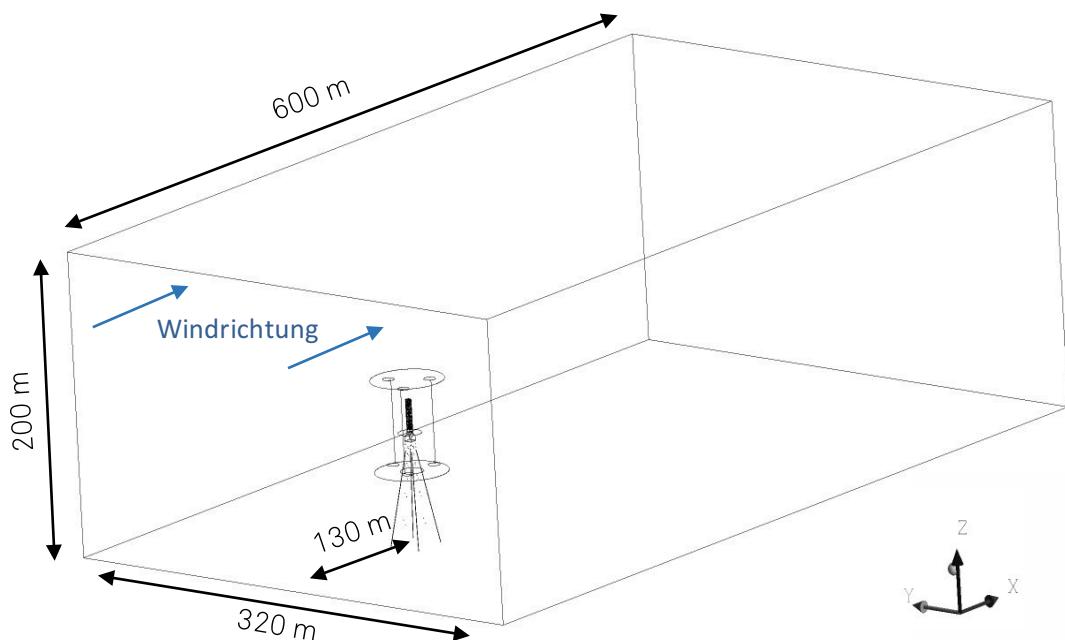


Abbildung 11 - Geometrie 3D Simulation Nachlauf

Die Strömungsgeschwindigkeit im Nachlauf wird über die letzte gerechnete Umdrehung gemittelt dargestellt. Der Durchmesser D ist hier mit 32m in den Abbildungen eingerechnet. Folgende 4 Schnitt-ebenen werden ausgelesen:

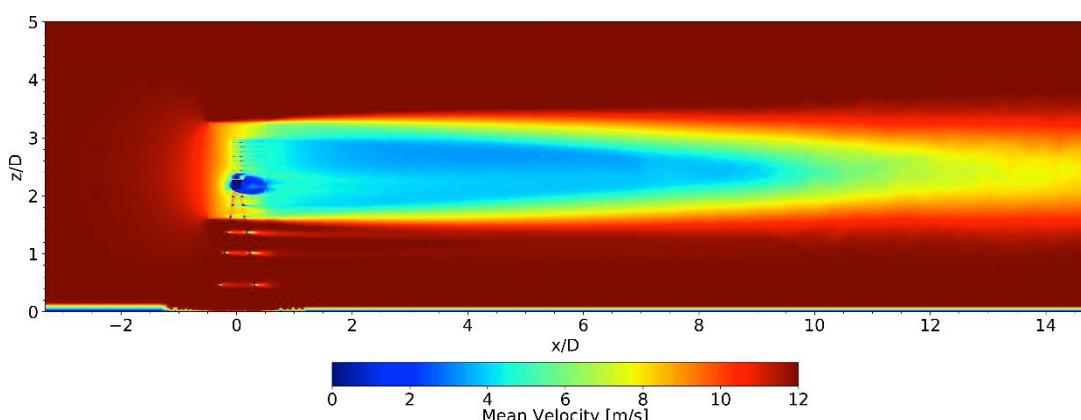


Abbildung 12 - Nachlauf Geschwindigkeit XZ Ebene – Mitte

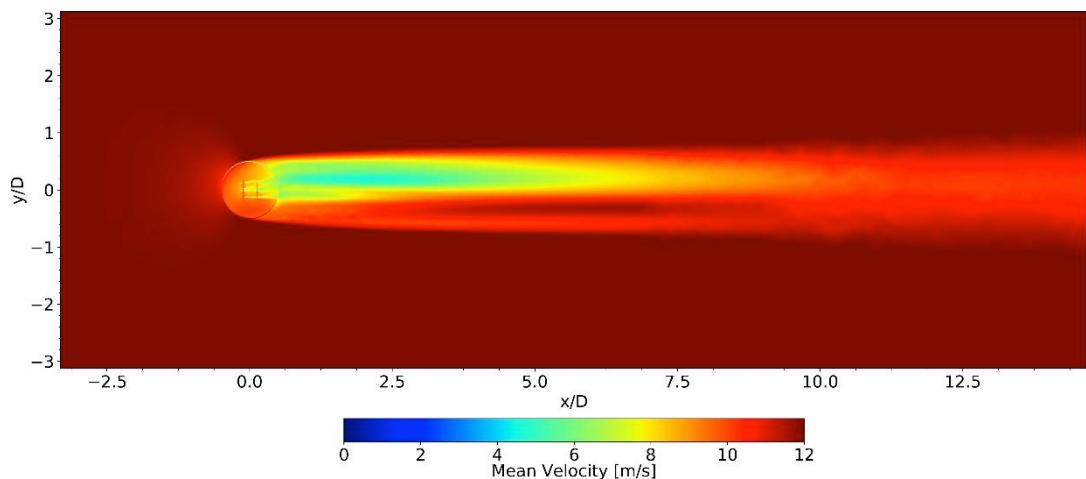


Abbildung 13 - Nachlauf Geschwindigkeit XY Ebene – z-Höhe 52m

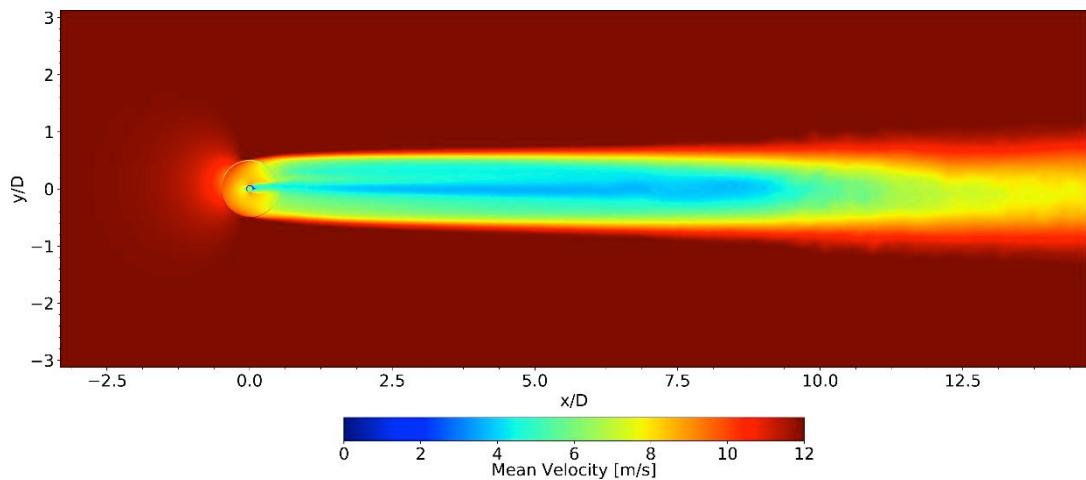


Abbildung 14 - Nachlauf Geschwindigkeit XY Ebene – z-Höhe 78m

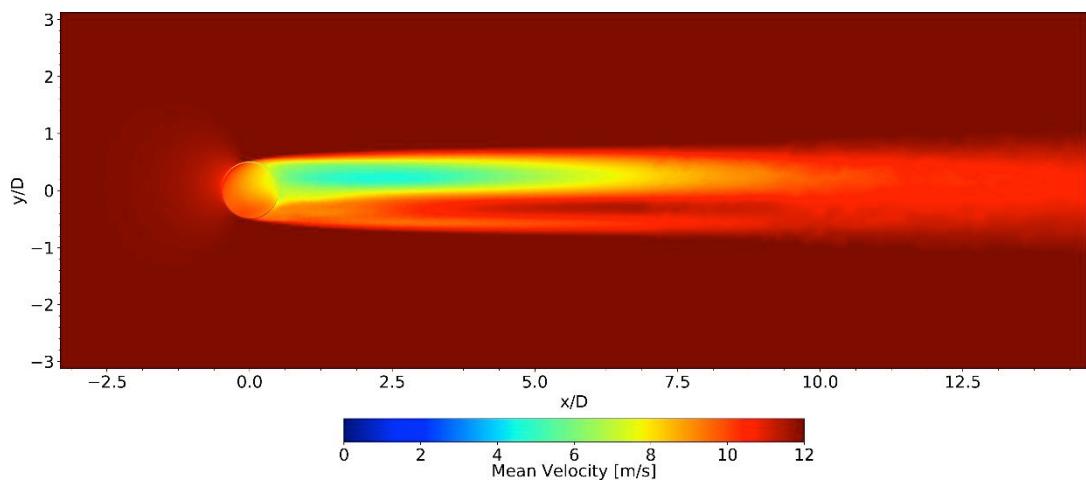


Abbildung 15 - Nachlauf Geschwindigkeit XY Ebene – z-Höhe 104m

In der XZ-Ebene ist gut zu sehen, dass die Strömung ab 320m nach der Turbine wieder an Strömungsgeschwindigkeit zunimmt. Dazwischen (Mittig zur Turbine, auch ersichtlich in XY-Ebene $z = 78m$) wird die Strömung stark verlangsamt. Im Vergleich zu [3] dauert die Wiederbeschleunigung der Strömung fast 100m länger auf allen Schnittebenen. In [8] wurde die Turbine ohne Bladepitchsteuerung simuliert. Durch die Pitchsteuerung wird der Strömung mehr Energie entzogen, was den Wirkungsgrad natürlich erhöht, aber den Nachlauf vergrößert. Auf den XY-Ebenen ist zudem gut zu sehen, dass im Bereich wo die Blades entgegen der Fluidströmungsrichtung drehen (positive Y-Achse) die Strömung mehr abgebremst wird, als auf der gegenüberliegenden Seite.

Die Turbulente Intensität wird ebenfalls über die letzte gerechnete Umdrehung gemittelt dargestellt. Folgende 4 Schnittebenen werden ausgewertet:

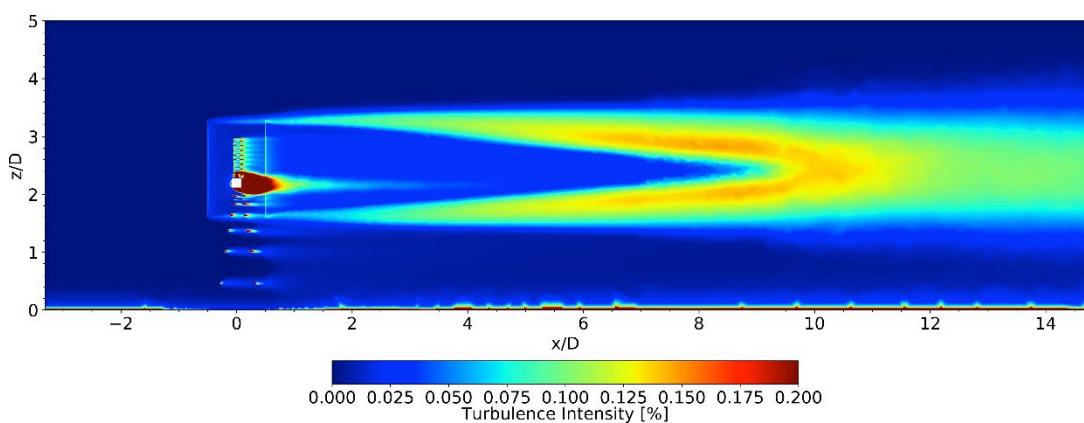


Abbildung 16 - Nachlauf Turbulente Intensität XZ Ebene – Mitte

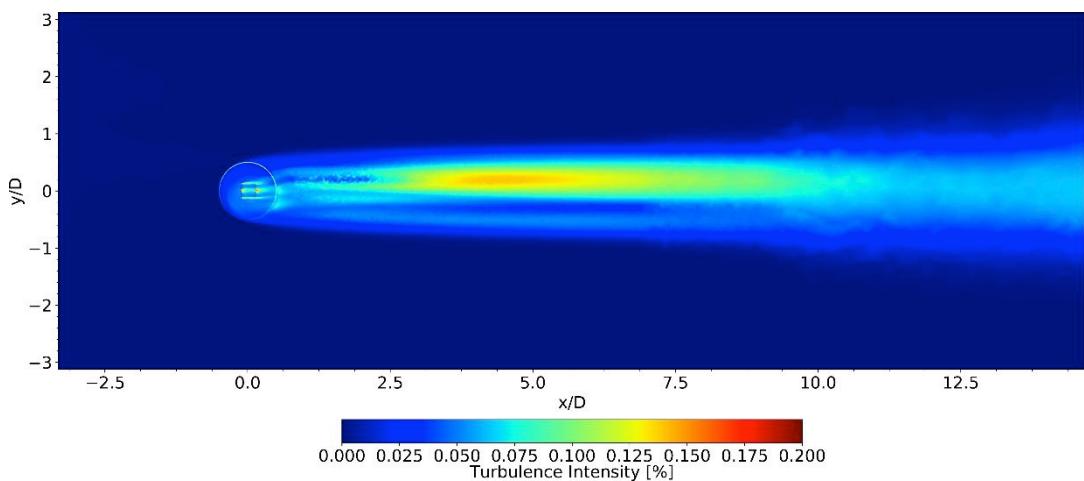


Abbildung 17 - Nachlauf Turbulente Intensität XY Ebene – z -Höhe 52m

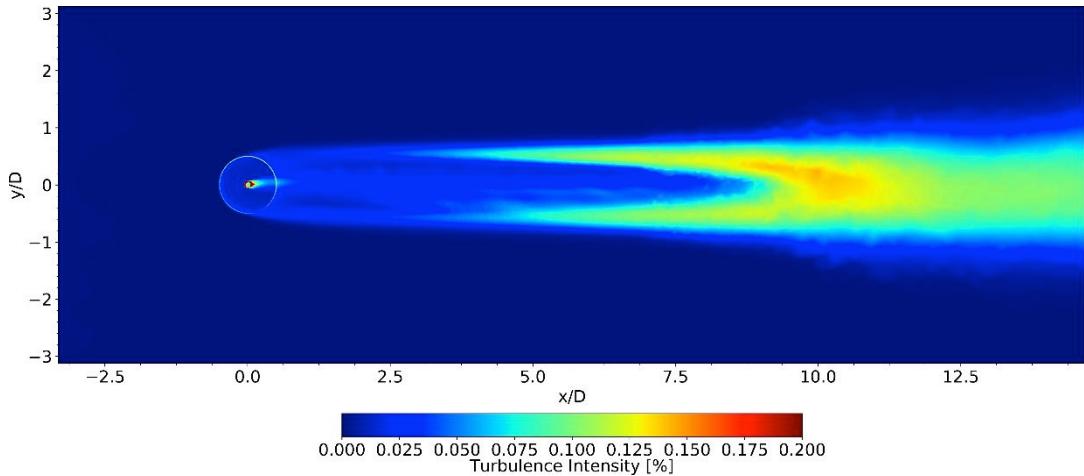


Abbildung 18 - Nachlauf Turbulente Intensität XY Ebene – z-Höhe 78m

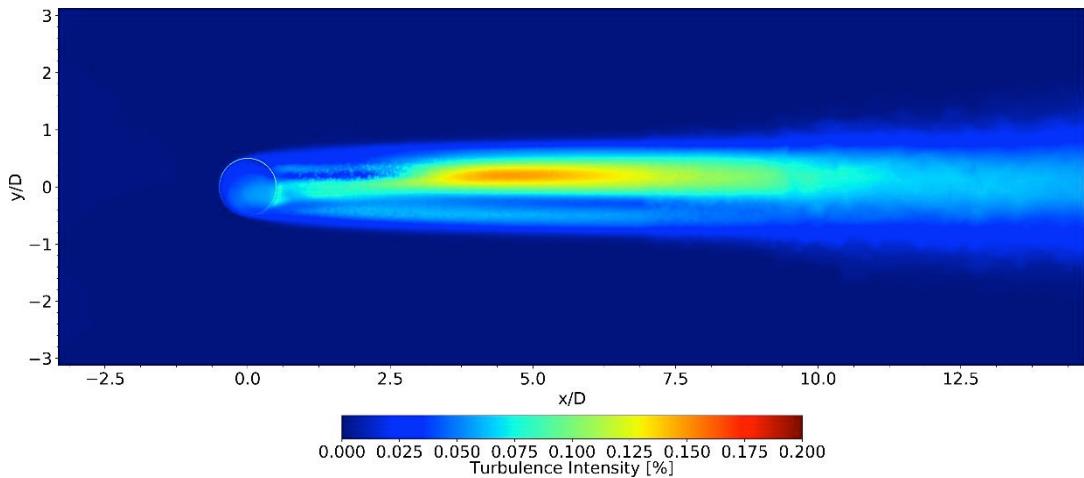


Abbildung 19 - Nachlauf Turbulente Intensität XY Ebene – z-Höhe 104m

Die Auswertung der turbulenten Intensität ergibt analoge Bilder zu den Strömungsgeschwindigkeiten. Die entstehenden Vortexablösungen an den Bladeenden ergeben bei deren Vereinigung bei ca. 320m grössere Turbulenzen.

Bei dieser Simulation ist ersichtlich, dass die Strömung ca. 320 m nach der Turbine wieder auf die Ausgangsgrösse ansteigt. Seitlich jedoch steigt die Strömungsgeschwindigkeit schon nach 32 m wieder an.



1.5.3. Optimierung aerodynamischer Verluste

Dieses Kapitel behandelt das Thema der Minimierung der aerodynamischen Verluste welche durch die Hilfsstrukturen (Arme, Streben etc.) verursacht werden. Bei einer guten, optimierten Konstruktion dieser Anbauten kann der Leistungsbeiwert deutlich erhöht werden.

Das Konzept von Vertical Sky sieht keine schrägen Rotorarme vor, alle tragenden grossen Hilfsstrukturen sind auf einer horizontalen Ebene. Die Gründe hierfür liegen in der Anströmung, welche sich im Laufe einer Umdrehung der Turbine ändert und zu Anstellwinkel von schrägen Rotorarmen führen würde. Dies würde je nach Schnelllaufzahl zu einer Strömungsablösung und somit grossem Leistungsverlust führen.

Um die Rotorarme strukturell zu entlasten, sind jedoch schräge Streben vorgesehen. Diese können aus den oben genannten Gründen nur bedingt aerodynamisch verkleidet werden.

Die Verschalung der schrägen Strebe ergibt je nach deren Länge eine Ablösung der Strömung, welche sich schlecht auf das Drehmoment auswirken kann. Die Verschalung darf somit nur bis zu einer gewissen Länge angebaut werden.

Nach Paraschivoiu [4] wird der Anstellwinkel α (AoA) mit folgender Formel berechnet:

$$\alpha = \sin^{-1} \left[\frac{\cos \theta \cos \delta \cos \alpha_0 - (X - \sin \theta) \sin \alpha_0}{\sqrt{(X - \sin \theta)^2 + \cos^2 \theta \cos^2 \delta}} \right]$$

Ist dieser Winkel grösser als 15° entstehen am Profil (Verschalung) Ablösungen. Dieser Winkel α (AoA) sollte somit immer unter 15° sein bei einer Umdrehung der Turbine.

Bei der Geometrie von Vertical Sky ist der entsprechende Anstellwinkel δ der schrägen Strebe 69.6° :

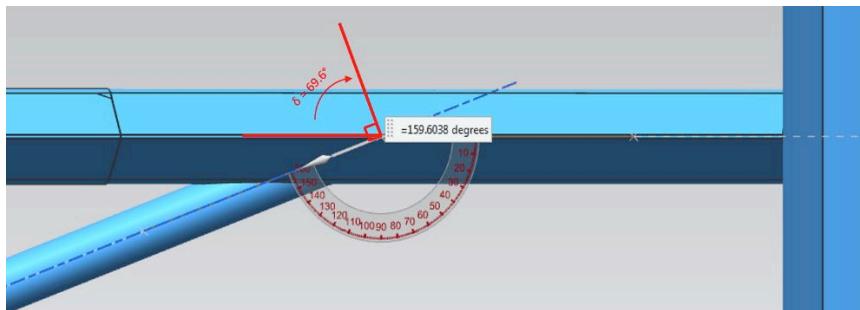


Abbildung 20 – Messung des Winkels der schrägen Strebe

Die Berechnungen der AoA's für verschiedene Radien ergeben, dass bei einem Radius kleiner als 12 m die AoA's unter 15° bleiben.

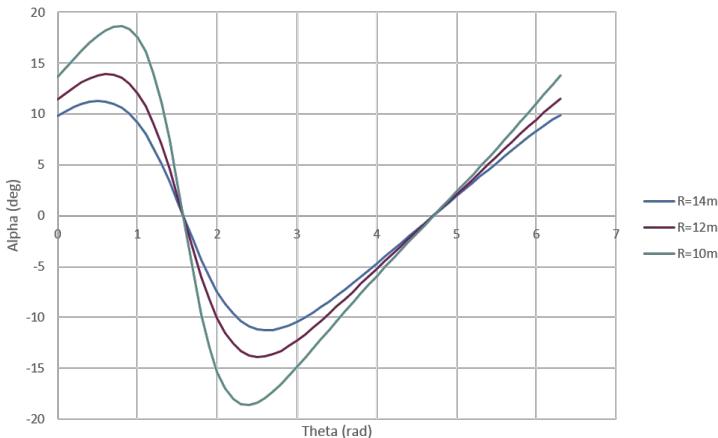


Abbildung 21 – Angle of Attack für schräge Streben

Es wurden verschiedene Konfigurationen von Verschalungen analysiert. Bei der besten Variante wurden die horizontalen Arme mit NACA0035 Profilen komplett verschalt und die schrägen Streben von aussen bis zu einem Radius von 12 m ebenfalls mit NACA0035 Profilen verschalt. Durch diese Massnahme kann pro Verbindungssegment im Mittel ca. 1'000 Nm an Verlustdrehmoment eingespart werden, was eine Verbesserung des cp -Wertes von 2.4% ergibt.

Die Simulationen über die parasitären Verluste haben gezeigt, dass in diesem Gebiet ein grosses Optimierungspotential liegt. Aus diesem Grund wurde ein Rotorkonzept mit nur einer Rotorarmebene untersucht was jedoch Festigkeits- sowie Steifigkeitsgetrieben zu einer massiven Vergrösserung der Rotorarme führt. Um den Luftwiderstand des Rotorarms zu minimieren ist eine Verschalung notwendig. Aus Herstellungstechnischen Gründen hat der Rotorarm sowohl eine horizontale wie eine vertikale Symmetrieebene. Es ist wünschenswert, die Verschalung möglichst klein zu wählen. Die Rotorarm Ober- und Unterseite soll also Teil vom Profil sein. Da kein Standardprofil diesen Anforderungen genügt, wurde ein neues Profil entwickelt.

Die Anzahl Parameter wurde bewusst klein gewählt: das Profil besteht aus vier Radien und einer Geraden. Der Radius der Eintrittskante und der Winkel der Austrittskante wurden basierend auf bekannten Profilen definiert, für die restlichen Parameter wurde eine Optimierung mit einem selbst erstellten Excel Tool und Xfoil durchgeführt.

Das Ziel der Optimierung war die Minimierung des Widerstandes bei einem Anstellwinkel von 0° und einer Reynoldszahl von $5 \cdot 10^5$.



Das Profil erzielt ein C_D von 0.01576, zum Vergleich, ein NACA0033 hat ein C_D von 0.01418, erfüllt aber die oben genannten Anforderungen nicht.

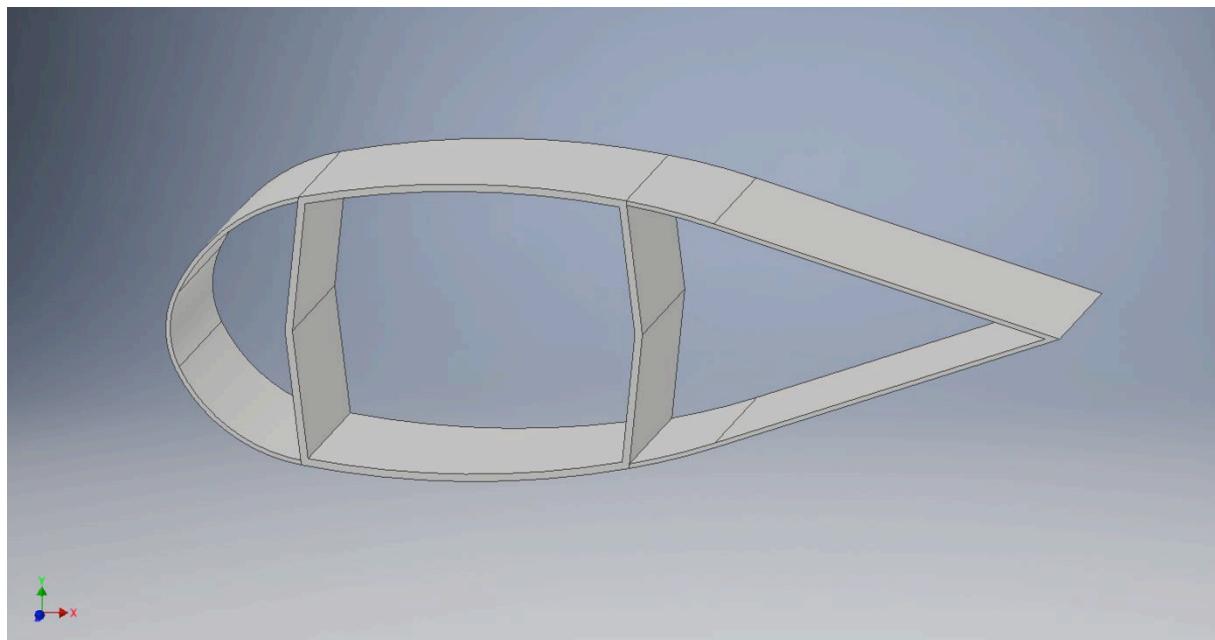


Abbildung 22 – Rotorarm Verkleidung mit Strukturkastenprofil

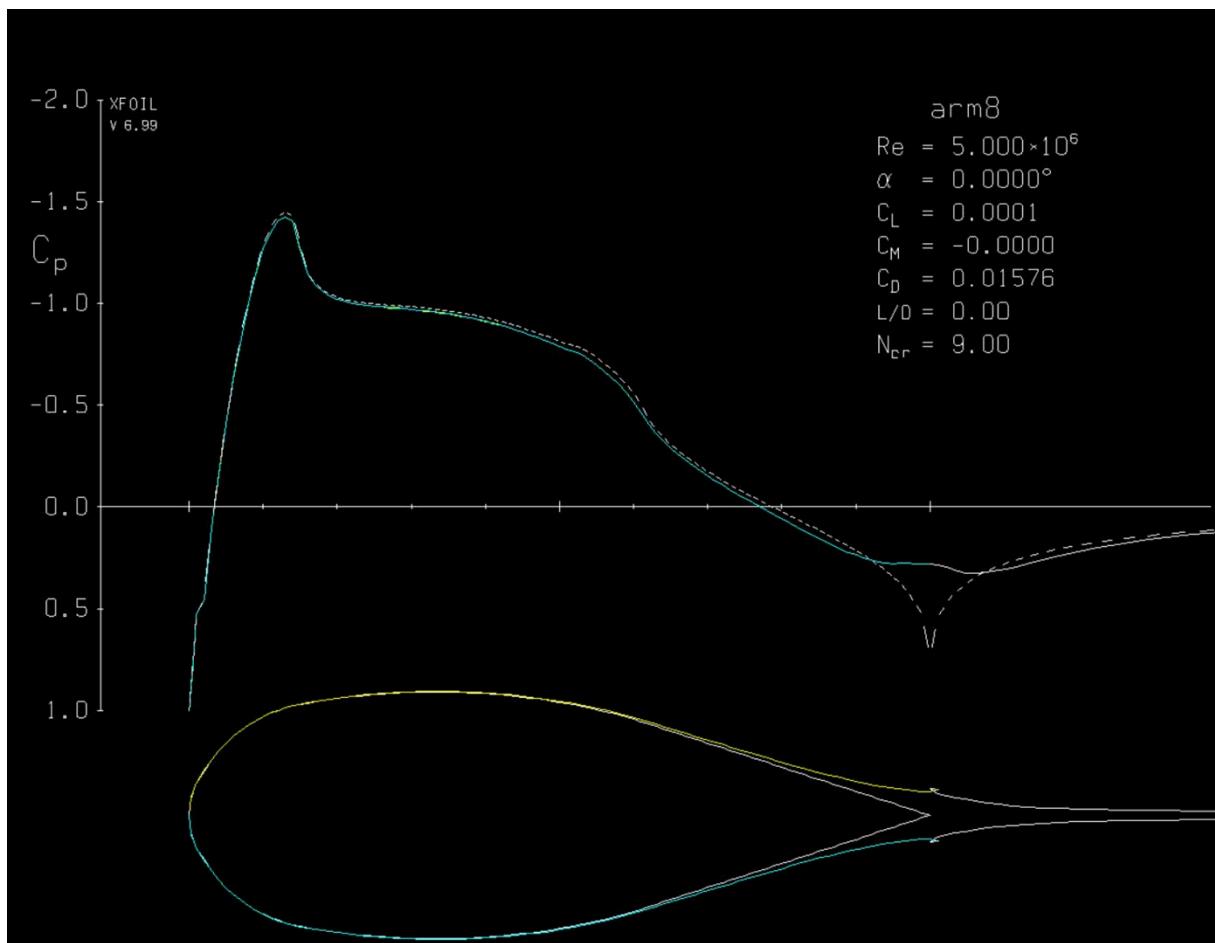


Abbildung 23 – C_p Verlauf

1.6. Diskussion und Erkenntnisse

Wirkungsgrad:

Der Wirkungsgrad wurde für verschiedene Konfigurationen berechnet (2D, 3D, verschiedene fixe Pitchwinkel sowie mit Pitchverstellung) wobei die mutmasslichen Annahmen quantitativ bestätigt werden konnten.

Der Unterschied von 2D zu 3D lässt sich vor allem durch die Korrektur der Profilpolaren durch den 3D Effekt erklären. Je höher die Streckung des Rotorblattes, desto kleiner der Verlust infolge 3D. Natürlich trägt auch der Rotorturm sowie die Arme und Verstrebungen, welche bei der 2D Simulation nicht berücksichtigt wurden, zu einer Abmilderung des Wirkungsgrades bei.

Dass der Wirkungsgrad bei festen Pitchwinkel so tief liegt, verwundert angesichts der tiefen Schnelllaufzahl von 2.3 nicht. Ohne Pitchverstellung ergeben sich Anstellwinkel im Bereich von 30° , welche klar oberhalb des Strömungsabisses liegen und massgeblich für den tiefen Wirkungsgrad verantwortlich sind. Der höhere Wirkungsgrad bei 4° festem Pitchwinkel gegenüber 0° festen Pitchwinkel lässt sich dadurch erklären, dass durch die Energieentnahme im Upwind-Bereich die Windgeschwindigkeit im Downwind-Bereich markant tiefer ist. Dadurch ergeben sich andere Anströmvektoren zur Tangente welche mit einem Pitchwinkel von 4° Rechnung getragen wurde. Mit anderen Worten wird der Anstellwinkel zum Wind im Upwind-Bereich verkleinert, was sich signifikant auf den Wirkungsgrad der Turbine auswirkt.

Die quantitativen Ergebnisse mit fixen Pitchwinkel dürfen nicht ohne weiteres auf andere Konzepte vertikaler Windenergieanlagen übertragen werden. Vertikale Windenergieanlagen mit fixen Pitchwinkel weisen höhere Schnelllaufzahlen als 2.3 auf um einen Anströmvektor im Up- und Downwind-Bereich zu erhalten welcher nicht zu Strömungsabrisse führt.

Aus den Ergebnissen ist gut ersichtlich, dass mit variablem Pitchwinkel Wirkungsgrade im Bereich der horizontalen Anlagen erzielt werden können (Aerodynamischer $cp \geq 0.44$ unter Einbezug der parasitären Verluste). Einerseits wird durch ein Nachführen des Pitchwinkels ein Strömungsabrisse verhindert (dies würde jedoch auch mit fixem Pitchwinkel jedoch bei erheblich höheren Schnelllaufzahlen erreicht werden) andererseits wird in jedem Azimutpunkt der optimale Anstellwinkel zum Windvektor erreicht.

Die Resultate mit variablem Pitchwinkel konnten gut mit dem internen AWP Modell, welches auf dem DMSM (Double Multiple Streamtube Model) basiert, verifiziert werden. Simulationen mit festem Pitchpine konnten jedoch mit dem DMSM nicht nachgerechnet und überprüft werden, da mit diesem Modell infolge Strömungsabrisse unrealistische Resultate berechnet werden.

Weitere Wirkungsgradsteigerungen können durch eine andere Profilwahl erzielt werden was jedoch nicht Teil dieses Berichtes ist. Das gewählte Profil zeigt gutmütige Eigenschaften jedoch auf Kosten gewisser aerodynamischen Nachteile.

Optimierung parasitärer Verluste:

Durch das Design vertikaler Windenergieanlagen können parasitäre Verluste, verursacht durch Arme, Abspannungen oder / und Rotortürme nicht komplett eliminiert werden. Jedoch können sie durch geschickte Wahl einerseits der Schnelllaufzahl, andererseits des Designs minimiert werden. Durch die von AWP gewählte Schnelllaufzahl von 2.3 resultieren relativ geringe Umfangsgeschwindigkeiten, welche die parasitären Verluste grundsätzlich nicht dominierend machen. Trotzdem ist ihr Beitrag nicht zu unterschätzen und durch eine geschickte Designwahl konnten dieser um einige Prozentpunkte reduziert werden. Infolge der mechanischen Anforderungen des Rotors gibt es eine Untergrenze für die Optimierung welche nur durch grundlegende Konzeptänderung unterschritten werden kann. Zu überlegen sind längere Rotorblätter dafür weniger Rotorarme. Nicht zu unterschätzen sind jedoch die mechanische Stabilität sowie insbesondere die Steifigkeit welche einen direkten Einfluss auf die Ermüdungsfestigkeit der Anlage hat.

Als Konsequenz der vorangehenden Simulationen wurde auch ein Konzept mit nur einer Rotorarmebene und längeren Rotorblättern untersucht. Für dieses Konzept wurden detaillierte Lastrechnungen



sowie Wirkungsgradberechnungen durchgeführt. Es konnte aufgezeigt werden, dass der Wirkungsgrad bei einem geänderten Design um ca. 3 cP Punkte (je nach Schnelllaufzahl) auf 0.47 erhöht werden kann. Eine solche Designänderung hat nur einen marginalen Einfluss auf das Konzept der Pitchsteuerung, jedoch müssen die Simulationen für die parasitären Widerstände der Rotorarme wiederholt werden was teilweise bereits in diesen Bericht eingeflossen ist. Trotz eines geänderten Designs behält die Berechnung der Interferenzwiderstände ihre Gültigkeit da sie parametrisch beschrieben ist und auf die neuen Dimensionen angewandt werden kann. Das Nachlaufverhalten wurde ohne Rotorarme durchgeführt weshalb sich deren Erkenntnisse nicht ändern werden.

Nachlaufverhalten:

Das Nachlaufverhalten zeigt Resultate, welche durch andere Studien [3,5] bestätigt werden konnten, obwohl bei der vorliegenden Simulation die Variabilität des Pitchwinkels als zusätzlicher Faktor einfiel. Grundsätzlich erholt sich der Nachlauf einer vertikalen Anlage nicht schneller als derjenige einer horizontalen Anlage. Dies kann durch die Tatsache erklärt werden, dass die Menge an Energie welche durch die Anlage dem Wind entzogen wird, bei horizontalen und vertikalen Anlagen in etwa die Gleiche ist. Die dem Wind entzogene Energie zeigt sich durch die Windgeschwindigkeitsabsenkung hinter der Anlage. Bei genügend Bodenabstand der Anlage erfolgt die Regeneration der Windgeschwindigkeit von allen vier Seiten.

Nicht untersucht wurde der Einfluss der umgebenden Turbulenzintensität auf das Nachlaufverhalten. Eine stark turbulente Windströmung könnte das Nachlaufverhalten beeinflussen da Windgeschwindigkeiten quer zur Hauptströmung zu einem erhöhten Energieaustausch führen.

Der Nachlauf begrenzt sich auf einen relativ schmalen Streifen was bei einer ausgeprägten Windrichtung ein relativ naher Abstand zweier Anlagen erlauben würde.

Undurchlässige Strukturen wie das Maschinenhaus zeigen besonders negative Auswirkungen auf das Nachlaufverhalten. Dies nicht nur unmittelbar dahinter (was zu erwarten ist), sondern auch in weiter Entfernung davon, was besonders störend für das Nachlaufverhalten ist. Das Konzept der Einhausung muss überdacht werden um die negativen Einflüsse zu verkleinern.

Um genauere Erkenntnisse und Auswirkungen des Nachlaufverhaltens zu bekommen, müssen mehrere Anlagen neben und hintereinander simuliert werden. Nur so kann die Annahme bestätigt werden, dass bei einer ausgeprägten Windrichtung zwei Anlagen dicht nebeneinander aufgestellt werden können. Falls sich diese Möglichkeit bestätigt, kann dies ein ausschlaggebendes Kriterium für den Einsatz vertikaler Windenergieanlagen in einem Windpark sein.

1.7. Schlussfolgerungen

Numerische Berechnungen haben gezeigt, dass der Wirkungsgrad von vertikalen Windenergieanlagen mit verstellbaren Rotorblättern sowie optimierten parasitären Verlusten in einem ähnlichen Bereich liegen wie horizontale Windenergieanlagen ($cpAero \approx 0.44$). Durch eine andere Profilwahl und/oder weitere Konzeptanpassungen welche weniger Rotorarme und Interferenzwiderstände vorsieht, kann der Wirkungsgrad weiter gesteigert werden (bis ca. 0.47).

Das Nachlaufverhalten ist in Strömungsrichtung mit denjenigen von horizontalen Anlagen vergleichbar. Die seitliche Ausprägung des Nachlaufs ist relativ schwach was eine Möglichkeit darstellt, bei einer ausgeprägten Windrichtung Anlagen seitlich relativ nahe zu platzieren. Diese Untersuchung war nicht Teil dieses Projektes und muss durch weitere Simulationen bestätigt werden.

2. Teilprojekt II) Pitch Antrieb

2.1. Ausgangslage

2.1.1. Übersicht

Die vertikale Windenergieanlage von Agile Wind Power ist mit einem permanenten Pitch System ausgerüstet, um einen optimalen Wirkungsgrad sowie tiefere strukturelle Lasten zu erreichen.

Es wird an jedem Rotorblatt ein Pitch Antrieb platziert, damit jedes Blatt individuell geregelt werden kann. Das Pitch System muss für eine Lebensdauer von 25 Jahren ausgelegt sein und soll möglichst wartungsfrei sein. Die Evaluation hat gezeigt, dass die Anforderungen am besten mit einem Direktantrieb, welcher hohe Momente stellen kann, abgedeckt werden können.

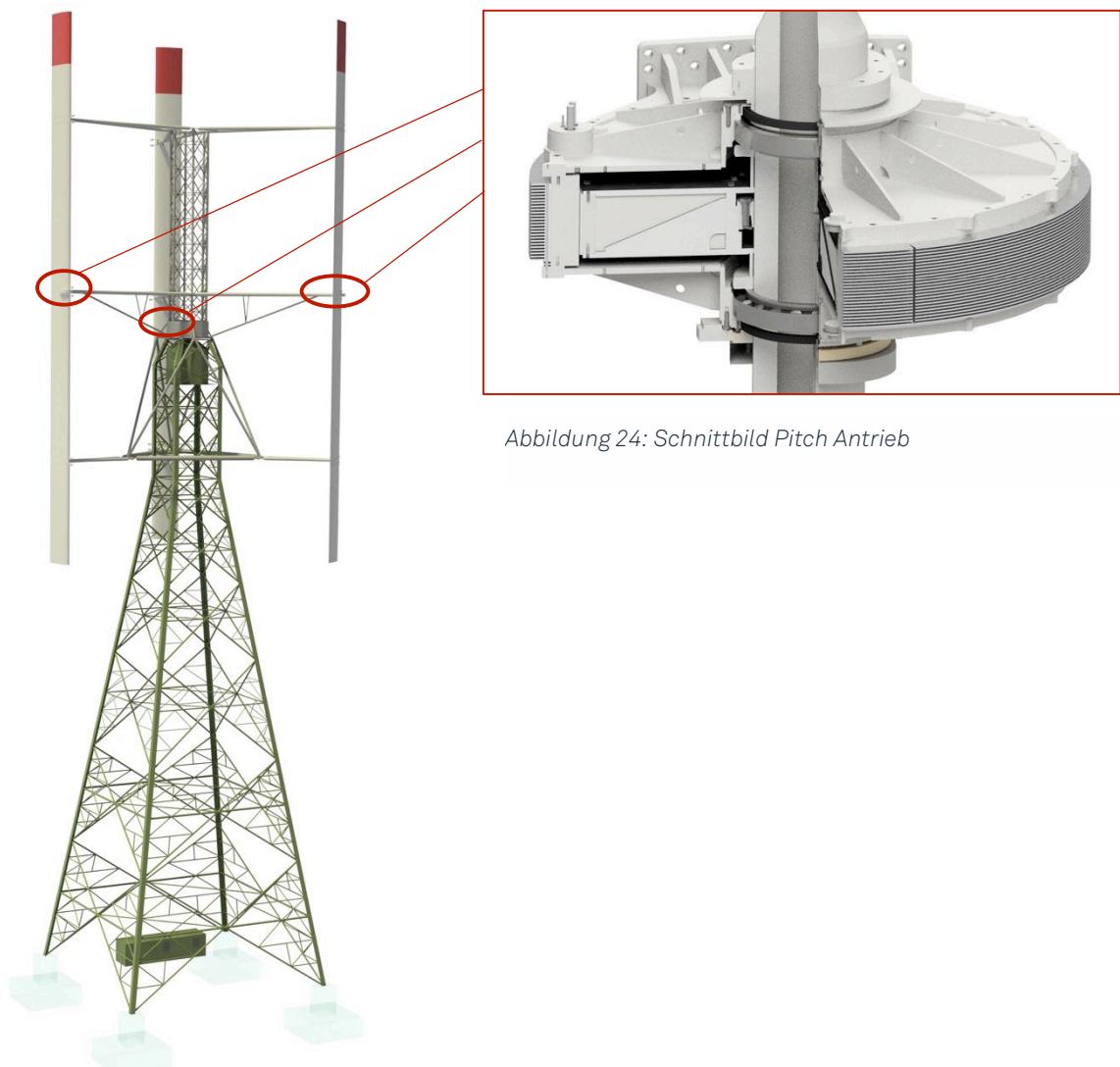


Abbildung 24: Schnittbild Pitch Antrieb

Abbildung 25: Windenergieanlage A32 mit Pitch Systemen

2.1.2. Pitch System

Rund um den Pitch Antrieb wird zusätzliche Sensorik und Steuerungshardware benötigt, um das System betreiben zu können. Besonders zentral ist ein hochauflösender absoluter Drehgeber, um jederzeit die Position des Rotorblatts zu kennen. Auch ein leistungsstarker Umrichter für die Versorgung des Pitch Antriebs musste evaluiert werden. Die Pitch Regelung geschieht über eine separate Steuerung, welche über einen Serös III Bus mit der Anlagensteuerung verbunden ist.

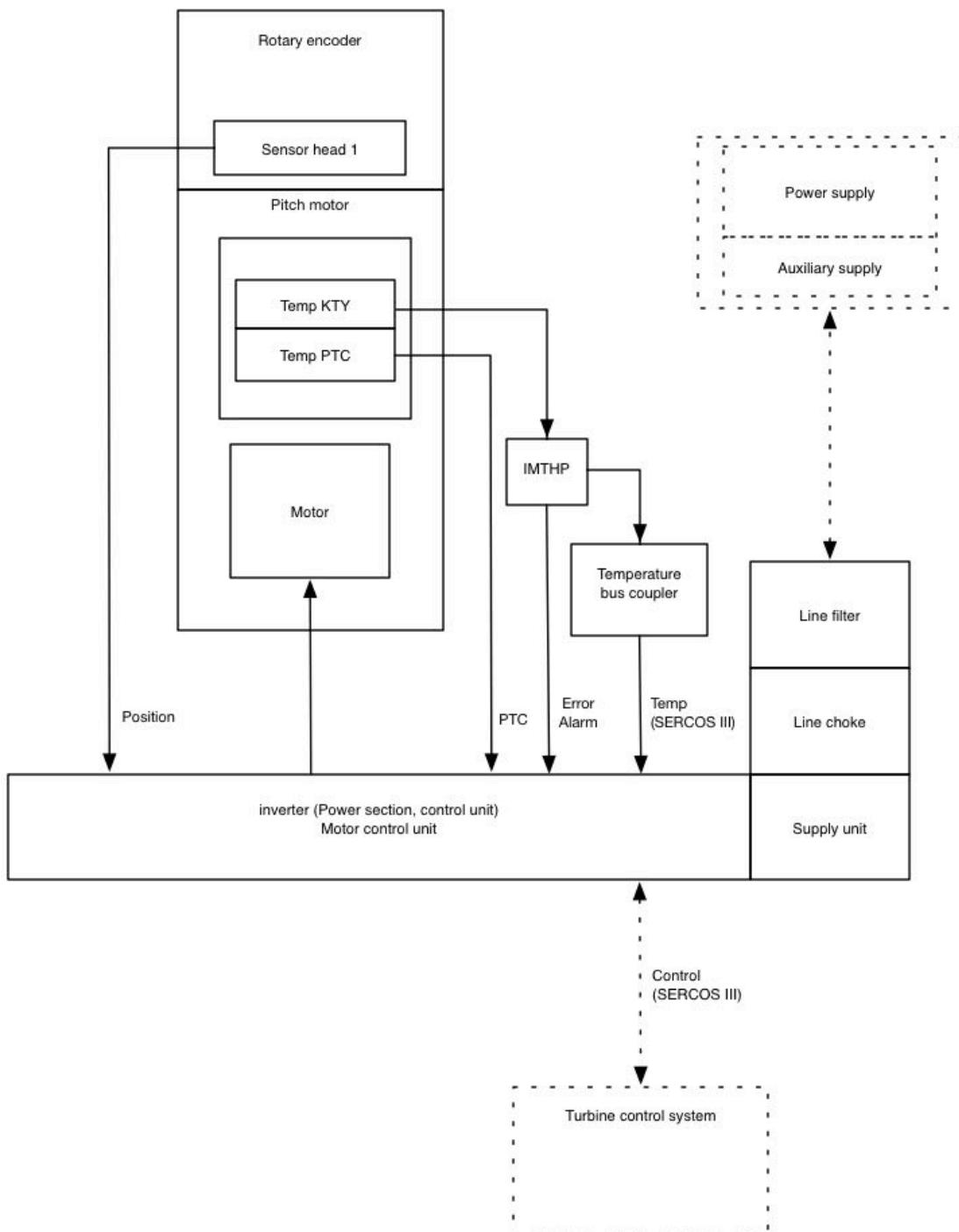


Abbildung 26: Blockschaltbild Pitch System



2.2. Ziele des Teilprojekts

Ein Pitch System mit einem Direktantrieb ist eine Neuheit im Bereich der Windkraft und musste deshalb von Grund auf neu entwickelt werden.

Das Ziel des Projekts ist, die Machbarkeit, Leistungsfähigkeit und Präzision bereits auf einem Prüfstand nachweisen zu können, welcher den realen Bedingungen möglichst nahekommt.

Dadurch sollen frühzeitig Erkenntnisse in die weitere Entwicklung einfließen, sowie eine Datenbasis für eine genauere Ausarbeitung des Pitch Regelkonzeptes gelegt werden.

Folgende Punkte sollen im Projekt geklärt werden:

2.2.1. Validierung mechanischer Aufbau

Der Aufbau der mechanischen Einheit ist eine Herausforderung da zwischen Rotor und Stator eine Konzentrität von mindestens 0.28 mm eingehalten, sowie die hohen Magnetkräfte welche zwischen Rotor und Stator herrschen bei der Montage berücksichtigt werden müssen. Die Montagehilfsmittel sowie der Montageablauf sollen an einem Musterantrieb geprüft werden.

2.2.2. System Test

Das Zusammenspiel der verschiedenen Systeme soll auf dem Prüfstand geprüft werden um allfällige Schnittstellenprobleme frühzeitig erkennen zu können. Wichtig ist insbesondere ein problemloses Funktionieren des Drehgebers sowie die Leistungsfähigkeit des Umrichters im Zusammenspiel mit dem Antrieb zu prüfen.

2.2.3. Positioniergenauigkeit

Die Genauigkeit und Dynamik des Pitch Systems soll auf dem Prüfstand unter möglichst reellen Bedingungen überprüft werden. Ebenfalls soll die Regelgüte auf dem Prüfstand ermittelt werden. Die Erkenntnisse aus der Regler Einstellung sollen in das Simulationsmodell der Anlagenregelung einfließen, welches als Basis für die Lastenrechnung gemäss IEC-61400 dient.

2.3. Konzept – Anlagenbeschrieb

Um die Versuche zur Positioniergenauigkeit im Hangar durchführen zu können, wurde ein Prüfstand konstruiert, mit welchem Lasten simuliert werden können, wie sie auf der reellen Anlage auftreten werden. Die auf den Pitch Antrieb wirkenden Lasten setzen sich zusammen aus dem Masseträgheitsmoment des Rotorblattes sowie aus den Windlasten die auf das Rotorblatt wirken. Weil es bei diesen Versuchen primär um die Achsregelung geht, werden nur Rotationskräfte berücksichtigt, die direkt auf die Drehachse wirken. Da aus Platzgründen kein Rotorblatt an das Pitch System angeschlossen werden kann, wird die Masseträgheit mit einem „Massebalken“ simuliert. Das verkürzte Rotorblatt oben am Prüfstand dient zum Prüfen des Monatelanges, spielt für die Lastversuche jedoch keine Rolle. Die Windlasten werden mithilfe von Federpaketen simuliert.

2.3.1. Simulation Masseträgheit Rotorblatt

Die Masseträgheit wird durch einen rotierenden Balken und Gewichte an den Balkenenden nachgestellt. Durch die Variation der Gewichte am Balkenende, kann die auf den Motor wirkende Masseträgheit geändert werden.

2.3.2. Simulation Windlast Rotorblatt

Die Windlast welche auf das Rotorblatt wirkt, ist im Hangar schwierig nachzubilden. Die Federpakete können eine dem Motor entgegenwirkende Kraft aufbringen, welche bei bestimmten Auslenkungen punktuell der Windkraft entsprechen. Dadurch kann der Worst-Case der Windlast simuliert werden.

2.3.3. Prüfstand Hauptkomponenten

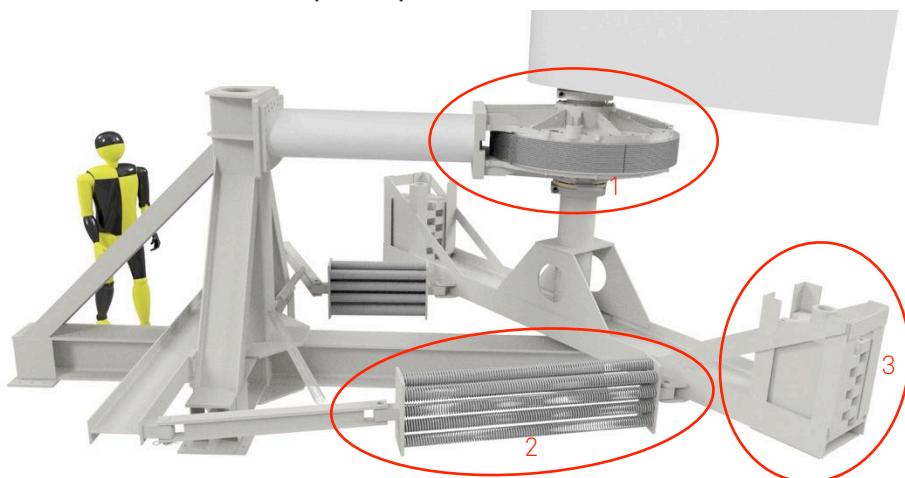


Abbildung 27: Übersicht Prüfstand

1. Pitch Antrieb (Torque Motor)
2. Federpakete (Wind Last Simulation)
3. Masse (Rotorblatt Masseträgheit Simulation)

2.3.4. Federn Richtungsdefinition

In der nachfolgenden Grafik sind die Dimensionen und Winkel am Prüfstand ersichtlich.

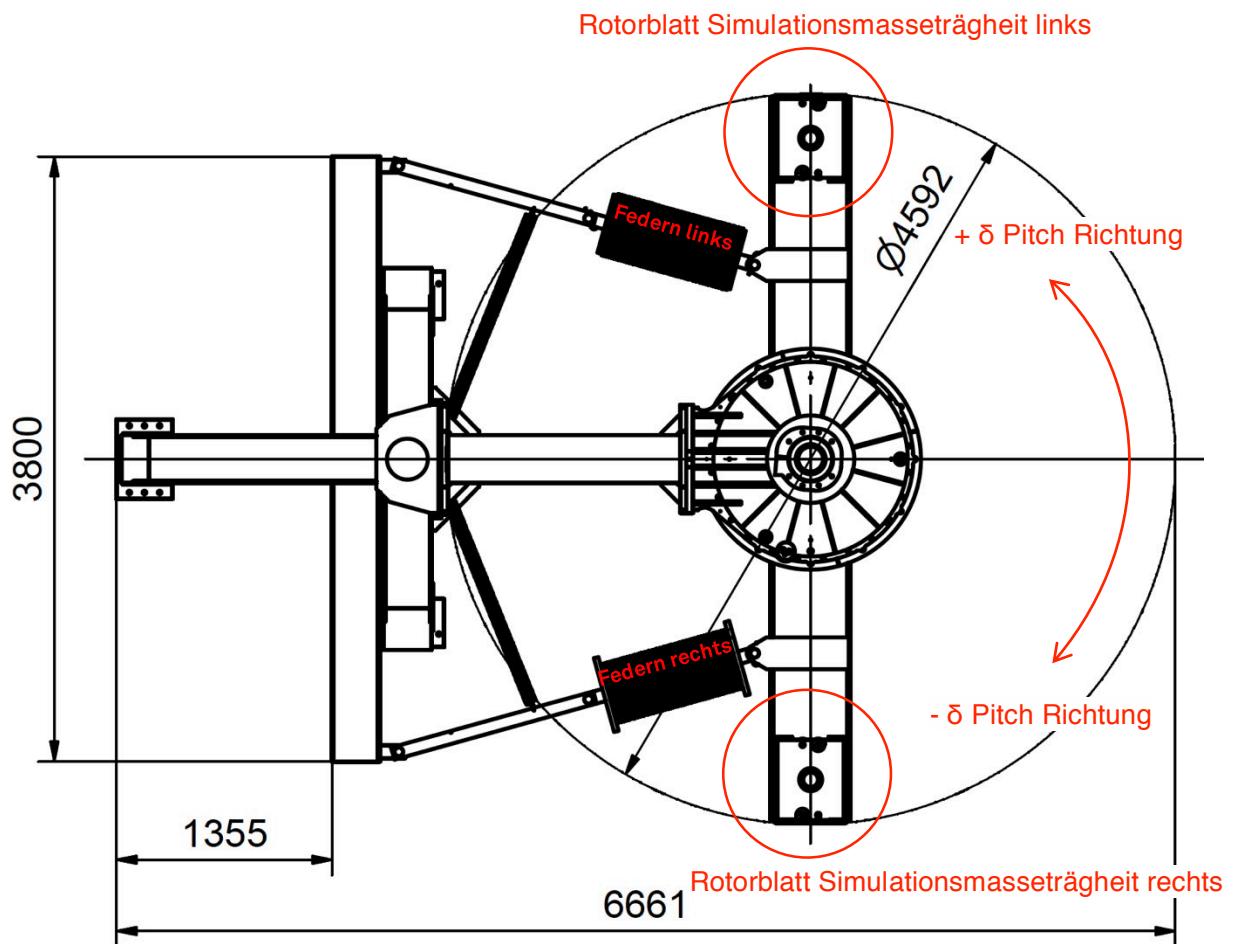


Abbildung 28: Definitionen Prüfstand

2.4. Vorgehen / Methode

2.4.1. Validierung mechanischer Aufbau

Der mechanische Zusammenbau wird mit einer externen Firma durchgeführt, um die Montagerisiken durch professionelle Werkzeuge und erfahrene Monteure zu verkleinern. Die Punkte welche nicht gemäss Ablaufplan montiert werden können, werden festgehalten und passende Massnahmen im Montagehandbuch ergänzt.

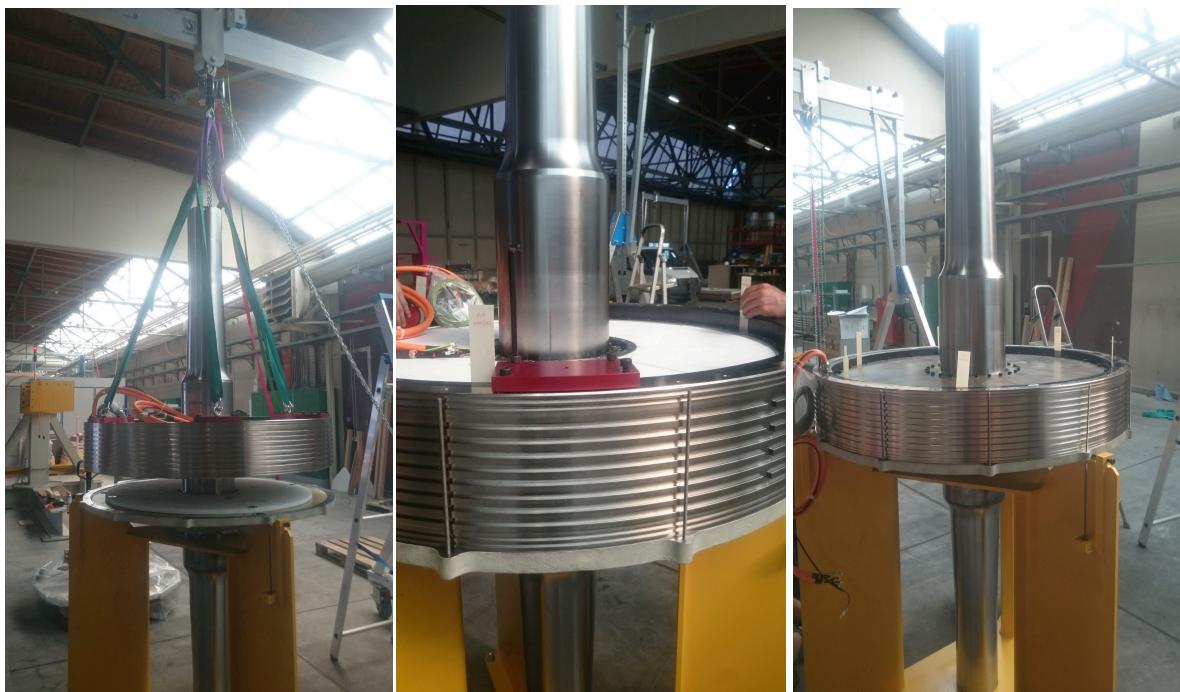


Abbildung 29: Platzierung Antrieb / Distanzhalter Rotor-Stator (rot) / Pitch Antrieb vor Deckelmontage

Bei der Montage des Pitch Antriebes wird der Rotor, welcher mit dem Stator temporär verschraubt ist auf die untere Gehäuseplatte gesetzt. Der Rotor wird auf die Welle geklemmt und durch das untere Lager zentriert gehalten.

Vor dem Aufsetzen der oberen Gehäuseplatte müssen die Rotor-Stator Distanzhalter entfernt werden. Sobald die Distanzhalter gelöst sind, gleicht sich das Montagespiel aus.

Die Mindest-Konzentrizität von 0.28 mm im 0.8 mm breiten Luftspalt muss durch die Montagevorrichtung und das Lager eingehalten werden, da die sonst wirkenden Radialkräfte durch die Permanentmagnete den Rotor und Stator zusammenziehen würden und es dadurch zur Beschädigung des Motors käme.

2.4.2. System Test

Die elektrischen Teilsysteme werden mit einer Installationsfirma zusammengefügt und stufenweise in Betrieb genommen. Schnittstellenprobleme müssten dokumentiert und laufend behoben werden, damit der Prüfstand vor den Lasttests einwandfrei funktioniert.

Vor allem das Zusammenspiel zwischen dem Drehgeber und dem Antrieb sowie dem Umrichter und dem Antrieb soll genau analysiert werden.

Da zwischen Umrichter und Pitch Antrieb auf der Windenergieanlage A32 rund 20 Meter Kabel liegen, wurde die Leitungslänge bereits auf dem Prüfstand so installiert. Bei solchen Leitungslängen besteht ein Risiko für erhöhte Spannungsmaximalwerte am Motor abhängig vom Pulsprogramm, den Leitungs- sowie Motorenimpedanzen.

Die Spannungsspitzen am Motor sollen gemessen werden, um allfällige Isolationsbeschädigungen im Motor durch Dauerbelastung frühzeitig erkennen zu können und falls notwendig geeignete Gegenmaßnahmen ergreifen zu können.

Auch das Wärmeverhalten des Motors bei Spitzenbelastung sowie die Massnahmen zur Ableitung der Wärme mithilfe eines Kühlmantels soll simuliert und auf dem Prüfstand so weit als möglich validiert werden.

Eine komplette Validierung ist nicht möglich, da wegen fehlendem Wind auf dem Prüfstand die „forcierte Konvektion“ nicht nachgestellt werden kann.



Abbildung 30: Einspeisung, Umrichter, Versorgung



Abbildung 31: Positionsgeber Antrieb

2.4.3. Positioniergenauigkeit

Auf dem Prüfstand wird ein Pitch System vollständig aufgebaut. Die Rotordrehung wird auf dem Prüfstand nicht aufgebaut, sondern in der Software über die Zeit simuliert.

Zu jeder Rotorposition (-90° bis 270°) gibt es einen entsprechenden Pitch Winkel, bei welchem die Auftriebskraft im Verhältnis zum Windvektor optimal ist.

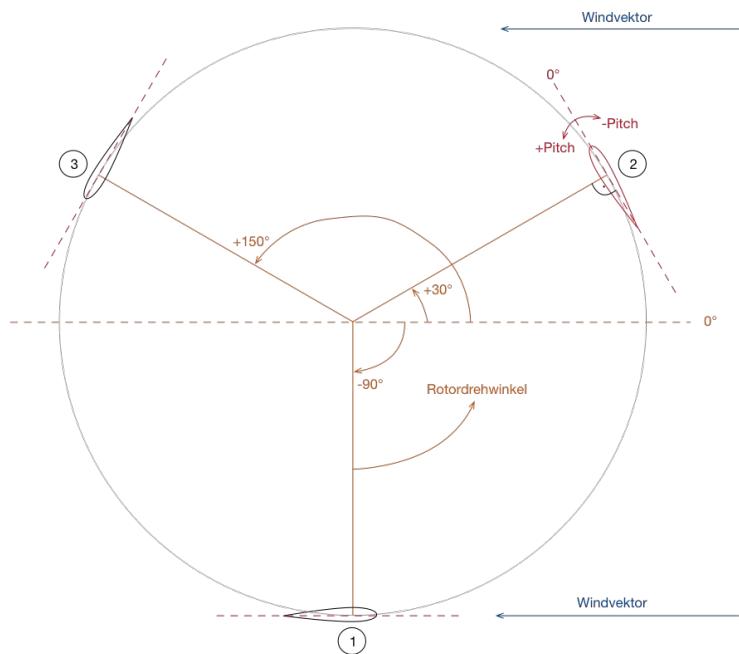


Abbildung 32: Winkel und Bewegungsrichtungen

Über eine Rotorumdrehung gesehen ergibt dies eine sogenannte „Pitch Kurve“ (siehe Abbildung 33), welche sich bei der nächsten Umdrehung wiederholt. Diese sogenannten Pitch Kurven werden in einem aerodynamischen Anlagenmodell berechnet und auf den Prüfstand geladen.

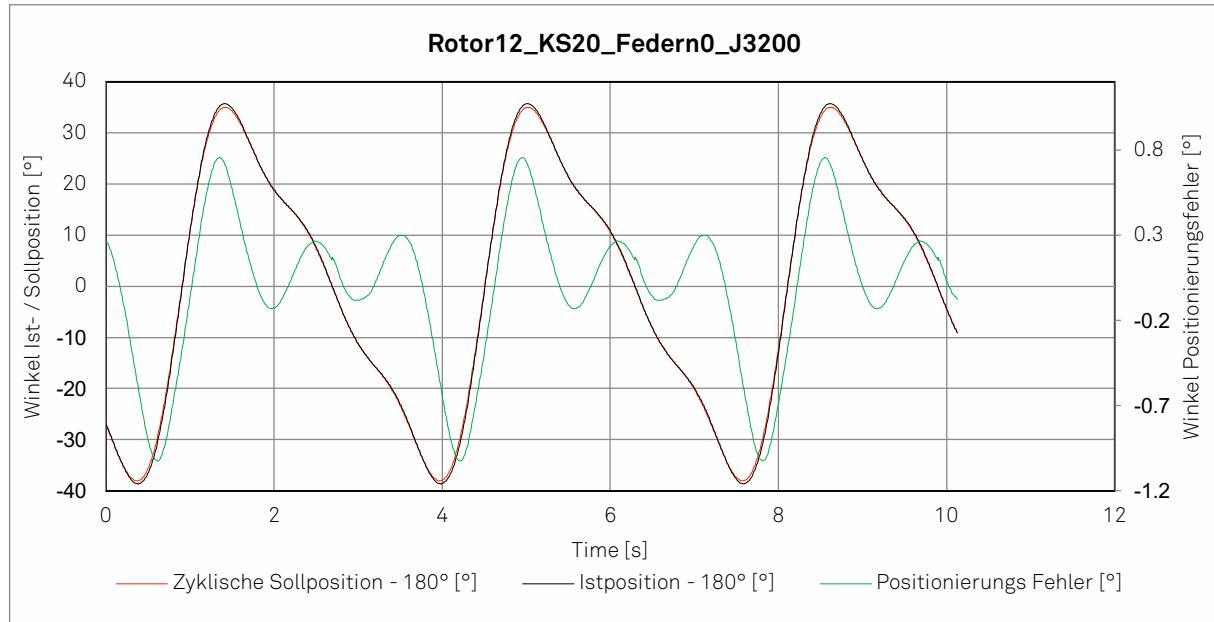


Abbildung 33: Beispiel einer „Pitch Kurve“ (SOLL / IST / FEHLER) über 2 Perioden

Die Kurven werden abgefahren und die gemessene Ist-Position mit der vorgegebenen Soll-Position verglichen. Für die Aufzeichnung der Werte wird das Diagnose System von Bosch Rexroth (Indra-Works Engineering) verwendet. Die Abweichungen geben Auskunft über die Leistungsfähigkeit und Präzision des Pitch Systems unter den simulierten Lastbedingungen.

Die Positioniergenauigkeit wird mit der realen Rotorblatt Masseträgheit ($2'800 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$) sowie den realen Windgeschwindigkeiten (3m/s - 20 m/s) simuliert.

Um die Stabilitätsgrenzen des Pitch Systems auszuloten, wird das Pitch System auch mit grösseren Masseträgheiten ($3'200 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$ und $3'600 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$) belastet, was zu erschweren Regelbedingungen führt.

Es werden für jeden Lastfall mindestens 10 Perioden gefahren, um ein aussagekräftiges Resultat zu erhalten.

2.5. Ergebnisse

2.5.1. Validierung mechanischer Aufbau

Die Montage des Pitch Antriebs hat funktioniert wie geplant. Besonders ist auf die sehr gute Konzentrität hinzuweisen, welche durch die Hilfsvorrichtungen erreicht werden konnte. Einige Montagepunkte müssen hinsichtlich der Zertifizierung und Serienmontage nochmals überarbeitet werden, um die Montage sicherer, effizienter und definierter durchführen zu können.

Nachfolgend eine Auflistung der Erkenntnisse aus dem mechanischen Aufbau:

- **Anschlagpunkte für die Montage**

Im Laufe der Montage mussten teilweise noch Anschlagpunkte für die Handhabung angebracht werden. Diese Elemente müssen nun in das Design der Serienteile integriert werden, um die zukünftige Montage zu vereinfachen.

- **Schraubensicherung**

Die Philosophie bezüglich der anzuwendenden Schraubensicherung muss nochmals überarbeitet werden. Wann wird Schraubenpaste für konstante Reibwerte und gleichmässige Vorspannung verwendet und in welchen Fällen wird eine Schraubensicherung in Form von „Loctite“ verwendet.

- **Lagervorspannung**

Der Lagervorspannungswert muss nochmals hinsichtlich Blitzschutz überdacht werden.

- **Kühlmantel**

Die Montage der Kühlrippen zeigte auf, dass für die Serienproduktion noch Anpassungen vorgenommen werden müssen um effizienter und definierter montieren zu können.

- **Montageanleitung**

Die Montageanleitung wird überarbeitet mit allen Erkenntnissen der ersten Montage.



Abbildung 34: Modell und Aufbau Pitch Antrieb

2.5.2. System Test

Das Zusammenspiel des Pitch System bestehend aus Motor, Positionsgeber, Pitch Steuerung, Umrichter, Anlagensteuerung sowie dem Datenbus konnte auf dem Prüfstand erfolgreich getestet werden.

Nachfolgend wird kurz auf Erkenntnisse bei den einzelnen Komponenten eingegangen, welche bisher festgestellt wurden.

2.5.2.1. Pitch Antrieb (Torquemotor)

2.5.2.1.1. Spannungsspitzen Messung

Um sicherzustellen, dass die Isolationsfestigkeit des Motors nicht überschritten wird, wurde an der Klemmenbox am Pitch Antrieb die Spannung zwischen den Phasen und Erde gemessen und aufgezeichnet. Die maximal zulässigen Spannungsspitzen betragen 1'500 V für den Motorentyp.

Die Analyse zeigte, dass ohne den Einbau eines Filters eine maximale Spannung von 1'100 V anliegt. Dieser Wert ist für den Motor problemlos.

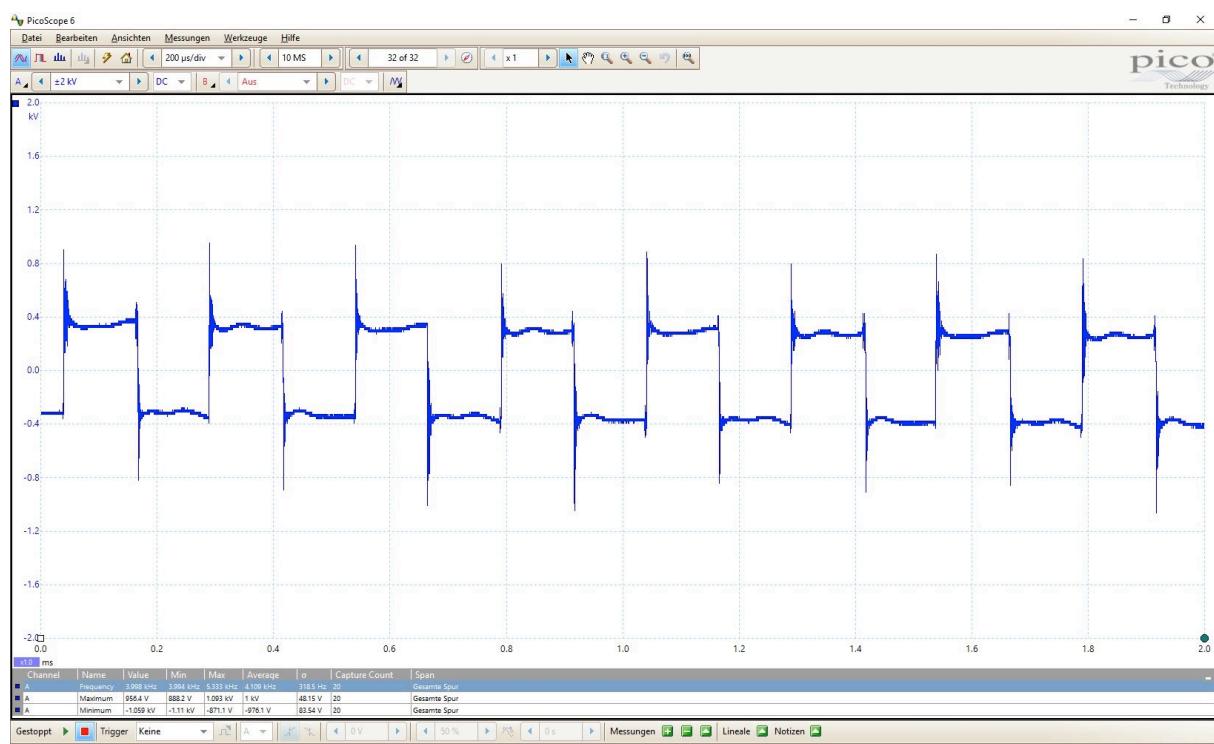


Abbildung 35: Pulssignal mit Spannungsspitzen am Pitch Antrieb

2.5.2.1.2. Temperaturmodell und Validierung

Für die Pitch Kurven von 0 m/s bis 18 m/s ist die benötigte Motorenleistung so klein, dass eine Erwärmung keinen Einfluss auf den Betrieb hat. Für den Bereich zwischen 18 m/s und 20 m/s muss das thermische Verhalten des Motors sowie die Wärmeableitung durch den Kühlmantel genauer betrachtet werden, um ein vorzeitiges Abschalten wegen Motorenüberhitzung zu verhindern.

Dazu wurde ein Temperaturmodell des Motors gebildet um den Wärmefluss vom Kupfer bis zur Umgebung aufgebaut, welches durch Messungen und Mithilfe des Motorenherstellers validiert wurde. Es wurde erkannt, dass die reine Wärmekapazität der Kupferwicklungen wichtig ist für die zyklischen Belastungen. Die Wärme geht in vorhandenen Zeit nicht bis zum Stator und dem Kühlmantel über. Bei anhaltender zyklischer Belastung, steigt auch die Stator- und Kühlmanteltemperatur langsam an. Wie weit die Temperatur ansteigt muss in Zusammenarbeit mit dem Motorenhersteller weiter untersucht

werden. Das Temperaturverhalten des Motors kann ein limitierender Faktor im Hochwindbereich sein. Mit einer guten Kühlmantelauslegung und Regelung kann dies jedoch verhindert werden.

Diesbezüglich sind jedoch noch weiterführende Modellverfeinerungen und CFD Berechnungen notwendig.

Die Erwärmung ist insofern unkritisch, da der Motor bei Temperaturüberschreitung sich selbstständig freischaltet und in Fahnenstellung bringt wodurch kein Schaden entstehen kann.

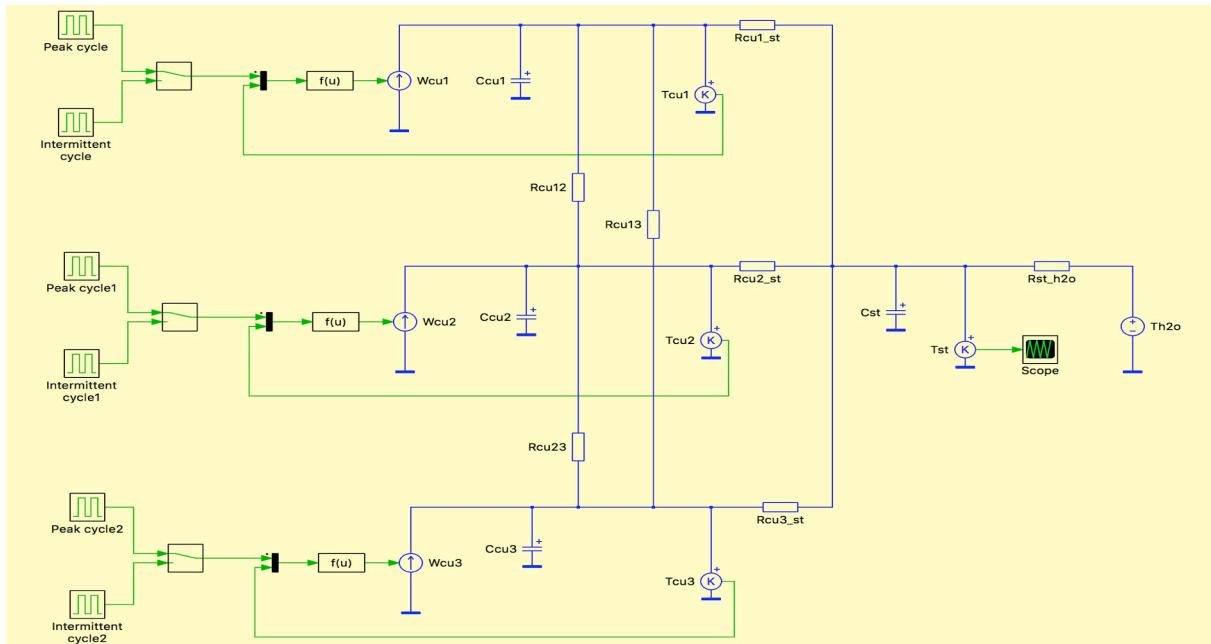


Abbildung 36: Thermisches Modell eines Antriebes (3 Phasen)

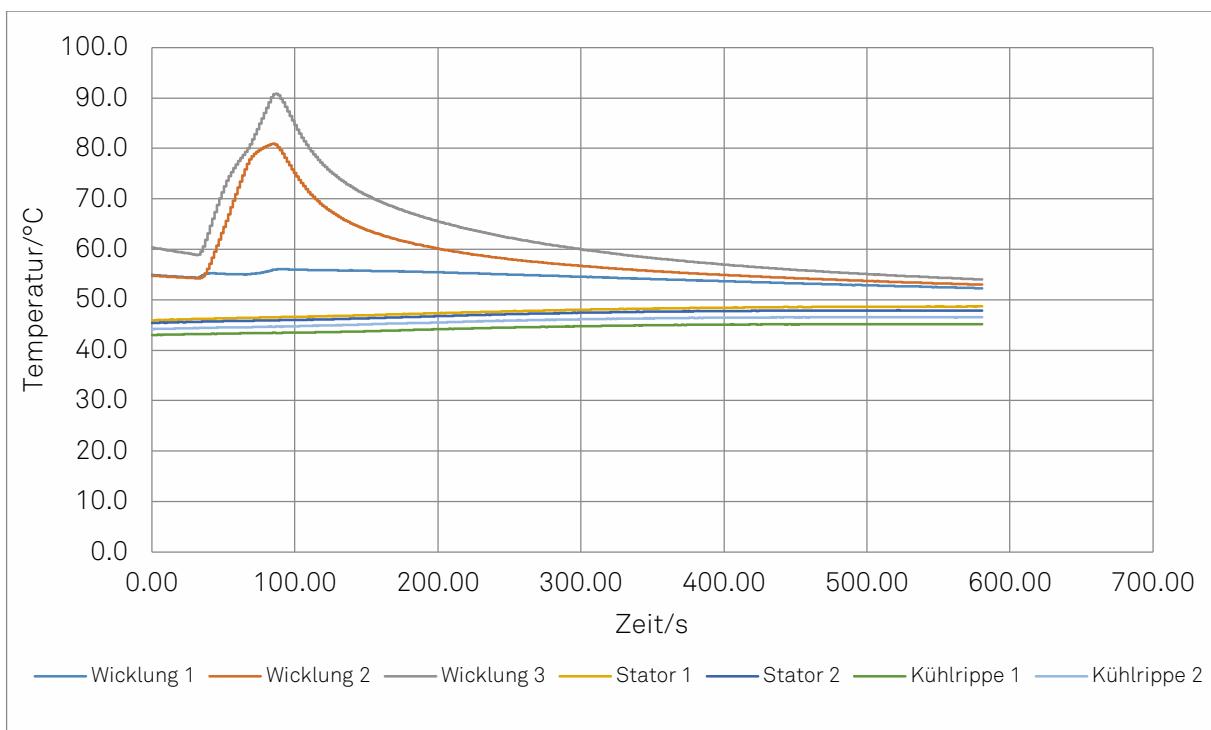


Abbildung 37: Temperaturmessungen am Pitch Antrieb

2.5.2.2. Positionsgeber

Im aktuellen Anlagendesign wird das Sin/Cos-Signal des Positionsgebers für die Regelung verwendet. Falls ein anderer Positionsgeber mit unterschiedlichen Ausgangssignalen (z.B. SSI) in einer späteren Anlagenauslegung verwendet werden möchte, müssten noch weitere Untersuchungen bezüglich der Regler-Geberschnittstelle durchgeführt werden.

Bei der Positionsgeberkonstruktion und Montage muss darauf geachtet werden, dass die Steifigkeit der Halterung genügend gross ist und der Geber Nahe am Pitch Gehäuse montiert wird. Durch die Auflösung von 17 Bit haben bereits kleinste Vibrationen einen grossen Einfluss auf die Regelbarkeit.

2.5.2.3. Pitch Regler

Die Parametrierung des Pitch Reglers konnte so vorgenommen werden, dass alle Lastfälle (verschiedenen Windgeschwindigkeiten, Massenträgheitsmomente sowie Federbelastungen) mit derselben Regler Einstellung durchgeführt werden können. Auf den Pitch Regler wird in Teilprojekt III noch genauer eingegangen.

2.5.2.4. Umrichter

Die erforderliche Dauer- sowie Spitzenleistung wird vom Umrichter wie berechnet geliefert. Der Pitch Antrieb ist mit dem Umrichter gut regelbar. Bei den Versuchen wurde festgestellt, dass der Umrichter beim Halten der Spitzenmomente thermisch schneller das Limit erreicht als der Pitch Antrieb. Dadurch wird der Umrichter zum limitierenden Element des Pitch Systems im Grenzbereich.

Das globale Simulationsmodell und der Regler (siehe Teilprojekt III) wurde dem entsprechend angepasst. Das Modell konnte dadurch näher an das reale Verhalten angeglichen werden, was eine präzisere Lastenberechnung ermöglicht.

2.5.2.5. Anlagensteuerung

Da auf dem Prüfstand nur ein Pitch Antrieb angesteuert werden muss, auf der realen Anlage jedoch total 3 Motoren mit jeweils unterschiedlichen Pitch Kurven parallel betrieben werden müssen, wurde auf dem Prüfstand der Regler für Motor 2 und 3 virtuell betrieben um die Systemauslastung zu erhöhen.

Die Anlagensteuerung ist beim virtuellen Betrieb aller drei Rotorblattachsen an ihrem Leistungslimit. Dies ist auf die aktuelle Zykluszeit von 1 ms zurückzuführen, welche viel zu tief angesetzt sein dürfte und die Steuerung stark auslastet. Für die Auslegung der definitiven Anlagensteuerung müssen noch weiterführende Untersuchungen bezüglich der sinnvollen Zykluszeit sowie der einzusetzenden Hardware durchgeführt werden.

2.5.2.6. Datenbus (Sercos III)

Die Kommunikation über den Sercos III Bus verläuft einwandfrei.



2.5.3. Positioniergenauigkeit

Bei dem realen Rotorblatt Massenträgheitsmoment von $2'800 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$ beträgt die Abweichung vom Soll-zum Ist-Winkel maximal 0.5° . Bei einer Windgeschwindigkeit von 20 m/s ist mit Abweichungen von bis zu 1° zu rechnen. Eine hohe Positioniergenauigkeit ist insbesondere im Teillastbereich zwischen 3 m/s und 12 m/s wichtig, da Abweichungen in diesem Bereich Wirkungsgradeinbussen bedeuten.

Bei Windgeschwindigkeiten über 12 m/s muss durch "abpitchen" Windenergie vernichtet werden. Wenn das Pitch System den Winkel nicht mehr genau stellen mag, bedeutet dies, dass punktuell die gewünschte Energie nicht aus dem Wind entnommen werden kann. Da das Blatt in jedem Fall aerodynamisch rückstellend wirkt, ist dies jedoch unkritisch, da durch das "wegdrücken" des Blattes die Lasten kleiner werden und die fehlende Energie über die 360° Rotorumdrehung kompensiert werden kann.

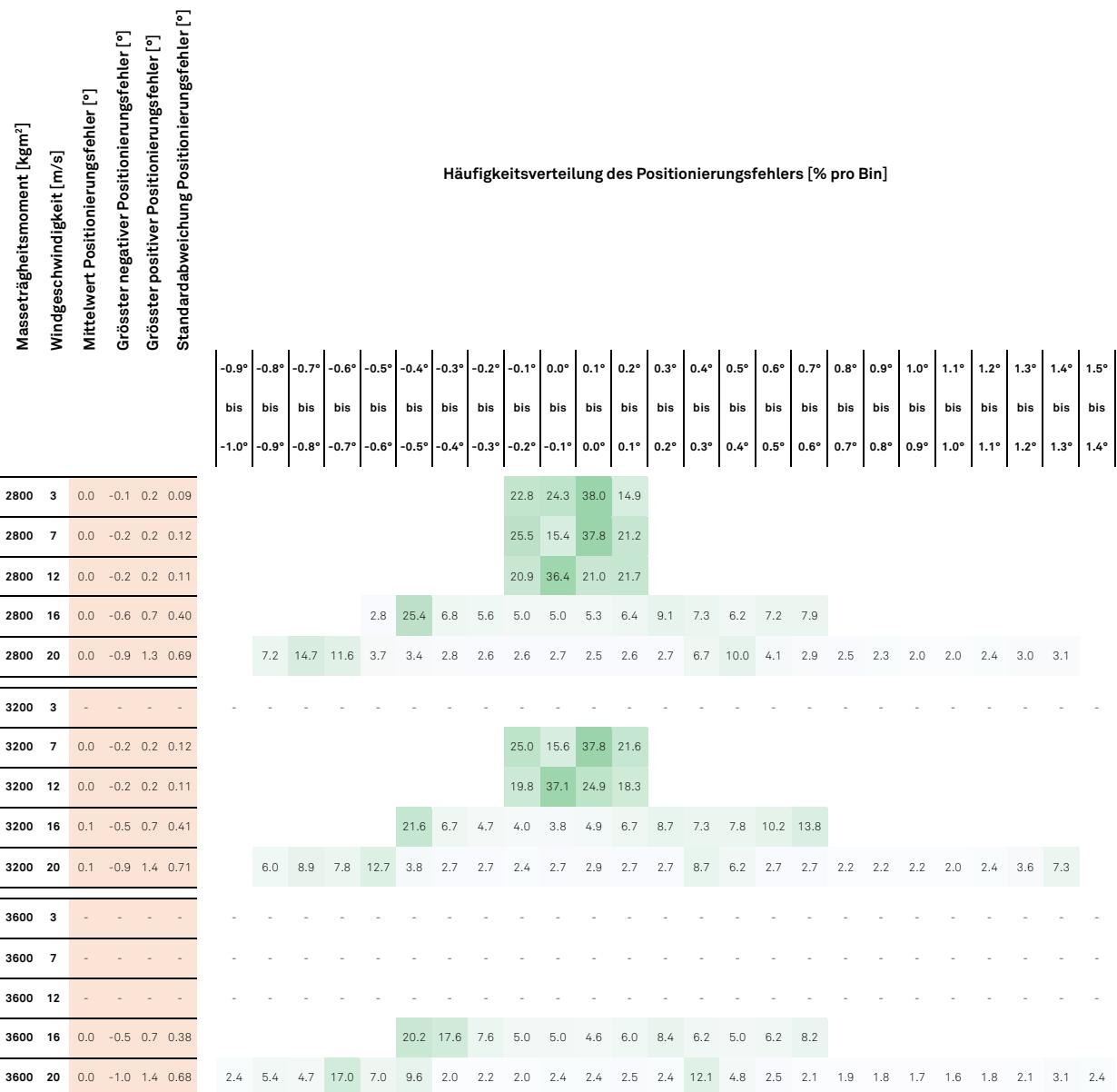


Abbildung 38: Häufigkeitsverteilung Positionierungsfehler mit Federlasten

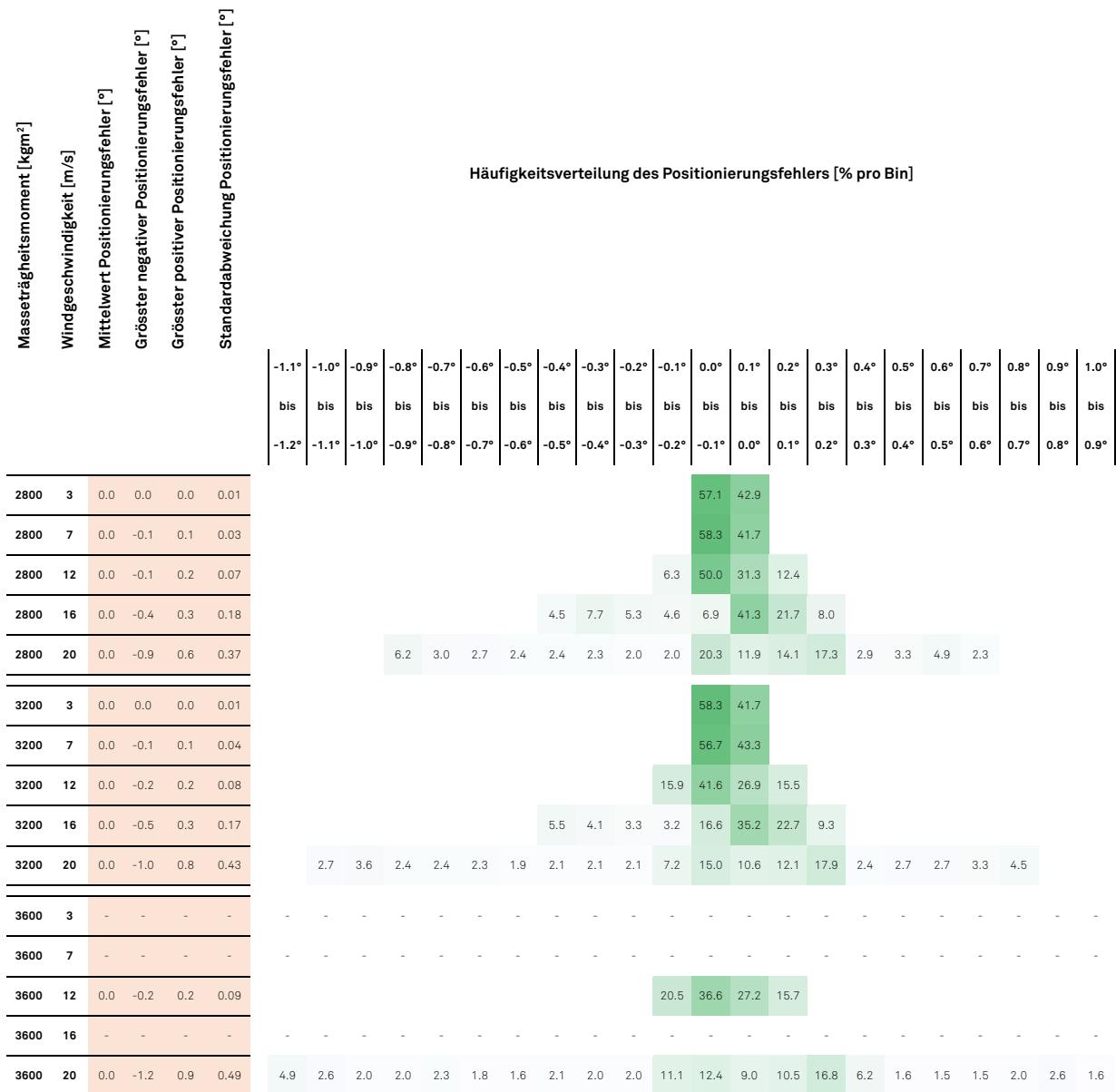


Abbildung 39: Häufigkeitsverteilung Positionierungsfehler ohne Federlasten

Bei der Versuchsdurchführung welche in *Abbildung 38* dokumentiert ist, wurden nebst den Rotorblattträgheitsmomenten noch Windkräfte durch Federn nachgebildet. In *Abbildung 39* wurden die gleichen Kurven ohne Windlasten geprüft.

Es ist ersichtlich, dass die Streuung der Positionierung mit Windlasten zunimmt. Die Windlasten mit Wind sind konservativ ausgelegt. Deshalb kann davon ausgegangen werden, dass die Positioniergenauigkeit in der Realität zwischen den beiden Versuchsanordnungen liegt.



2.6. Schlussfolgerungen

Durch das Prüfstands Projekt konnte zu einem frühen Entwicklungszeitpunkt praktische Erfahrung mit einem neuartigen Pitch System gewonnen und dessen Leistungsfähigkeit und Regelverhalten validiert werden.

Es wurde gezeigt, dass der mechanische Aufbau und Fertigungsablauf funktioniert wie vorgesehen. Die notwendigen Änderungen und Verbesserungen um die Montage zu vereinfachen werden in der nächsten Design Revision umgesetzt.

Die Komponenten der verschiedenen Hersteller haben sich bewährt. Ebenso traten keine Schnittstellenprobleme zwischen den Teilsystemen auf. Das System kann wie auch dem Prüfstand vorhanden in die Anlage übernommen werden.

Für die Abweichung des Pitch Winkels (Positionierungsfehler) wird jeweils der 3 Sigma Wert der gemessenen Pitch Kurven für die Lastrechnung verwendet. Damit sind die Pitch Kurven bei der realen Massenträgheit von $2'800 \text{ kg}\cdot\text{m}^2$ in 99.7% der Fälle innerhalb des angenommenen Winkelbereichs von $\pm 0.5^\circ$ Abweichung. Die dadurch entstehende aerodynamische Wirkungsgradeinbusse liegt bei Nennbetrieb im schlimmsten Fall bei rund 1%.

Die durch den Positionierungsfehler verursachten Laständerungen sind bedeutend kleiner als die Laständerungen welche durch ein turbulentes Windfeld verursacht werden.

Eine genaue Regelung des Pitch Winkels ist im Teillastbereich (Windgeschwindigkeiten zwischen 3 m/s und 12 m/s) von grosser Wichtigkeit, da dort der Wirkungsgrad optimiert werden muss. Die uns selbst auferlegte Regelgenauigkeit von 0.5° wurde in diesem Bereich unterschritten (Die maximale Abweichung beträgt 0.2°).

Im Volllastbereich (über 12 m/s) muss der aerodynamische Wirkungsgrad reduziert werden, um Generatorüberlast zu verhindern. Eine punktuelle Regelgenauigkeit bedeutet eine punktuell tiefere Leistungsausbeute, welche über die 360° der Rotorumdrehung wieder kompensiert werden kann.

Die Versuche zeigen, dass das Pitch System präzise montiert werden kann, die Anforderungen an die Dynamik und Präzision einhalten kann und bei allen simulierten Lastfällen eine stabile Regelung gefunden wird.

Dadurch steht der Integration des Pitch Systems in die Windenergieanlage nichts im Weg.



3. Teilprojekt III) Regelung und Steuerung

3.1. Ausgangslage

Die Entwicklung der Systemtechnik für die Windenergieanlage, zu der auch die Steuerung gehört, setzt eine weit entwickelte Konstruktion der Turbine voraus. Die Rotorblattsteuerung des abgeschlossenen Teilprojekts b) ist klar definiert, der Triebstrang, das Getriebe und der Generator sind noch in der Konzeptphase.

Die Vertical Sky®-Anlage wird nach IEC 61400 ausgelegt und zertifiziert und dafür auf einem Windtestfeld in Grevenbroich, Deutschland erprobt. Der Zertifizierungsprozess generiert eine Vielzahl von Anforderungen und damit zusätzliche Aufwände in der Entwicklungsphase. Dies wirkt sich jedoch positiv auf die Zuverlässigkeit der Anlage aus und ist eine Voraussetzung für einen erfolgreichen Markteintritt. Der Zertifizierungsprozess wurde Anfang Jahr gestartet und wird durch TÜV Rheinland begleitet. Der klar strukturierte Ablauf, die frühzeitige Entwicklung nach internationalen Normen, die Validierung durch externe Experten und Tests in Prüflabors und auf dem Testfeld gewährleisten eine hohe Produktqualität.

Die Zertifizierung verlangt in der ersten Phase „Design Evaluation“ eine Prüfung der Lastannahmen für die Windturbine. Nebst der strukturellen Auslegung hat auch der Regler der Anlagensteuerung einen direkten Einfluss auf die Lasten.

Deshalb wurde die Evaluation und Simulation des Reglers priorisiert, um die Lastberechnungen als Grundlage für die Feinauslegung der Struktur möglichst bald verfügbar zu haben. Die Entwicklung und Programmierung des Reglers bildet dementsprechend einen wesentlichen Kern der Anlagensoftware, und stellt damit mit Abstand den grössten Entwicklungsaufwand für die gesamte Turbinensteuerung.

Für die Steuerung und den Sicherheitskreis konnten die Konzepte erstellt werden. Die Hauptbetriebszustände und ihre Übergänge sind definiert und die wichtigsten Funktionen bekannt. Eine FMEA der Gesamtanlage existiert und wird für die Untersysteme noch weiter verfeinert.

3.2. Ziel des Teilprojekts

Das Gesamtprojekt „Anlagensteuerung“ beinhaltet die Entwicklung des Reglers, der Betriebsführung sowie des Sicherheitssystems. Nach der Programmierung sollen die Teilsysteme soweit als möglich in einen Systemtest verifiziert werden. Das Projekt wird durch die Installation und Inbetriebnahme auf der Windenergieanlage abgeschlossen.

Erste Priorität hat die Entwicklung des Reglers, um die Lastenrechnung parallel dazu weiterführen zu können. Danach muss für die Zertifizierung das Sicherheitssystem der Anlage definiert werden. Die Zustände der Betriebsführung können erst definiert werden, wenn die Teil- und Hilfssysteme der Windenergieanlage abschliessend definiert sind.

3.3. Grundlagen – Randbedingungen

Die Erkenntnisse zur Pitch Regelung aus dem Teilprojekt b) werden als Grundlage für die Simulation des Gesamtanlagereglers verwendet.

Ein mit Matlab entwickeltes, aerodynamisches Simulationsmodell für den vertikalen Rotor dient als Grundlage für die Lastenberechnung. Das neu zu erstellende Plecs-Modell, kann mit dem Matlab Modell verifiziert werden.

Als Grundlage für die Lastannahmen werden die Lastfälle aus der Norm IEC 61400-1 verwendet.



3.4. Konzept – Anlagenbeschrieb

3.4.1. Turbinensteuerung

Die Turbinensteuerung ist die zentrale Steuerung in der Windenergieanlage. In der Turbinensteuerung läuft die Betriebsführung ab, welche den vollautomatischen Betrieb ermöglicht. Ebenfalls ist die Turbinensteuerung der Master der Rotorblatt Pitch Steuerung. Auf die Betriebsführung sowie die Pitch Steuerung wird in den nachfolgenden Kapiteln genauer eingegangen, da es sich um sehr zentrale Elemente der Windenergieanlage handelt.

3.4.2. Betriebsführung

Die Betriebsführung ist verantwortlich für den vollautomatischen Betrieb der Windenergieanlage innerhalb der vorgegebenen strukturellen Lastlimiten. Damit ein automatischer Betrieb möglich ist, müssen die Signale von allen relevanten Komponenten sowie die Umgebungsbedingungen permanent erfasst und verarbeitet werden. Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist in Deutschland die Fernsteuerbarkeit der Windenergieanlagen eine Voraussetzung für die Direktvermarktung und dadurch faktisch eine Vorgabe an die Anlagenhersteller. Durch die Fernsteuerbarkeit kann der Netzbetreiber die Einspeiseleistung der Windenergieanlage jederzeit vorgeben.

Zentrale Eingangsgrößen für die Betriebsführung sind die Windgeschwindigkeit sowie die Windrichtung. Zusätzlich werden für die Betriebszustandsübergänge Zustandssignale aller relevanten Teilsysteme benötigt. So zum Beispiel Signale zu Turmschwingungen, Temperatursignale der elektronischen Teilsysteme sowie Vibrations- und Temperatursignale vom Getriebe.

3.4.3. Betriebszustände

Nachfolgend sind die wichtigsten Betriebszustände aufgeführt.

- **Stillstand**

Die Anlage ist betriebsbereit aber nicht in Betrieb.

- **Anlageüberprüfung**

Bevor die Anlage angefahren werden kann, muss sichergestellt werden, dass die Anlage fehlerfrei funktioniert. Dazu werden die Teilsysteme gestartet und die Funktionsfähigkeit überprüft. Wenn keine Fehler vorhanden sind, ist die Anlage bereit zum Starten.

- **Anfahren**

Beim Überschreiten der Einschaltwindgeschwindigkeit werden die Blätter gemäss der benötigten Pitch Kurve in den Wind gestellt. Der Rotor beginnt durch das wirkende Moment zu drehen. Der Generator wird rampenförmig dazu geschaltet, nachdem die Schnelllaufzahl 1 überschritten ist.

- **Lastbetrieb**

Im Lastbetrieb wird zwischen Teillast und Volllast unterschieden. Solange die Windgeschwindigkeit unter der Nennwindgeschwindigkeit (12 m/s) liegt, befindet sich die Anlage im Teillastbereich. Ziel der Regelung im Teillastbereich ist eine möglichst hohe Energieausbeute durch eine konstante optimale Kurvenscheibe an der Pitch Regelung. Der Leistungssollwert für den Umrichter wird aus einer hinterlegten Drehzahl-Leistungs-Kennlinie entnommen. Daraus ergibt sich auch die Rotordrehzahl.

Sobald der Wind die Nennwindgeschwindigkeit überschreitet, muss durch gezieltes Abpitchen der Rotorblätter die im Rotor produzierte Leistung auf den Wert der Generatorenennleistung reduziert werden.



- **Abfahren**

Wenn die Anlage abgeschaltet wird, sei dies wegen fehlendem Wind, oder aus anderen Gründen, wird die Rotordrehzahl durch Abpitchen rampenförmig reduziert. Während dem Abfahren wird bei der Schnellaufzahl von 1 der Generator vom Netz getrennt.

- **Stillsetzen**

Soll die Anlage für die Wartung oder aus andren Gründen komplett stillgesetzt werden, wird nach dem Abfahrzustand zusätzlich noch die mechanische Rotorbremse eingesetzt, um den vollständigen Stillstand zu erreichen, welcher durch die aerodynamische Bremse nicht komplett erreicht werden kann. Abhängig ob die Anlage zeitnah wieder angefahren werden soll oder nicht werden die Nebenaggregate warmgehalten.

- **Wartung**

Im Normalfall muss die Anlage beim Betreten ausgeschaltet werden. Damit das ausgebildete Servicepersonal die Anlage auch manuell betreiben kann, gibt es einen Wartungsmodus, welcher aus dem Stillstand aktiviert werden kann. Das Sicherheitssystem bleibt auch im Wartungszustand aktiviert.

- **Notabschaltung**

Sobald ein Sensor des Sicherheitssystems anspricht oder ein Notaus-Schalter betätigt wird, fährt die Anlage so schnell wie möglich mit Hilfe der mechanischen Bremse in den sicheren Zustand und wird still gesetzt. Ein automatisches Wiederanlaufen ist nach einer Notabschaltung nicht mehr möglich. Die Anlage muss zuerst überprüft und manuell wieder in Betrieb genommen werden.

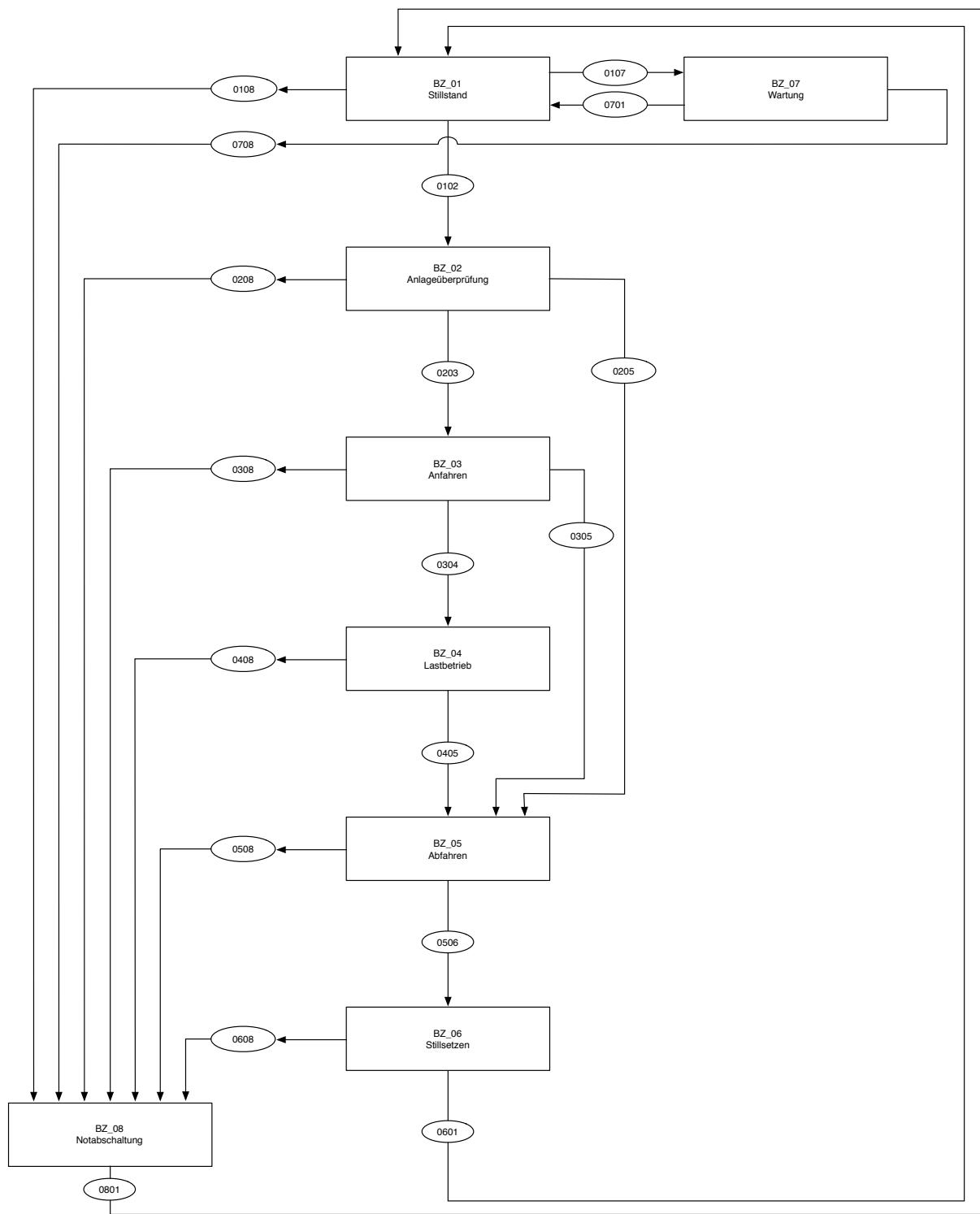


Abbildung 40: Betriebszustände und Übergänge

3.4.4. Sicherheitssystem

Das Sicherheitssystem nimmt innerhalb der Anlagensteuerung eine spezielle Position ein. Das System muss potentielle Gefahrenzustände wie Rotorüberdrehzahl, zu hohe Generatorleistung, sicherheitsrelevante Schwingungen, sowie Fehlfunktionen im Regelsystem erkennen und die Windenergieanlage so schnell wie möglich in einen sicheren Zustand bringen. Das Sicherheitssystem ist der Betriebsführung übergeordnet und verfügt über eigene, teilweise redundante Sensoren.

3.4.5. Regelungssystem

3.4.5.1. Funktion

Das Regelungssystem ermöglicht es, dass die Windturbine optimal den herrschenden Windverhältnissen und den gewünschten Betriebszuständen angepasst werden kann. Es deckt prinzipiell die ganze Energieumwandlungskette der Windturbine ab, von der kontinuierlichen Ausrichtung der Rotorblätter am Wind, der Kraftübertragung von den Blättern über die Rotorarme auf die Nabe, der Drehung des Rotors, den Triebstrang mit Antriebswelle, Getriebe und Generator bis hin zum Umrichter System, das die elektrische Leistung ans Netz abgibt.

Das Regelungssystem hat folgende Aufgaben:

- Regelung des Leistungsflusses, der mechanisch im Rotor erzeugt und über den Triebstrang abgeführt wird
- Verarbeitung von Sensorsignalen wie Drehgeber und Windmessung
- Verarbeitung von Sollwerten, die von der Turbinensteuerung vorgegeben werden
- Regelung der Drehzahl des Rotors über die Rotorblattstellung
- Steuerung der vom Generator entnommenen elektrischen Leistung über den Umrichter
- Steuerung der ans Netz abgegebenen Blind- und Wirkleistung über den Umrichter abhängig vom Leistungsbedarf
- Anpassen der Regelparameter und -funktionen abhängig von den Betriebszuständen

Die wichtigste Führungsgröße, um den Prozess zu regeln, ist die Rotordrehzahl. Es gibt jedoch nur bestimmte Stellgrößen, die auf den Prozess eingegriffen werden kann:

- Rotorblattwinkel (Pitch); Die Rotorblätter werden durch Direktantriebe (Torquemotoren) bewegt
- Leistung im Zwischenkreis des Umrichters beim Generator; Wird vom Umrichtersystem geregelt und bestimmt direkt das elektrische Generatormoment
- Wirk- und Blindleistung auf der Netzseite; Wird vom Umrichtersystem geregelt

Die wichtigsten Messgrößen dabei sind:

- Drehgeber (absolut) an jedem Rotorblatt
- Drehgeber am Rotor
- Windmessung (Windgeschwindigkeit und -richtung)

Das Regelungssystem wird von der Steuerung und dem Sicherheitssystem überwacht, kontrolliert und konfiguriert.

3.4.5.2. Pitchsteuerung

Das Prinzip des vertikal zum Wind drehenden Rotors bringt es mit sich, dass die Rotorblätter während der gesamten Rotordrehung kontinuierlich nach dem Wind ausgerichtet werden müssen. Dies ist die Aufgabe des Pitchsystems. Neben dem Pitchantrieb ist es die Pitchsteuerung und -regelung, die dafür sorgt, dass die Rotorblätter individuell nach dem berechneten Pitchwinkel ausgerichtet werden. Dies hat Einfluss auf den Wirkungsgrad und die Lastannahme der Anlage.

Die Pitchsteuerung muss nicht für jedes Rotor-Azimut den aerodynamisch optimalen Winkel für jedes Rotorblatt selber berechnen, da die Sollwerte bereits vorberechnet und in Pitchkurven abgespeichert wurden. Eine Pitchkurve definiert für jeden Rotordrehwinkel θ einen entsprechenden Pitchwinkel δ (siehe Abbildung 42). Die Pitchkurve bildet die Basiskurve für die Pitchregelung. Die Rotorblätter folgen versetzt um ihre eigene Position (je 120°) auf dem drehenden Rotor dieser Kurve. Das Pitchsystem ist also dauernd in Bewegung, unabhängig davon ob der Pitch durch die übergeordnete Drehzahlregelung noch zusätzlich moduliert wird.

Weil die Kurve den ändernden Windverhältnissen angepasst werden muss, sind mehrere Kurven definiert, jeweils für verschiedene Windgeschwindigkeiten. Die Kurve muss auch der Windrichtung nachgeführt werden, indem sie um den entsprechenden Winkel verschoben wird. Zwischen den diskreten Werten wird durch die Pitchsteuerung interpoliert.

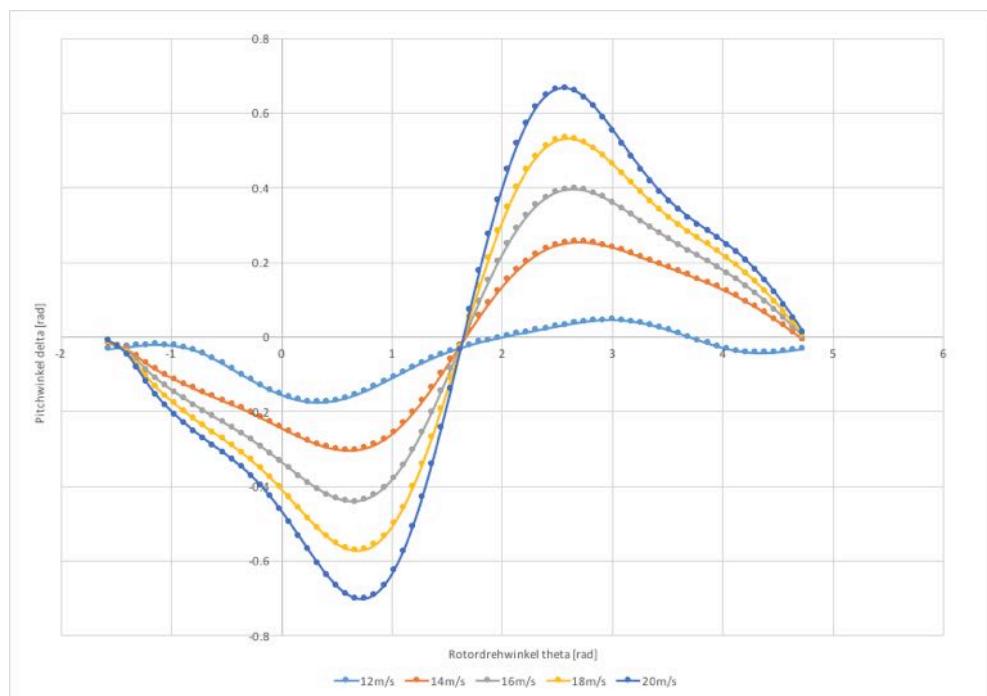


Abbildung 41: Pitchkurven für unterschiedliche Windgeschwindigkeiten

3.4.5.3. Komponenten

Abbildung 43 zeigt schematisch, wie das gesamte Regelungssystem modelliert werden kann.

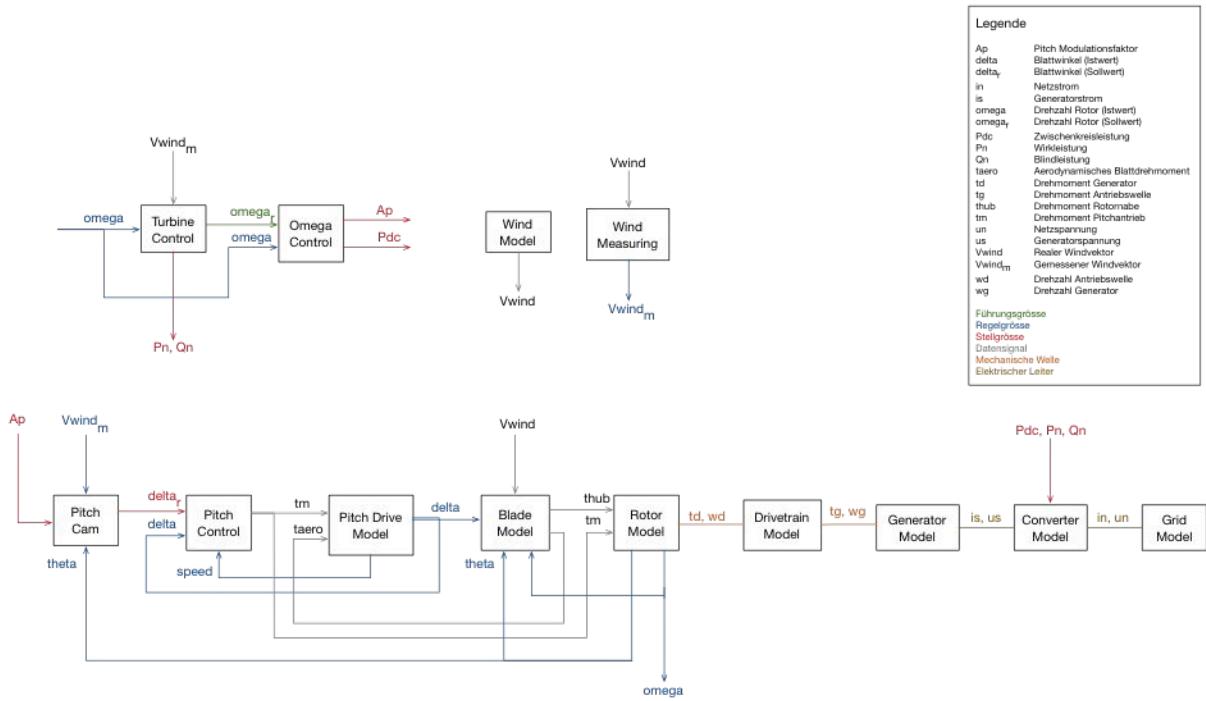


Abbildung 42: Regelstruktur der Windturbine

- **Turbine Model**

Entspricht der Turbinensteuerung mit der Schnittstelle zum Regelungssystem. Entsprechend dem aktuellen Betriebszustand der WEA und den externen Vorgaben wird die Netzeleistung P_n (Wirkleistung) und Q_n (Blindleistung) sowie die Solldrehzahl des Rotors ω_r vorgegeben.

- **Omega Control**

Ist der Drehzahlregler des Rotors. Er regelt die Drehzahl über den Pitch Modulationsfaktor Ap , welcher den Rotorblattwinkel vergrößert oder verkleinert und bestimmt die Zwischenkreisleistung Pdc des Umrichters, die der Generatorleistung entspricht. Die entnommene Leistung wird über die Leistungskennlinie des Rotors abhängig von der Rotordrehzahl definiert.

- **Wind Model**

Simuliert die Windsituation in der Umgebung der Windturbine. Die Windströmung wird mit Windvektoren V_{wind} , bestehend aus punktueller Windgeschwindigkeit und Windrichtung, gebildet. Im einfachen Fall handelt es sich um einen zeitlichen Verlauf einer laminaren Strömung mit konstanter Luftdichte. Wenn die Strömung turbulent wird, kann das Windmodell sehr komplex werden.



- **Wind Measuring**
Entspricht dem Modell der Windmessung. Weil die realen physikalischen Größen für das Regelungssystem nicht zur Verfügung stehen, sondern über Messgeräte und durch die Signalanalyse zeitverzögert und verfälscht erfasst werden, entsteht ein neuer, gemessener Windvektor $V_{wind,m}$.
- **Pitch Cam**
Entspricht der Pitchsteuerung. Bestimmt aus der gemessenen Windgeschwindigkeit die Pitchkurve für die Rotorblätter. Es sind alle bekannten vorberechneten Kurven hinterlegt. Aus der gültigen Kurve wird dann mit dem Rotorwinkel θ und der gemessenen Windrichtung ein aktueller Soll-Pitchwinkel δ_{tar} ermittelt. Falls der Drehzahlregler aktiv ist und zusätzlich ge-pitched werden muss, wird der Blattwinkel noch mit dem Faktor A_p moduliert.
- **Pitch Control**
Entspricht dem Pitchregler als Lageregler. Regelt den Blattwinkel (Pitch) der Rotorblätter δ entsprechend dem Sollwert δ_{tar} über das Drehmoment der Pitchantriebe t_m . Für den unterlagerten Geschwindigkeitsregler wird zusätzlich die aktuelle Drehgeschwindigkeit $speed$ der Pitchantriebe verarbeitet.
- **Pitch Drive Model**
Ist das Modell des Pitchantriebs mit Motor, Drehachse und Rotorblatt. Durch das vom Motor gestellte Drehmoment t_m , dem durch aerodynamischen Kräfte erzeugte Lastmoment t_{aero} und der Trägheit des Blatts bewegt sich das Blatt in die neue Position δ .
- **Blade Model**
Entspricht der aerodynamischen Schnittstelle des Rotorblatts. Mit dem aktuellen Windvektor V_{wind} wirken abhängig vom Blattwinkel δ , der Rotordrehzahl ω , dem Rotorwinkel θ und der Windrichtung aerodynamische Kräfte auf das Blatt, die am Blatt das Drehmoment t_{aero} und an der Rotornabe das Drehmoment t_{hub} erzeugen.
- **Rotor Model**
Entspricht dem mechanischen Modell des Rotors. Die an der Nabe wirksamen Drehmomente t_{hub} und t_m übertragen sich mit der Trägheit des Rotors auf die Antriebswelle und beschleunigen diese mit dem resultierenden Antriebsmoment t_d auf die Drehzahl ω_d . An der Welle befindet sich der Drehgeber, der den Rotorwinkel θ und die Rotordrehzahl ω misst.
- **Drive Train Model**
Bildet das mechanische Modell der Antriebswelle mit der Übersetzung des Getriebes. Enthalten ist auch die Steifigkeit und Dämpfung der Welle. Abgegeben wird das Drehmoment t_g , das den Generator mit der Drehzahl ω_g antreibt.
- **Generator Model**
Entspricht der elektromechanischen Umwandlung vom Rotor auf den Stator einer PMSM. Der permanenterregte Rotor wird über das Getriebe angetrieben und generiert auf der Statorseite bei der Spannung u_s den Strom i_s .
- **Converter Model**
Entspricht dem gesamten Umrichtersystem für die elektrische Energieübertragung. Die vom Generator abgenommene elektrische Leistung wird mit dem generatorseitigen Umrichter über die Stellgröße P_{dc} geregelt. Der Hauptumrichter regelt nicht nur die elektrische Übertragung ins Netz, sondern auch den Wirk- und Blindleistungsanteil entsprechend den externen Vorgaben von P_n und Q_n .



- **Grid Model**

Bildet das Mittelspannungsnetz mit der elektrischen Impedanz, Spannung und Frequenz. Die Normwerte können sich durch Störungen verändern oder das Netz kann total ausfallen, wofür das Umrichtersystem und die Turbinensteuerung reagieren muss.

3.4.5.4. Simulation

3.4.5.4.1. Modellbildung

Die Simulation wurde hauptsächlich für die Berechnung der Lasten und Auslegung der Regelung erstellt. Es können beliebige transiente Vorgänge berechnet und visualisiert werden. Es werden nur aerodynamische und mechanische Modelle berücksichtigt. Die elektrischen Eigenschaften, vor allem der Netz- und Pitchumrichter Systeme, werden zur Vereinfachung weggelassen.

Für die Simulation wurde das reale Modell folgendermassen vereinfacht:

- Die Simulation läuft zeitdiskret mit einer Auflösung zwischen 10ms und 40ms, je nach Anforderung.
- Die definierten Eigenschaften der enthaltenen Komponenten basieren auf dem aktuellen Entwicklungsstand der Turbine. Wo noch keine Werte vorhanden sind, wurden Annahmen gestützt auf Erfahrungswerten getroffen.
- Das mechanische Modell bildet nur Rotationsbewegungen ab. Es wirken also nur Drehmomente und die Steifigkeiten und Dämpfungen beziehen sich nur auf Torsion.
- Turbine Control: Nur die für das Regelungssystem relevanten Funktionen, vor allem die Soll-drehzahl des Rotors werden simuliert. Der Sollwert kann sich zeitlich ebenfalls verändern, z.B. wenn die Drehzahl beim Hoch- oder Runterfahren der Turbine rampenförmig verlaufen soll. Keine Vorgabe von Wirk- oder Blindleistung, weil das Umrichtersystem fehlt.
- Wind Model: Hier sind die Winddaten von allen Lastfällen hinterlegt, die simuliert werden können. Die Windströmung wird als zeitlicher Verlauf von Windvektoren gebildet.
- Wind Masurin: Für die Erfassung der Windgeschwindigkeit wird ein Tiefpassfilter mit einer Zeitkonstante von 2 Minuten angewendet und auf eine Dezimalstelle gerundet. Die Windrichtung wird mit einer Zeitkonstante von 3 Sekunden gefiltert und auf ganze Winkelgrade gerundet.
- Pitch Drive Model: Vom Pitchantrieb ist nur das Rotorblatt als starre Drehachse mit Trägheitsmoment modelliert. Die sehr schnell und präzise geregelten elektrischen Komponenten Motor und Frequenzumrichter erscheinen im Vergleich zum eher trügen Rotorblatt nahezu ideal und werden deshalb ignoriert. Die Sättigungseffekte vom Motor und Umrichter werden als Limiten jedoch berücksichtigt.
- Blade Model: Diverse Vereinfachungen und Interpolationen, um es vernünftig berechenbar zu machen. Außerdem wurden keine Steifigkeit und Dämpfung des Rotorblatts und der Rotorarme berücksichtigt. Dies führt zu tendenziell konservativeren Lastannahmen.
- Drive Train Model: Nur eine Steifigkeit und Dämpfung von der Rotornabe bis zum Getriebe. Die Verluste wie z.B. Reibung werden pauschal als Bremsmoment abgezogen.



- Generator Model: Das Modell beschränkt sich im Wesentlichen auf eine träge angetriebene Rotationsmasse, die mit einem dem elektrischen Generatormoment vergleichbaren mechanischen Moment belastet wird. Die elektrische Seite des Generators wird vernachlässigt, weil sie sehr kleine Zeitkonstanten aufweist und durch die schnelle Regelung des Umrichters nahezu ideal wird. Die elektrischen und mechanischen Verluste wirken pauschal zusätzlich bremsend.
- Converter Model: Aus der vorgegebenen Zwischenkreisleistung wird abhängig von der Generatordrehzahl das Generatormoment berechnet und im mechanischen Modell des Generators angewendet. Es sind keine elektrischen Funktionen des Umrichters enthalten. Deren Einflüsse sind zu gering und können darum vernachlässigt werden.
- Grid Model: Die Abbildung des Netzes entfällt dank der vollständigen Entkopplung von Generator und Netz durch die elektrische Umrichtung. Die Turbine „sieht“ nur noch den Generator. Aus Sicht der Windturbine verhält sich das Umrichtersystem und damit die Netzlast wie eine mechanische Belastung der Anlage.

3.4.5.4.2. Software

Es wurden zwei voneinander unabhängige Simulationen der Windturbine mit verschiedener Software entwickelt, die sich hauptsächlich im aerodynamischen Modell unterschieden:

- DMSM_T (MATLAB Version 2015b): Aerodynamisch sehr detailliertes 3D-Modell des Rotors mit CFD. Das gesamte Programm ist in MATLAB Code geschrieben. Dementsprechend lange dauert die Ausführung, liefert aber präzise Resultate. Wird für die finale Berechnung der Lastfälle und der Pitchkurve eingesetzt.
- ControlVerticalSky (PLECS Version 4.0.4): Vereinfachtes performantes 2D-Modell, aber ausreichend realistisch, um damit den Regler testen und optimieren zu können. Die mechanischen Komponenten sind diskret mit Elementen aus der umfangreichen Programmbibliothek aufgebaut. Die Aerodynamik und Mechanik der Rotorblätter und Rotorarme sind in der Programmiersprache C umgesetzt.

Weil die Simulationsumgebung von PLECS grafisch mit Blockschaltbildern arbeitet und die Ergebnisse besser visualisiert, wird in diesen Ausführungen der Einfachheit halber auf diese Simulation Bezug genommen.

Abbildung 44 zeigt die Simulationsumgebung auf der obersten Ebene. Im Unterschied zur Abbildung 43 erscheinen hier nur die Komponenten, die für das Regelsystem funktional von Bedeutung sind. Im Block Scope sind alle grafischen Plots zusammengefasst.

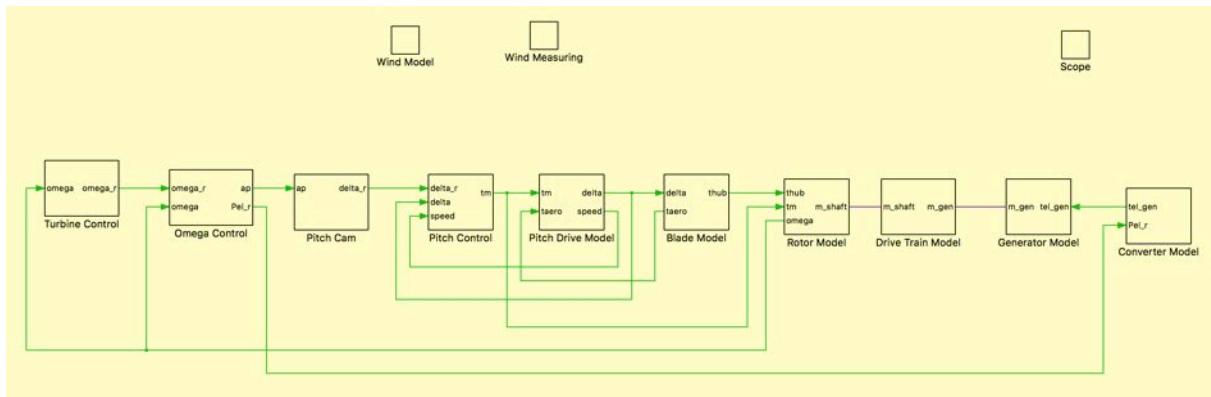


Abbildung 43: Simulationsumgebung im PLECS (Top Level)

3.4.5.4.3. Simulationsbeispiele

Es werden 2 Beispiele von Lastfällen erläutert. Der zeitliche Verlauf der Simulation ist in den Abbildungen unten wiedergegeben (Zeitachse in Sekunden).

Beispiel 1: Windböe (Teillastbereich)

Startbedingungen:

- Mittlere Windgeschwindigkeit 5 m/s
- Rotor Drehzahl stabil 0.72 rad/s
- Generatorleistung ca. 62 kW

Situation:

- Konstanter Wind. Nach einiger Zeit Anstieg der Windgeschwindigkeit auf 12 m/s und bleibend. Dann wieder zurück auf 5 m/s. Keine Änderung der Windrichtung.
- Turbine arbeitet durchgehend im Teillastbereich. Der Generator nimmt gemäss Rotorkennlinie die der Drehzahl entsprechende Leistung ab.
- Keine Drehzahlregelung aktiv solange keine Begrenzung der Drehzahl nötig ist. Die Anlage findet ihren Arbeitspunkt gemäss Kennlinie ungeregelt.

Ergebnis:

- Mit ansteigender Windgeschwindigkeit erhöht sich auch die Rotordrehzahl und die generierte Leistung langsam. Die Turbine erreicht einen neuen stabilen Arbeitspunkt, der etwa dem Nennbetrieb entspricht wo die aerodynamische Rotorleistung der Generatornennleistung entspricht.
- Der Drehzahlregler muss nicht eingreifen, weil die Drehzahl nicht zu hoch wird, und die Lasten bleiben im zulässigen Bereich.
- Die Pitchkurve bleibt im Teillastbereich unverändert. Deshalb spielt die durch die Messung auftretende Verzögerung bei der Windgeschwindigkeit für das Pitchsystem keine Rolle. Das Pitchsystem ist nicht stark belastet und kann die Kurve gut ausregeln.

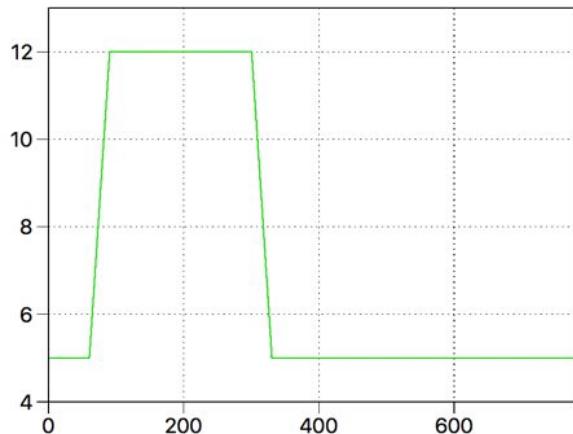


Abbildung 44: Beispiel 1: Windgeschwindigkeit (m/s)

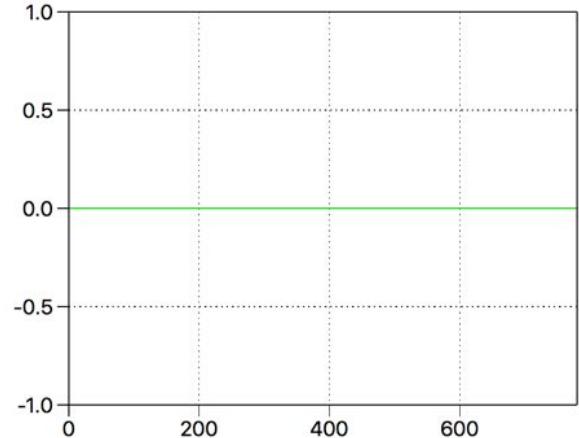


Abbildung 45: Beispiel 1: Windrichtung (grad)

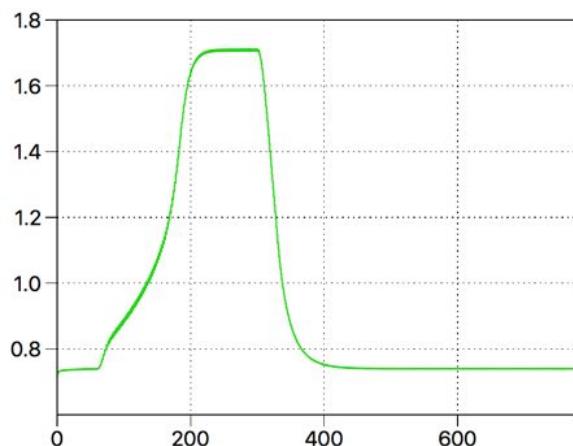


Abbildung 46: Beispiel 1: Rotordrehzahl (rad/s)

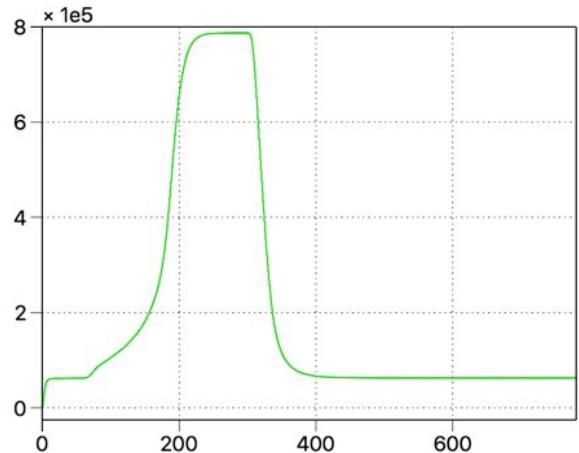


Abbildung 47: Beispiel 1: Generatorleistung (Watt)

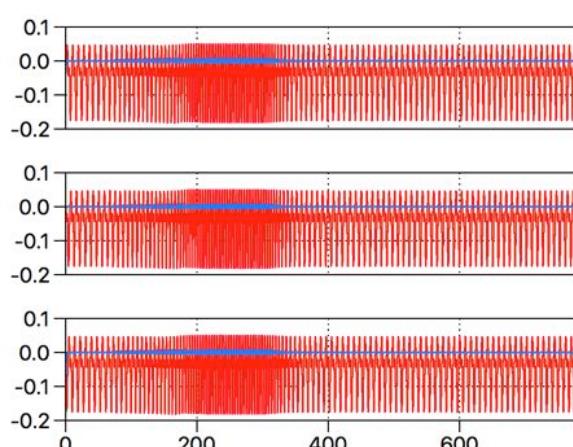


Abbildung 48: Beispiel 1: Soll-/Ist-Pitch der 3 Rotorblätter (grün/rot überlagert) (rad), blau: Regelfehler/Abweichung (rad)

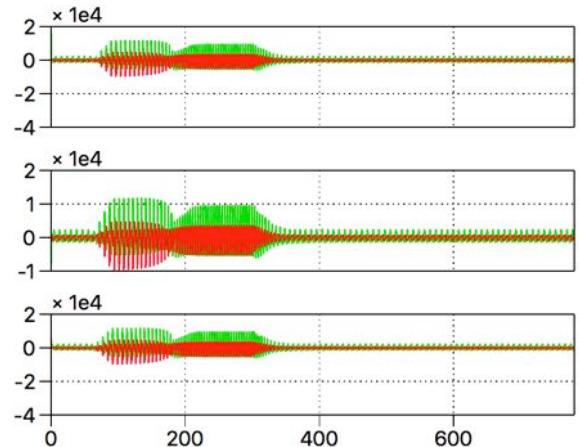


Abbildung 49: grün: Beispiel 1: Antriebsmoment der 3 Rotorblätter (Nm), rot: Aerodynamische Lastmomente (Nm)

Beispiel 2: Turbulentes Windfeld (Vollastbereich)

Startbedingungen:

- Mittlere Windgeschwindigkeit 12 m/s
- Rotor Nenndrehzahl 1.725 rad/s
- Generatorleistung ca. 800 kW

Situation:

- Der Wind ändert Geschwindigkeit und Richtung permanent entsprechend dem definierten turbulenten Windfeld
- Die Windmessung ist zu träge um die Windturbulenzen ausreichend schnell zu erfassen und in der Regelung zu berücksichtigen. So verändert sich die Basis-Pitchkurve nur sehr langsam und muss zwingend durch den Regler moduliert werden.
- Drehzahlregelung soll ein Überdrehen des Rotors verhindern, indem die Rotorblätter kontinuierlich aus dem Wind gedreht werden und so Auftrieb verlieren. Die Generatorleistung wird lau-Fend der Drehzahl angepasst. Der Rotor soll nicht unnötig stark abgebremst werden, um möglichst viel Energie aus dem Wind zu nutzen.

Ergebnis:

- Der Drehzahlregler verhindert die Überdrehzahl des Rotors. Durch den stark schwankenden Wind ändert sich aber auch die Drehzahl und Leistung der Turbine entsprechend.
- Die Rotorblätter weichen durch das zusätzliche Pitchen und die hohen Windlasten teilweise erheblich von ihrer ursprünglichen Pitchkurve ab. Sie folgen aber mit relativ hoher Genauigkeit der berechneten Führungsgröße.
- Die aerodynamischen Lastmomente können durch die Turbulenz den Antrieb teilweise überlasten, sodass das Blatt von seiner geregelten Position weggedrückt wird. Trotz den durch die Überlastung auftretenden Regelfehlern bleibt der Pitchregler stabil und korrigiert die Abweichung so gut wie möglich aus.

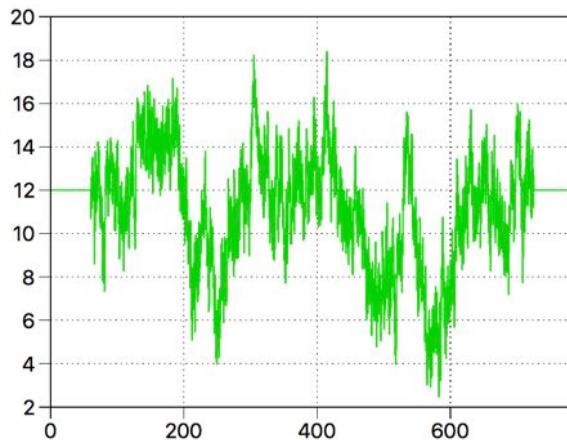


Abbildung 50: Beispiel 2: Windgeschwindigkeit (m/s)

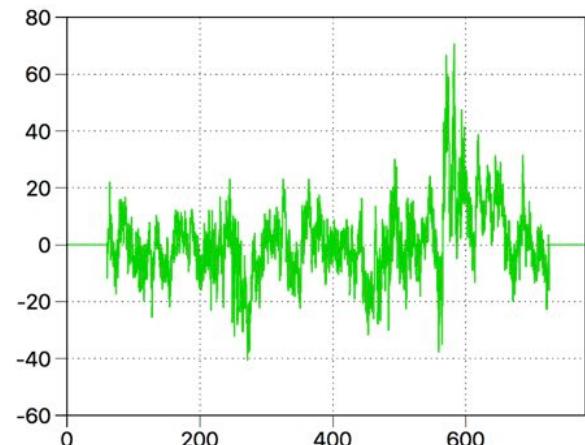


Abbildung 51: Beispiel 2: Windrichtung (grad)

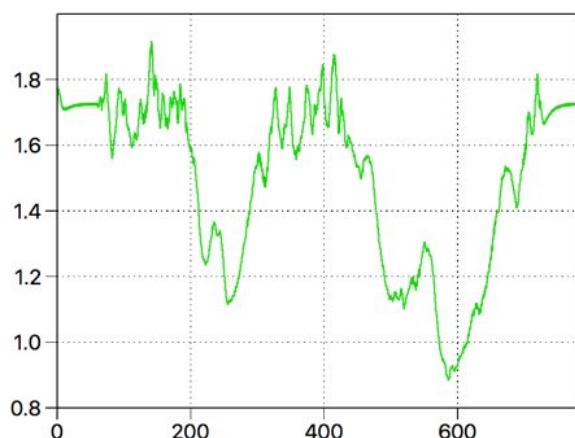


Abbildung 52: Beispiel 2: Rotordrehzahl (Rad/s)

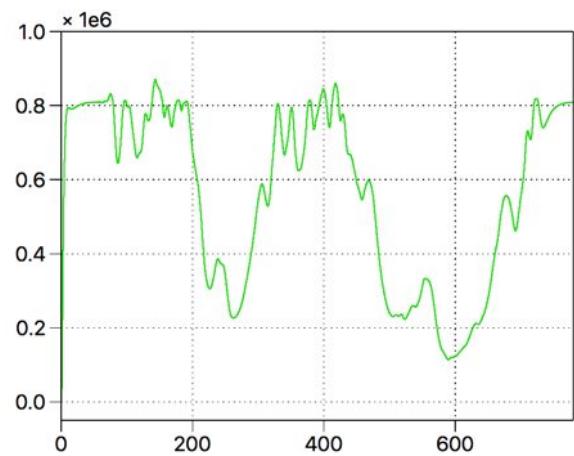


Abbildung 54: Beispiel 2: Generatorleistung (Watt)

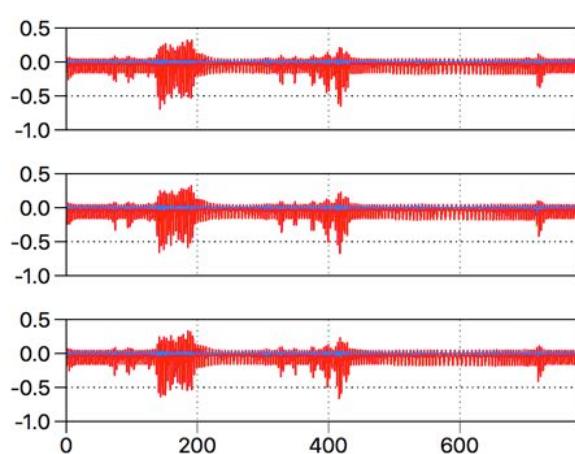


Abbildung 53: Beispiel 2: Soll-/Ist-Pitch der 3 Rotorblätter (grün/rot überlagert) (rad), blau: Regelfehler/Abweichung (rad)

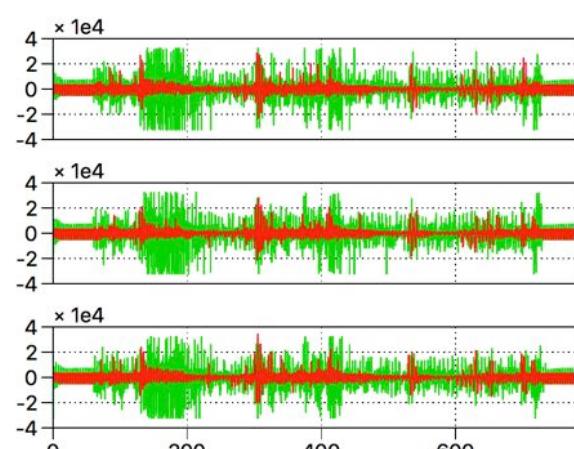


Abbildung 55: Beispiel 2: grün: Antriebsmoment der 3 Rotorblätter (Nm), rot: Aerodynamische Lastmomente (Nm)

3.4.5.5. Regelstrecke

3.4.5.5.1. Pitchantrieb

Der Pitchantrieb (Pitch Drive Model) beinhaltet den elektromechanischen Direktantrieb der 3 Rotorblätter. Der Antrieb, ein hochpoliger permanenterregter Synchronmotor mit grossem Stellmoment und der leistungsfähige Motorumrichter erlauben eine exakte und schnelle Positionierung auch bei hohen Beschleunigungen und Lasten. Die unterlagerte elektrische Spannungs-/Stromregelung zwischen Umrichter und Motor ist so schnell, dass das gestellte Drehmoment nahezu ideal auf die Achse übertragen wird. Aus diesem Grund kann die Antriebsstrecke auf eine rein starre mechanische Drehachse mit Trägheitsmoment reduziert werden, die vom Antriebs- und Lastmoment beschleunigt bzw. gebremst wird. Einzig die Begrenzung des Drehmoments von der Drehmoment-/Drehzahlkennlinie des Motors muss berücksichtigt werden.

Für das Feedback wird sowohl das Positions- wie auch das Geschwindigkeitssignal des Gebers verwendet. Die Signale können dank ihrer hohen Genauigkeit und Dynamik als ideal angenommen werden. Auch wenn die übergeordnete Lageregelung nicht so hohe Genauigkeitsanforderungen hat, ist ein absoluter, fein aufgelöster Drehgeber unabdingbar für die Kommutierung des Motors. Die Geber signale wandeln die Beschleunigung der Achse in eine Geschwindigkeits- bzw. Winkelveränderung um. Durch die doppelte Integration erreicht die Strecke den 2. Grad und ist ausgleichend. Das Trägheitsmoment des Rotorblatts wirkt der Beschleunigung entgegen bzw. verzögert diese. Die Positionierung ist im Normalfall genau genug, um den benötigten Auftrieb am Rotorblatt zu erzeugen. Zu genau macht keinen Sinn, weil die Pitchkurve durch leichte Turbulenzen ohnehin verfälscht wird.

Die am Blatt erzeugten Auftriebskräfte führen zu einem resultierenden Drehmoment, das der Antrieb kompensieren muss. Es wirkt asymmetrisch zur Pitchkurve immer so, dass das Blatt in den Wind drehen möchte. Die Schwierigkeit beim direkten Pitchantrieb ist, dass die Blattkräfte bei steigender Windgeschwindigkeit stark zunehmen. Der Antrieb ist in den meisten Lastfällen über- aber im Extremfall eher unterdimensioniert. Dies wird nochmals verschärft, indem das Blatt dem beschleunigenden Rotor folgen muss und die Pitchkurve „schneller wird“. Dann wird der Antrieb überlastet und kann der Kurve nicht mehr genau folgen, was zu einem Überschwingen führt. Solange das im Rahmen bleibt, sind auch die Lasten tolerierbar und der Regler behält die Kontrolle, ansonsten würde der Pitchantrieb mit dem Blattmodell mitgekoppelt und schwingfähig werden. Durch das Fehlen eines Getriebes oder andere mechanische Entkopplungen, muss der Antrieb für die Maximallastfälle ausgelegt werden oder tolerant gegenüber Schleppfehlern sein.



3.4.5.5.2. Rotorblatt

Das Blade Model bestimmt, welche aerodynamischen Kräfte bei einem gestellten Pitchwinkel in der momentanen Situation der Turbine auf das Rotorblatt und die Struktur übertragen werden und letztlich zum Antrieb des Rotors führen.

Das Rotorblatt besteht aus einem symmetrischen Profil (NACA0021). Der Drehpunkt des Pitchantriebs befindet sich vor dem Auftriebsmittelpunkt des Blatts. Der Abstand ist so dimensioniert, dass es immer rückstellend wirkt, also der Auftrieb das Blatt immer am Wind ausrichtet und damit in Ruhelage zurückbringt. Auf diese Weise wirkt es tendenziell immer lastmindernd.

Die Strecke ist wie folgt aufgebaut:

- Berechnung der resultierenden Anströmung aus der Windgeschwindigkeit und -richtung und der relativen Geschwindigkeit und Position des mit dem Rotor drehenden Blatts
- Berechnung des Anstellwinkels aus dem Pitchwinkel und der resultierenden Anströmung
- Ermittlung der am Blatt auftretenden Auftriebs- und Widerstandskräfte mit den aerodynamischen Koeffizienten aus den Polaren des Blattprofils
- Umrechnung der Kräfte auf ein resultierendes Drehmoment am Rotorblatt und an der Rotorange. Letztere treibt den Rotor an und erzeugt mechanische Energie. Das Rotorblatt muss vom Pitchantrieb gehalten werden.

Der Ausgang, die resultierenden Drehmomente, sind von mehreren Eingangsgrößen abhängig, hauptsächlich:

- Windgeschwindigkeit und -richtung
- Rotorgeschwindigkeit und -position
- Pitchwinkel aller 3 Rotorblätter

Wenn man sich nur für das Rotordrehmoment interessiert, weil normalerweise der Pitchantrieb die Blattkräfte ausregelt und die Pitchkurve einhält, ist dieses immer noch mathematisch sehr komplex. Die Aerodynamik bei der Rotordrehung führt zu nichtlinearen und zeitvarianten Abhängigkeiten. Noch schwieriger wird es, wenn durch anspruchsvolle Lastfälle Sättigungsgrenzen erreicht werden.

Das rotierende Blatt erzeugt in der mehr oder weniger konstanten Windströmung starke Verzerrungen des Anstellwinkels über eine Rotorumdrehung. Auch die resultierende Anströmgeschwindigkeit des Blatts fällt oder steigt durch die relative Bewegung mit oder gegen den Wind stark. Zudem ändert sich die Richtung der Auftriebskraft mit der Rotation und damit die antreibende Komponente des Rotors. Diese Effekte werden zwar durch die Summe der 3 Rotorblätter etwas ausgeglichen, trotzdem schwankt der Antrieb der Rotornabe stark. Das mittlere Antriebsmoment ändert sich durch die Energieumwandlung im Rotor bei konstanter Schnelllaufzahl quadratisch zur Drehzahl.

Durch eine vorberechnete optimale Pitchkurve werden die Rotorblätter so gesteuert, dass der Rotor möglichst harmonisch und effizient angetrieben oder gebremst wird. Der Drehmomentverlauf an der Rotornabe zeigt dann wie in Abbildung 57 eine leicht verzerrte harmonische Schwingung mit der dreifachen Frequenz der Rotordrehgeschwindigkeit. Das aerodynamische Lastmoment eines Rotorblatts in Abbildung 58 zeigt ebenfalls die Bewegung des Rotors.

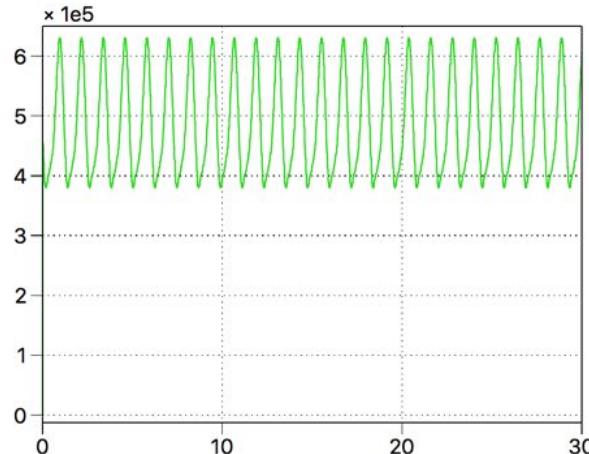


Abbildung 56: Blade Model: Antriebsmoment der Rotorblätter (Nm) bei 12 m/s Windgeschwindigkeit

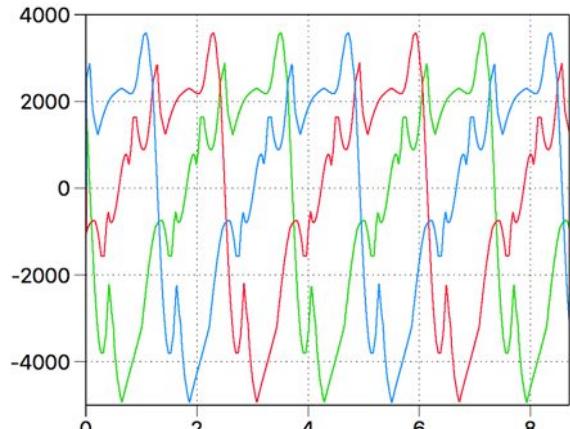


Abbildung 57: Blade Model: Aerodynamisches Lastmoment der 3 Rotorblätter (Nm) bei 12 m/s Windgeschwindigkeit

Bei stabilen Windverhältnissen funktioniert das problemlos. Bei langsamen Windänderungen, die von der Windmessung rechtzeitig erkannt werden, kann die Pitchkurve genügend schnell nachgeführt werden. Schwierig wird es, wenn der Wind z.B. bei einer kräftigen Böe schneller dreht oder zunimmt als die Messverzögerung. Dies führt zu hohen Störungen und Veränderungen der Regelstrecke! Wenn nämlich das Blatt bei hoher Windgeschwindigkeit falsch ausgerichtet wird, können sehr hohe Lasten für das Blatt und den Rotor entstehen. Besonders für Anstellwinkel im Bereich des Strömungsabrisses ändern sich die Blattkräfte extrem. Deshalb beinhalten die Pitchkurven Reserven, um auch bei verfälschter Windrichtung genügend Abstand zu kritischen Anstellwinkeln zu halten. Trotzdem besteht die Herausforderung des Pitchsystems darin, auch bei hoher Belastung diese kritischen Stellen zu vermeiden.

3.4.5.5.3. Triebstrang

Der Triebstrang ist ein rein rotativ gekoppeltes, mechanisches System, hauptsächlich bestimmt durch Rotorwelle, Getriebe und Generator. Die Antriebsmomente des Rotors werden durch die Nabe auf die Welle übertragen und mit dem Getriebe auf den Generator übersetzt. Der Triebstrang entspricht also einer linearen Drehmoment-/Drehzahlumwandlung vom Rotor zum Generator. Aus den Drehmomenten von Rotor und Generator und der Trägheit des Gesamtsystems ergibt sich die Bewegung des Rotors, die über einen Geber als Positions- und Geschwindigkeitssignal erfasst wird.

Die Verluste von Hauptlager, Getriebe und Generator sind drehmoment- und/oder drehzahlabhängig. Beim Generator wird die gemäss Drehzahl und Kennlinie die erwartete Leistung abgenommen. Allerdings bringt die Steifigkeit des Triebstrangs Eigenfrequenzen ins Spiel, die durch die Rotorbewegung angeregt werden können. Diese werden natürlich schon im Design möglichst vermieden. Es ist auf eine möglichst hohe Torsionssteifigkeit und -dämpfung zu achten, um die Eigenfrequenzen weit weg von der Grundschwingung des Rotors zu legen und die Anregung durch Turbulenzen zu verhindern. In der Simulation wurde genügend Dämpfung eingebaut, dass die Schwingungen abklingen.

Durch die Momentschwankung des Rotors bleibt aber eine Grundschwingung, die sich bis zum Generator fortpflanzt und durch die drehzahlabhängige Leistungskennlinie leicht angeregt wird. Sie wird in Abbildung 59 und Abbildung 60 zeitverschoben sichtbar, hält sich aber in akzeptablen Grenzen. Natürlich oszilliert dabei auch die Generatorleistung gleichermaßen, was allerdings vom Umrichtersystem problemlos ausgeglichen wird.

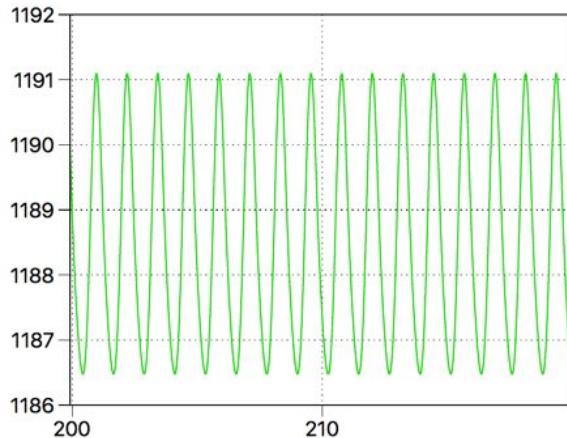


Abbildung 58: Generatordrehzahl (rpm) bei 12 m/s Windgeschwindigkeit

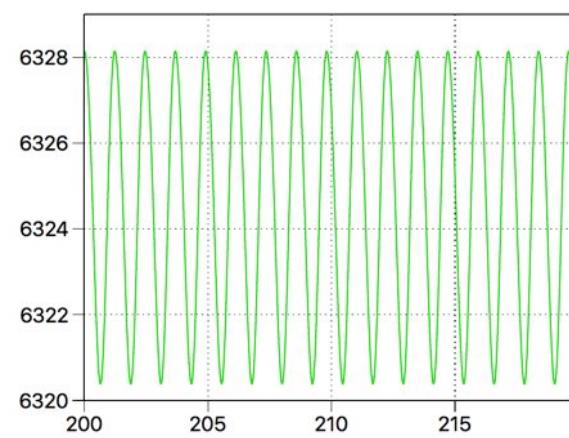


Abbildung 59: Generatormoment (Nm) bei 12 m/s Windgeschwindigkeit

3.4.5.5.4. Windmessung

Die Messung der Windgeschwindigkeit und -richtung ist für die Steuerung und Regelung der Anlage von zentraler Bedeutung. Hier wird nur auf den regelungstechnischen Aspekt eingegangen.

Die Windverhältnisse werden mit verschiedenen Sensoren verteilt auf der Anlage gemessen, wo die Strömungsverhältnisse besonders günstig sind. Trotzdem schwankt die Messgröße stark, weil das Windfeld außerhalb des Rotors im Allgemeinen schon stochastisch ist und durch die Interferenz mit dem Rotor zusätzlich verwirbelt wird. Die Sensoren messen also ein verzerrtes Signal, das zuerst gefiltert werden muss, was im Weiteren zu Messfehlern und -verzögerungen führt. Problematisch dabei ist der Konflikt, dass möglichst nahe am Blatt gemessen werden muss, wo gleichzeitig die Turbulenz am grössten ist. Außerdem muss berücksichtigt werden, dass die Windgeschwindigkeit über die Höhe exponentiell zunimmt.

Durch CFD-Berechnungen wurden bereits Positionen auf der Anlage eruiert, bei denen ein guter Kompromiss zwischen Messqualität und Relevanz vorhanden ist. Weil eine umfassende genaue Messung von entscheidender Bedeutung für die Regelqualität ist, werden für die Pilotanlage möglichst viele Sensoren installiert und ausgewertet. Die Evaluation von Ultraschallsensoren und deren Integration auf der Anlage ist Gegenstand von laufenden Untersuchungen. Im aktuellen Entwicklungsstand werden diese nur grob simuliert.

Für eine möglichst genaue und schnelle Erfassung werden hohe Anforderungen an die Signalverarbeitung gestellt. Schlussendlich wird wahrscheinlich eine intelligente Fusion der Messsignale von allen Sensoren die beste Wirkung erzielen. Um unerwünschte Turbulenzen und Interferenzen in der Messung ausreichend zu filtern und das Nutzsignal nicht zu verfälschen, werden Filter mit hoher Steilheit und kleiner Verzögerung benötigt. Aktuell werden noch einfache lineare Tiefpassfilter ersten Grades eingesetzt. Hier steckt mit diskreten mehrstufigen Filtern sicher noch Verbesserungspotential drin.

Die Pitchkurve wird möglichst direkt der gemessenen Windrichtung nachgeführt, weil während der Rotordrehung der Anströmwinkel des Rotorblatts sowieso ständig dreht. In der Simulation wird die Windrichtung mit einer Zeitkonstante von 3s gefiltert (siehe Abbildung 62). Für die Windgeschwindigkeit wird aus Erfahrung und Normwerten eine Zeitkonstante von 10min eingesetzt (siehe Abbildung 61). Die gemessene Windgeschwindigkeit und damit auch die ausgewählte Pitchkurve können sich also nur sehr langsam ändern. Böen werden erst bei der Drehzahländerung bemerkt und können zu hohen kurzzeitigen Lasten führen, weil der Regler wegen der Messlücke erst spät eingreifen kann. Es ist von Vorteil für die Regelgüte und Lastminderung, mehr Entwicklungsaufwand in die Windmesstechnik zu investieren und nach weiteren technischen Lösungen zu suchen (Optimierungspotential).

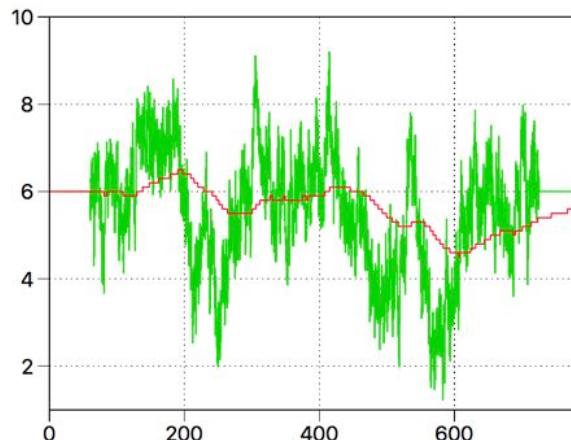


Abbildung 60: Reale und gemessene Windgeschwindigkeit (m/s)

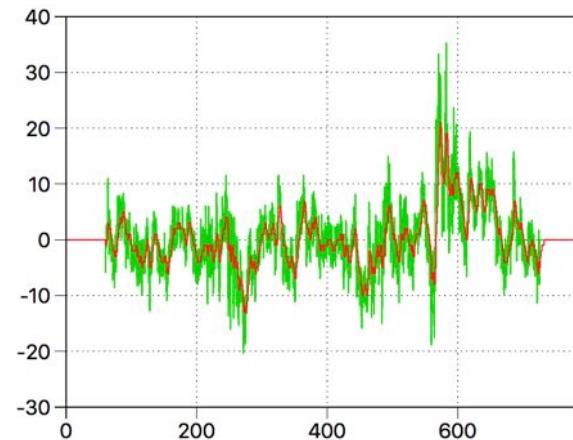


Abbildung 61: Reale und gemessene Windrichtung (grad)

3.4.5.6. Regler

3.4.5.6.1. Leistungskennlinie

Die Drehzahl der Turbine ist abhängig von der aufgenommenen Windleistung im Rotor und der beim Generator abgenommenen elektrischen Leistung. Die Generatorleistung ist bestimmt über die Drehzahl und die Kennlinie des Rotors (Beispiel siehe Abbildung 63). Diese Kennlinie bildet den Leistungsbeiwert der Anlage bei steigender Windgeschwindigkeit und konstanter Schnelllaufzahl ab. Bis zur Volllast, wo Drehzahl und Leistung abgeriegelt werden, steigt die Drehzahl linear bzw. die Leistung in der 3. Potenz mit der Windgeschwindigkeit an. Für jede konstante Windgeschwindigkeit ergibt sich daraus eine klar definierte Generatorleistung und eine stabile Drehzahl. Es handelt sich um ein sehr einfaches aber praxiserprobtes Regelkonzept zur Drehzahlstabilisierung im Teillastbetrieb. Die Leistungskennlinie ist immer massgebend für die Leistung. Im Vollastbereich kommt der Drehzahlregler mit Pitchverstellung dazu, während bei Teillast nur mit der Kennlinie gesteuert wird.

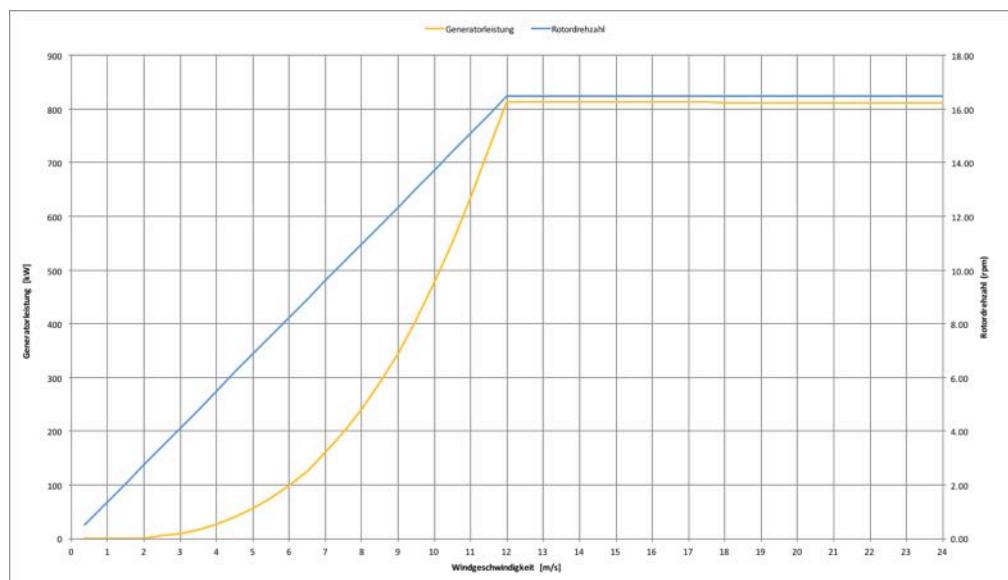


Abbildung 62: Leistungskennlinie des Rotors

Wenn die Windgeschwindigkeit ändert, beschleunigt oder bremst der Rotor und fährt entlang der Kennlinie, bis eine neuer stabiler Arbeitspunkt gefunden wird, wo der Generator genau soviel Leistung

abnimmt wie der Rotor liefert. Die Kennlinie gilt nur für die optimale Schnelllaufzahl, wo das Verhältnis zwischen Wind- und Rotorgeschwindigkeit konstant und optimal ist. Neben diesem Maximum nimmt der Leistungsbeiwert mit ändernder Schnelllaufzahl nur langsam ab. Weil die Windgeschwindigkeit bei Teillast relativ langsam ändert, bewegt sich die Drehzahl immer in der Nähe der Kennlinie. Die Kennlinie muss natürlich gut mit den tatsächlichen Werten übereinstimmen, sonst arbeitet die Anlage nicht mehr optimal. Sie wird bei der Inbetriebnahme durch Messungen an die realen Bedingungen angepasst.

Abbildung 64 und Abbildung 65 zeigen ein Beispiel von einem sprunghaften Anstieg der Windgeschwindigkeit im Teillastbereich. Der Rotor findet dank der Kennlinie immer eine optimale stabile Drehzahl. Auch wenn sich die Schnelllaufzahl durch den relativ zur Windgeschwindigkeit eher trügen Rotor temporär stark verschiebt.

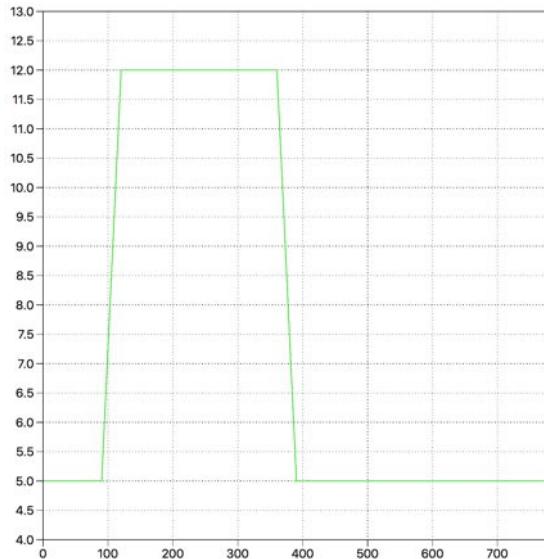


Abbildung 63: Teillastsprung: Windgeschwindigkeit (m/s)

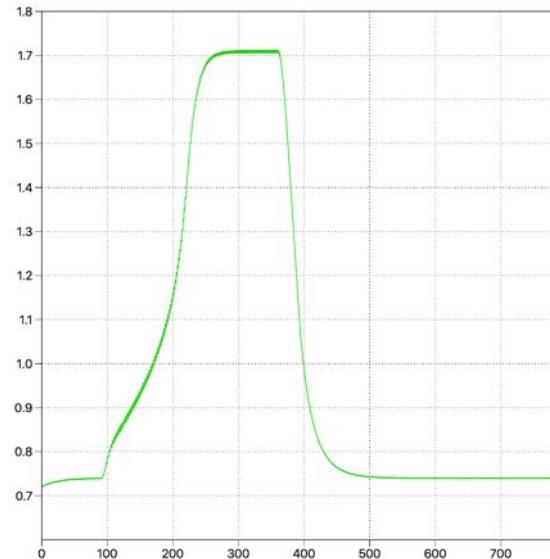


Abbildung 64: Teillastsprung: Rotordrehzahl (rad/s)

Kleinere Windturbulenzen werden durch die Trägheit des Rotors geglättet, ohne das regelungstechnisch eingegriffen werden muss wie Abbildung 66 und Abbildung 67 zeigen.

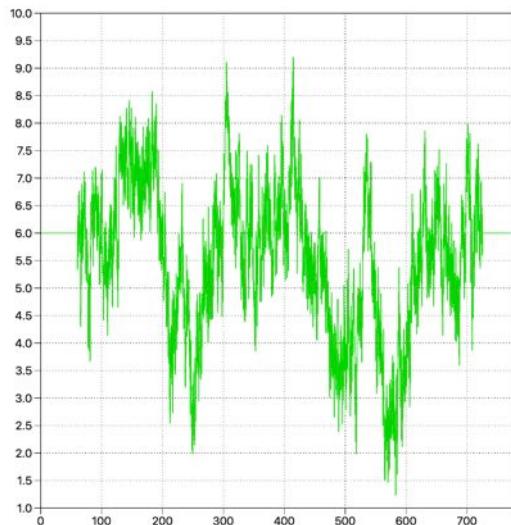


Abbildung 65: Teillastturbulenzen: Windgeschwindigkeit (m/s)

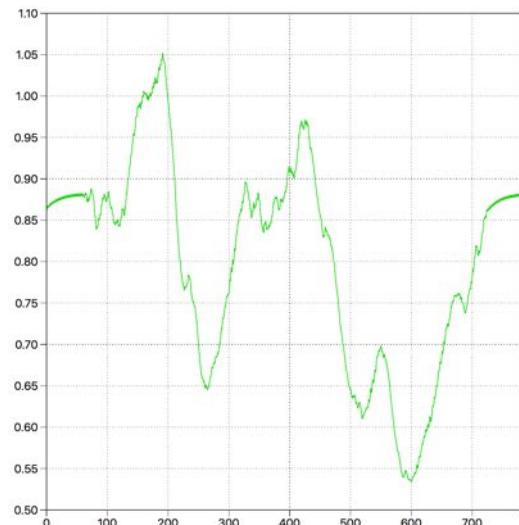


Abbildung 66: Teillastturbulenzen: Rotordrehzahl (rad/s)

Im Simulationsmodell implementiert ist eine Leistungs-/Drehzahl-Kennlinie des Rotors umgerechnet auf den Generator unter Berücksichtigung der Verluste des gesamten mechanischen Antriebsstrangs bis zur elektrischen Energieumwandlung. Das am Generator abgenommene Lastmoment wird über die ermittelte Leistung und die Rotordrehzahl berechnet.

3.4.5.6.2. Drehzahlregler (Omega Control)

Die Aufgabe des Drehzahlreglers ist es, bei Bedarf die Drehzahl der Turbine zu regeln. Eigentlich ist es ein Begrenzungsregler, der eine Überdrehzahl im Vollastbereich verhindert. Er kann aber auch auf einen tieferen Sollwert eingestellt werden oder einem Drehzahlverlauf folgen. Der Drehzahlregler ist aktiv wenn:

- Die Nenndrehzahl erreicht wird (Begrenzungsregelung), also in den Vollastbereich gewechselt wird
- Beim Anfahren der Rotor geregt beschleunigt wird
- Beim Abfahren der Rotor geregt abgebremst wird

In Abbildung 68 und Abbildung 69 muss der Drehzahlregler schnell eingreifen, um den Rotor vor der heftigen Windböe zu schützen. Der starke Anstieg der Windgeschwindigkeit führt zu Überschwingen, bis der Regler eingreifen kann und die Drehzahl auf Nenndrehzahl drosselt. Wenn der Wind wieder abnimmt und die Drehzahl genügend gesunken ist, schaltet sich der Regler ab.

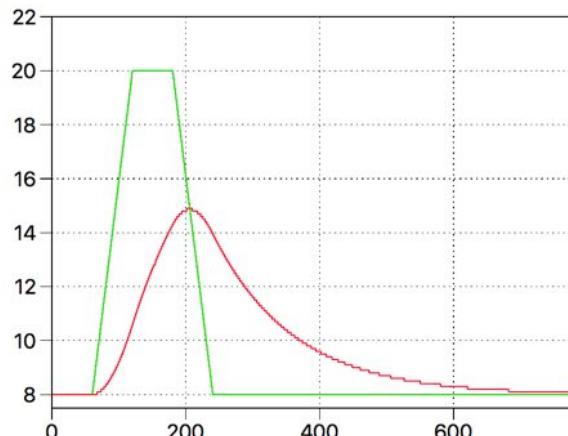


Abbildung 67: Drehzahlregler: Windgeschwindigkeit (m/s) real (grün) und gemessen (rot)

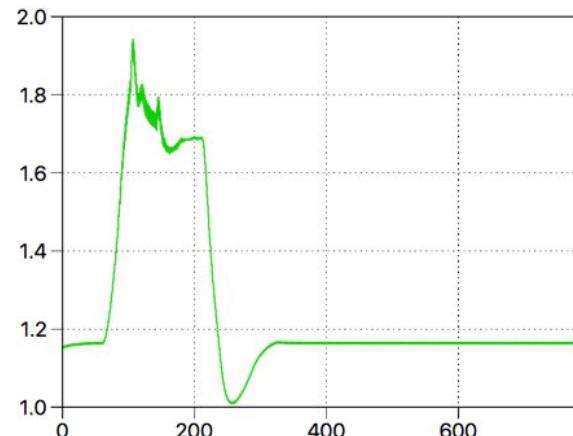


Abbildung 68: Drehzahlregler: Rotordrehzahl (rad/s)

Am effektivsten lässt sich die Leistung und damit die Drehzahl des Rotors über eine aktive Pitchverstellung der Rotorblätter steuern. So wird die Leistung direkt dort kontrolliert, wo sie entsteht. Für den Generator gilt immer noch die Leistungskennlinie. Um seine Drehzahl zu halten, verstellt (moduliert) der Drehzahlregler die aktuell gültige Basis-Pitchkurve so, dass die resultierende Kurve den Auftrieb der Rotorblätter verringert, um zu bremsen resp. vergrößert um zu beschleunigen. Damit kann er auf Windschwankungen reagieren oder eine neue Rotordrehzahl einstellen. Der Pitchregler versucht, dieser neuen Pitchkurve möglichst genau zu folgen und Störungen zu eliminieren.

Die Regelstrecke des geschlossenen Regelkreises beinhaltet:

- Pitch System: Pitch Cam, Pitch Control, Pitch Drive Model
- Blade Model
- Rotor Model



Im Idealfall überträgt sich der durch den Geschwindigkeitsregler modulierte Pitchwinkel durch das Pitchsystem unverfälscht und unverzögert auf das Rotorblatt und treibt den Rotor an bzw. bremst ihn. Dann sind nur noch das Blade und das Rotor Model spürbar. Die Aerodynamik wird in eine Rotorbewegung umgewandelt. Durch die Geschwindigkeitsmessung des Rotors erhält der Regelkreis den für Drehzahlregelungen üblichen integrierenden Charakter.

Es wurde ein klassischer PI-Regler für eine Drehzahlregelung implementiert. Weil die Windleistung mit Windböen sehr schnell ansteigt, benötigt der Drehzahlregler eine hohe Dynamik. Die hohe Verstärkung sorgt dafür, dass eine kleine Drehzahländerung zu einem schnellen Eingreifen des Pitchsystems führt. Eine Notabschaltung der Anlage, z.B. bei Überdrehzahl, soll unbedingt verhindert werden. Allerdings ist der Stellbereich des Pitchwinkels stark eingeschränkt. Das Rotorblatt darf keine Winkel einnehmen, die zum Strömungssabriß oder hohen Blattkräften führen können. Dies würde das Pitchsystem überfordern und das Blatt könnte zu schwingen beginnen. Ein relativ kleiner Integrationsanteil sorgt dafür, dass Störungen der Drehzahl mittelfristig auskorrigiert werden.

Weil für den aerodynamischen Teil der Regelstrecke kein stetig differenzierbares Zustandsmodell gefunden werden konnte und sich zudem bei anspruchsvollen Lastfällen starke Sättigungseffekte bemerkbar machen, wurden die Regelparameter experimentell in der Simulation für jeden einzelnen Lastfall ein- bzw. nachgestellt.

3.4.5.6.3. Pitchregler (Pitch Control)

Der Pitchregler ist verantwortlich dafür, dass die Rotorblätter immer exakt im richtigen Winkel stehen. Durch die Rotorbewegung liegen sie auf einer Kurve, die der Pitchregler nachfährt. Weil das Blatt nie stillsteht, ist er immer aktiv, auch wenn nur die Basis-Pitchkurve abgefahren wird. Die Führungsgröße ändert sich ständig und verlangt eine Nachlaufregelung.

Es handelt sich um einen kaskadierten Lageregler für einen Direktantrieb. Der Lageregler ist ein P-Regler mit Geschwindigkeitsvorsteuerung, um den Schleppfehler des Nachlaufs zu reduzieren. Untergeordnet befindet sich ein schneller Regelkreis (PI-Regler), der die Motordrehzahl regelt. Geschwindigkeit und Position werden durch einen Geber direkt an der Motorwelle abgenommen und auf die Regler zurückgeführt. Die Regelparameter wurden auf einem Prüfstand für den Pitchantrieb eingestellt und ins Modell übernommen.

Normalerweise hat der Antrieb genügend Leistungsreserven und die relativ kleinen Schleppfehler bleiben tolerierbar. Wenn aber die Rotor- und Windgeschwindigkeiten hoch sind, kann er in die Begrenzung laufen. Es werden dort hohe Beschleunigungen abgerufen, denen das eher träge Rotorblatt entgegenwirkt. Begrenzt sind die Drehzahl, um Überspannung zu verhindern und Feldschwächung zu vermeiden sowie das maximale Drehmoment bei gegebener Drehzahl, das den Motor vor Überhitzung und Entmagnetisierung schützt. Durch die Leistungsbegrenzung ergeben sich zwangsläufig grössere Schleppfehler, die mit der Vorsteuerung und hohen Blattkräften zu Instabilitäten führen können.

In Abbildung 70 und Abbildung 71 folgt der Pitchregler der vorgegebenen Kurve recht gut, obwohl diese durch den Drehzahlregler zusätzlich moduliert wird, was die Nachlaufregelung noch anspruchsvoller macht. Außerdem machen sich Begrenzungen des Antriebsmoments bemerkbar. Trotz kurzzeitigen höheren Schleppfehlern findet der Regler wieder auf die Kurve zurück.

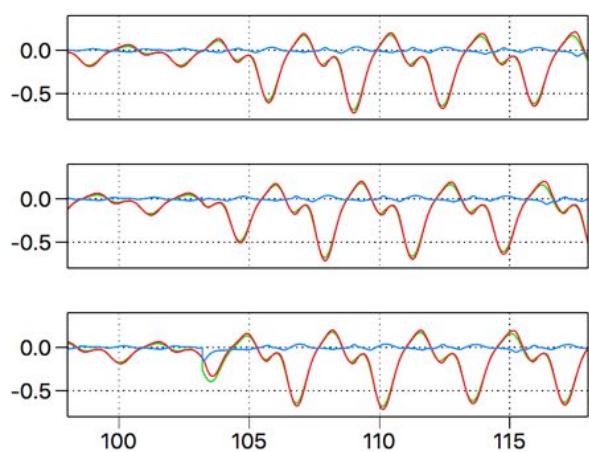


Abbildung 69: Pitchregler: Soll-Pitch (grün), Ist-Pitch (rot) und Schleppfehler (blau) für 3 Rotorblätter (rad)

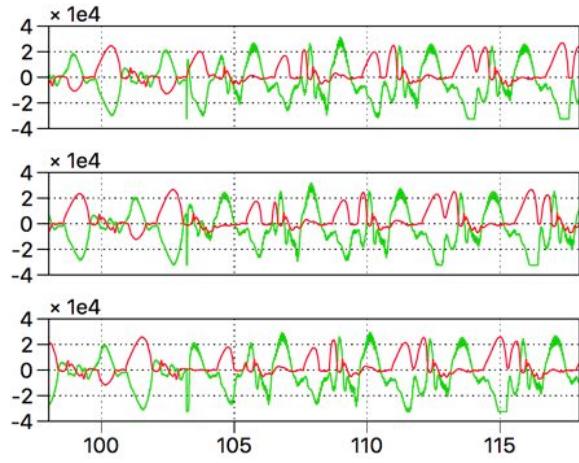


Abbildung 70: Pitchregler: Antriebsdrehmoment (grün), aerodynamisches Lastmoment (rot) für 3 Rotorblätter (Nm)

Derzeit wird noch analysiert, wie mit einer intelligenten Vorsteuerung, dynamische Anpassung der Regelparame ter und mit einer verbesserten Pitchkurve der Pitchantrieb optimiert werden kann. Letztlich werden damit folgende Ziele verfolgt: die Lasten für die Anlage und den Eigenverbrauch des Pitchsystems bei Vollast zu minimieren und den aerodynamischen Wirkungsgrad zu maximieren.



3.5. Vorgehen / Methode

3.5.1. Lastannahmen, Steuerungs- und Sicherheitssystem

Durch den übergeordneten Zertifizierungsprozess musste der Entwicklungsprozess diesem angepasst werden. An erster Stelle steht die Design Basis Evaluation. Diese überprüft die Grundlagen der Windturbine auf Konformität zur Norm, dem Standard und den technischen Anforderungen und startet mit der Evaluation der Lasten und des Steuerungs- und Sicherheitssystems.

Es traten insbesondere die Lastannahmen stark in den Vordergrund. Für die Lastfälle, die von der Norm vorgegeben sind, mussten Software-basierte Simulationen der Windturbine erstellt werden. Diese dienen als Basis für die Lastenrechnung, die als erstes vom Zertifizierer validiert werden. Für die Simulationen wurden aufwändige Modelle erstellt und aerodynamische Vorgänge abgebildet und schliesslich zu einer ganzen Regelstrecke kombiniert. Dann wurden geeignete Reglerstrukturen entworfen. Der Regler für die Blattstellung konnte aus dem Teilprojekt b) übernommen werden. Nachdem alle Lastfälle in der Simulation abgebildet worden waren, konnte für alle Lastfälle eine geeignete Reglereinstellung gefunden werden. Ein geeigneter Regler war also Voraussetzung dafür, dass der Lastfall überhaupt simuliert werden konnte und die Lasten daraus hervorgingen.

Der Simulationskern beinhaltet aufwändige aerodynamische Berechnungen der Schnittstelle zwischen der Windströmung und der Turbine. Leider wird dafür ziemlich viel Rechenzeit benötigt, was die gesamte Simulation stark verzögerte. Anfangs wurde damit sehr viel Zeit verloren. Um den Regler effizienter einstellen zu können, wurde darum eine weitere stark vereinfachte Simulation auf einem anderen Rechner mit einem anderen Programm erstellt. Diese wird nur zu Entwicklungszwecken eingesetzt und nicht extern validiert.

Für die Steuerung der Hauptbetriebszustände wurden Fluss- und Zustandsdiagramme erstellt. Diese zeigen die wichtigsten Zustände, die Hauptfunktionen und die Zustandsübergänge. Diese Diagramme bilden die Basis für die detaillierte Software-Spezifikation der Parametrierung/Programmierung der Steuerung.

3.5.2. Risikoanalyse und Sicherheitssystem

Für die Lastannahmen mussten potentielle Fehlerfälle der Windturbine analysiert und simuliert werden. Die Ausfalls- oder Eintretenswahrscheinlichkeit wurde geschätzt. Es wurde eine FMEA vorbereitet, die für alle Subsysteme die Gefährdungen und Ausfälle identifiziert sowie Sicherheitsziele und Massnahmen definiert. Einige Sicherheitsfunktionen wurden noch nicht abschliessend definiert.



3.5.3. Schlussfolgerungen

Durch die in Angriff genommene Typenzertifizierung der Vertical Sky®-Anlage ist die Entwicklungsphase sehr aufwendig. Das Risiko für Fehlfunktionen und notwendige Anpassungen für eine marktfähige Anlage sinkt dadurch jedoch signifikant, da bereits alle internationalen Windenergiennormen eingehalten werden und die Entwicklung von einem Zertifizierungsinstitut begleitet wird. Mit der Realisation der Pilot- und Demonstrationsanlage wird somit zum einen die technische Machbarkeit verifiziert und zum anderen mit der Zertifizierung dieser Turbine die Marktfähigkeit des Produkts erreicht.

Durch den Aufbau der Regelstrecke und des Reglers in Plecs konnte das Gesamtverhalten der Windenergieanlage unter den vorgegebenen Extremlastfällen gemäss IEC 61400 bereits erfolgreich simuliert werden.

Es konnte gezeigt werden, dass alle Lastfälle ohne Überschreitung der vorgegebenen Lasten stabil geregelt werden konnten.

Der Regler ist so weit abgeschlossen, dass er in die Anlagensoftware implementiert werden kann.

Anders als ursprünglich geplant, muss die Anlagensoftware nicht komplett selber entwickelt werden. Es kann auf eine dafür bereits entwickelte Software zurückgegriffen werden, die bei unserem Entwicklungspartner und Lieferanten für die Energiewandlungs-Komponenten und der Turbinen-steuerung bereits vorhanden ist (Framework). In diese wird die entwickelte Regelungssoftware, die Parameter für die Steuerung und die Hilfssysteme integriert.

Die genaue Parametrierung des Reglers muss auf der realen Windenergieanlage auf dem Testfeld vorgenommen werden. Das Simulationsmodell kann danach mit den reellen Werten weiter verfeinert werden.



Diskussion Gesamtprojekt

Vertikale Windturbinen haben sich bis heute auf dem Markt noch nicht etabliert, in erster Linie, weil der Wirkungsgrad zu tief war und die Anlagenkosten zu hoch. Agile Wind Power versucht diese Herausforderungen auf einem neuartigen Weg zu lösen.

Das Problem des tieferen Wirkungsgrades hat hauptsächlich mit dem fixen Rotorblattpitchwinkel der bestehenden vertikalen Windenergieanlagen zu tun. Wie in *Teilprojekt I* aufgezeigt, kann der Wirkungsgrad nur mit einer variablen Rotorblattsteuerung erhöht werden oder aber mit einer hohen Schnelllaufzahl was wiederum hohe parasitäre Verluste sowie Lärm und Vibrationsprobleme mit sich bringt. Die Simulationen zeigen, dass durch eine variable Steuerung der aerodynamische Wirkungsgrad mit den horizontalen Anlagen mithalten kann. Ein zweiter wichtiger Punkt um den Wirkungsgrad und somit die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen, ist das minimieren von sogenannten parasitären Widerständen, das heisst von strukturellen Komponenten, welche zwar für die Anlage benötigt werden, jedoch nicht für die Windenergieausbeutung helfen. So zum Beispiel der Turm, und die Rotorarme der Windenergieanlage. Durch eine ideale Auslegung dieser Komponenten, kann der negative Einfluss auf den Wirkungsgrad minimiert werden. Durch die CFD Simulation konnte gezeigt werden, in welchen Bereichen eine Optimierung besonders sinnvoll ist und mögliche Designvorschläge wurden durch die Hochschule Rapperswil empfohlen.

Durch die CFD Simulationen konnte die theoretische Machbarkeit einer effizienten vertikalen Windenergieanlage bestätigt werden. Damit in der Praxis die Resultate umgesetzt werden können, musste ein variables Pitchsystem entwickelt werden, welches die Anforderung bezüglich Lasten und Dynamik erfüllen kann, um die Blätter unter den zu erwartenden Lastbedingungen präzise steuern zu können. Dank dem *Teilprojekt II* konnte das neu entwickelte System, welches auf einem Torque-Motor basiert, auf einem Prüfstand aufgebaut und durch die Lastfälle validiert werden. Dies war insbesondere wichtig, da die Lieferanten der Pitchantriebe und Pitchumrichter keine Erfahrungen hatten für den Einsatz der Produkte unter den von uns geforderten Bedingungen. Ein wichtiger Punkt, welcher auf dem Prüfstand nicht abschliessend geklärt werden konnte ist die Wärmeentwicklung und Wärmeableitung des Pitchantriebs. Da der Pitchantrieb nur bei sehr starken Winden an seine Leistungslimite kommt und sich dabei erwärmt, steht gleichzeitig auch eine natürliche „forcierte“ Konvektion zur Kühlung bereit. Da diese Art von Motoreneinsatz und Kühlung auch für den Motoren Lieferant neu sind, kann nicht auf Erfahrungswerte zurückgegriffen werden, sondern müssen noch weitere Untersuchungen durchgeführt werden. Das tatsächliche Wärmeverhalten wird erst auf der Prototypenanlage ersichtlich sein. Um so wichtiger ist es, die Motorenkühlung so vorzubereiten, dass sie auf der Prototypenanlage noch angepasst werden kann und man sich die Möglichkeiten zur späteren Änderung in diesem Bereich nicht verbaut. Durch eine unzureichende Kühlung würde sich sonst die Leistungsfähigkeit des Antriebs bei grossen Windgeschwindigkeiten reduzieren, was es zu verhindern gilt.

Das *Teilprojekt III* zielte darauf ab, einen Regler für die vertikale Windturbine zu finden, welcher den Lastanforderungen gemäss IEC 61400 entspricht. Dies ist die Voraussetzung, dass die Windenergieanlage zertifiziert werden kann und dadurch auf dem internationalen Markt eine Verkaufschance hat. Ein Vergleich mit horizontalen Windenergieanlagen lässt vermuten, dass das Regelungssystem anspruchsvoller ist. Eine fehlende Hemmung infolge getriebelosem Pitchantrieb sowie eine sich stetig ändernde Führungsgrösse tragen massgeblich dazu bei. Im Weiteren kann aus wirtschaftlichen Gründen die Leistung des Pitchantriebs nicht für beliebig hohe Windgeschwindigkeiten ausgelegt werden. Die grösste Herausforderung bei der Reglereinstellung bestand in der sehr anspruchsvollen Aerodynamik des drehenden Rotorblatts bei hohen Windgeschwindigkeiten, wo die Reserven einer stabilen Pitchregelung durch die hohen Blattkräfte schwinden. Weil für die konservative Lastrechnung auf eine Modellierung der Blatt- und Rotorsteifigkeiten verzichtet wurde und sich die Windkräfte somit unmittelbar auf den Rotor übertragen können, wird auch der Drehzahlregler stark gestört. In einzelnen extremen Lastfällen, wo die Drehzahl zu stark ansteigt, musste dann die Anlage heruntergefahren werden. Die Anlage wird, wenn immer möglich, kontrolliert mit aktiver Pitchregelung abgebremst und heruntergefahren, ist aber auch in der Lage, die Rotorblätter jederzeit freizustellen und so auch bei totalem Stromausfall sicher anzuhalten. Es muss jedoch festgehalten werden, dass diese Probleme vor allem im Prototypenstadium von erschwerender Natur sind; einmal getestet und angepasst, ist das von AWP entwickelte Pitchsystem wartungsarm, da kein Getriebe verwendet wird und die Lasten dank des

dynamischen Direktantriebs mit einer optimierten Pitchregelung weiter reduziert werden können. Die Praxis wird zeigen, wie gross die Belastung des Antriebs und der Schleppfehler der Regelung tatsächlich sind. Mit diesen Erkenntnissen und der modularen Bauweise des Pitchsystems kann dieses weiter ausgebaut werden.

Das Gesamtprojekt war ein wichtiger Schritt für die Bestätigung der theoretischen Machbarkeit, praktischen Umsetzbarkeit bei gleichzeitiger Zertifizierbarkeit der neuartigen Technologie. Es konnte gezeigt werden, dass vertikale Windenergieanlage korrekt umgesetzt eine Chance auf dem hart umkämpften Windenergiemarkt haben können.

Die grösste Herausforderung bleibt, die Anlage zu einem konkurrenzfähigen Preis auf den Markt bringen zu können. Obwohl aktuell ein Prototyp gebaut wird, muss bereits sehr gut auf die Kosten geschaut werden, um die Systeme nicht am Markt vorbei zu entwickeln.



Ausblick, nächste Schritte nach Projektabschluss

Um vertikale Windenergieanlagen konkurrenzfähig machen zu können, müssen sie vor Allem einen hohen Cp ausweisen, leise sein, eine grosse Anströmfläche bieten und einen Vorteil in einer Windparkkonfiguration bieten (mehr Energie pro Fläche).

Aus den Erkenntnissen dieses Projektes kann mit einem überarbeiteten Rotorkonzept (weniger Rotorarme) sowie einem speziell für die vorliegende Anwendung entwickelten Profil noch einiges an Wirkungsgrad herausgeholt werden. Die Literaturrecherche für geeignete Profile und deren geringfügige Modifikation (sind nicht Teil dieses Abschlussberichtes) haben diesbezüglich Potential aufgezeigt. Jedoch können solche Profile nicht ohne weiteres 1:1 übernommen, sondern müssen den Gegebenheiten angepasst werden was sehr anspruchsvoll und aufwändig ist.

Die Resultate des vorliegenden Projektes zeigen starke Indizien, dass ein seitliches Näherstellen der Anlagen beim berechneten Nachlaufverhalten in Betracht gezogen werden kann. Numerische Berechnungen diesbezüglich können die Vermutungen bestätigen und quantifizieren.

Es wird sehr empfohlen, Wirkungsgradoptimierung mit einem für die Anwendung entwickelten Profil sowie Nachlaufsimulationen mit gegenseitiger Beeinflussung (Windpark) in einem Nachfolgeprojekt zu behandeln um die Konkurrenzfähigkeit vertikaler Windenergieanlagen zu erhöhen.

Eine Untersuchung über eine mechanische Realisation des Rotors mit weniger Rotorarme und somit weniger parasitären Verlusten hat bereits stattgefunden. Es konnte aufgezeigt werden, dass eine Wirkungsgradverbesserung um ca. 3 Cp Punkte (je nach Schnelllaufzahl) erreicht werden konnte. Hierfür sind jedoch grössere Redimensionierungen vor allem der Rotorarme sowie auch der Rotorblätter notwendig. Ein Teil der Arbeit wurde bereits im Rahmen dieses Projektes geleistet. Weiterführende, detaillierte CFD Simulationen einer solchen neuen Rotorkonfiguration (inklusive Aufdickung der Rotorblätter im Wurzelbereich) würden genauere Aussagen betreffend des zu erwartenden Wirkungsgrades zulassen und werden deshalb empfohlen.

Sobald die Lasten durch die Zertifizierung geprüft und für Gut befunden sind, erfolgen die letzten, davon abhängigen Detailauslegung der Windenergieanlage. In dieser Phase werden die Hilfssysteme integriert und systemtechnisch in die Anlagensteuerung eingebunden. Sobald dieser Prozess abgeschlossen ist, werden Teilsysteme auf dem Prüfstand aufgebaut, um das Systemverhalten vorab zu prüfen. Dadurch sollen während der Inbetriebnahme der Anlage weniger Fehler auftreten und allfällige Anpassungen an der Betriebsführungssoftware frühzeitig umgesetzt werden können.

Die weiteren Schritte nach Teilprojekt II sind die konstruktive Integration des Pitch Systems in die Windenergieanlage. Auch die aerodynamische Verschalung, welche bei möglichst widerstandsfreier Umströmung gleichzeitig eine gute Wärmeabfuhr am Pitch Antrieb gewährleistet muss ausgelegt und berechnet werden.

Die Fertigungsmöglichkeiten für die Teilkomponenten müssen unter dem wirtschaftlichen Aspekt abgewogen werden, damit das neuartige Pitch System nicht nur technisch, sondern auch wirtschaftlich überzeugt.

Sobald das Design fertig abgeschlossen ist, wird die Prototypenanlage auf dem Windtestfeld in Grevenbroich aufgebaut und gemäss der Norm IEC 61400 zertifiziert. Dieser Prozess wird rund 2 Jahre in Anspruch nehmen. In dieser Zeit muss das reale Anlageverhalten mit der Simulation laufend verglichen werden, und die Simulation soweit angepasst werden, dass sie möglichst genau dem realen Verhalten entspricht.

Auf Basis des validierten Modelles, können danach Optimierungen vorgenommen werden, um die mechanischen Lasten an der Windenergieanlage zu reduzieren und den Wirkungsgrad weiter zu erhöhen.

Literaturverzeichnis

- [1] Pasquon, Matthias. "Variable Blade Pitch Optimization of a Vertical Axis Wind Turbine with Computational Fluid Simulations" 2016
- [2] Hoerner, Sighard F. "Fluid-dynamic drag: practical information on aerodynamic drag and hydrodynamic resistance." Midland Park, NJ: Hoerner Fluid Dynamics, 1965.
- [3] IB Fischer CFD+engineering GmbH „Abschlussbericht zur CFD-Simulation der AGILE Wind Power A32.“ (2016)
- [4] Paraschivoiu, Ion. "Wind turbine design: with emphasis on Darrieus concept." Presses inter Polytechnique, 2002. P. 153
- [5] Sina Shamsoddin and Fernando Porté-Agel. "A Large-Eddy Simulation Study of Vertical Axis Wind Turbine Wakes in the Atmospheric Boundary Layer" Energies, vol. 9, p. 366, 2016.
- [6] Ferrer, Esteban, and Adeline Montlaur. "CFD for Wind and Tidal Offshore Turbines" Springer International Publishing, 2015