



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Masterthesis
Dominik Bothe
Dynamische Simulation einer
Windenergieanlage und Implementierung
zusammen mit einem
Human-Machine-Interface in einem
Laborversuchsstand

*Fakultät Technik und Informatik
Department Informations- und
Elektrotechnik*

*Faculty of Engineering and Computer Science
Department of Information and
Electrical Engineering*

Dominik Bothe

Dynamische Simulation einer Windenergieanlage
und Implementierung zusammen mit einem
Human-Machine-Interface in einem
Laborversuchsstand

Masterthesis eingereicht im Rahmen der Masterprüfung
im Masterstudiengang Automatisierung
am Department Informations- und Elektrotechnik
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Michael Röther
Zweitgutachter: Prof. Dr.-Ing. Gustav Vaupel

Abgegeben am 17. November 2016

Dominik Bothe

Thema der Masterthesis

Dynamische Simulation einer Windenergieanlage und Implementierung zusammen mit einem Human-Machine-Interface in einem Laborversuchsstand

Stichworte

Dynamische Simulation, MPP-Tracking, Pitch-Regelung, Windenergie

Kurzzusammenfassung

Diese Arbeit beschreibt die dynamische Simulation einer Windenergieanlage und beinhaltet Teilmodelle für die Wind-, Rotor- und Antriebsstrang-Simulation. Für das Gesamtmodell wird ein MPP-Tracking-Verfahren und eine Pitch-Regelung näher erläutert. Die Implementierung des Modells in einen Laborversuchsstand und die Erstellung eines HMI für das Modell schließen die Arbeit ab.

Dominik Bothe

Title of the paper

Dynamic simulation of a wind power plant and implementation into a laboratory test station in combination with a Human Machine Interface

Keywords

Dynamic simulation, MPP-Tracking, pitch control, wind power

Abstract

The present work describes the dynamic simulation of a wind power plant. In this process submodels for the wind, rotor and drivetrain simulation were developed. A MPP-Tracking method and a pitch control are explained for the complete model. Additionally the implementation in a test station and the control through a HMI of the complete model is described.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	6
2	Grundlagen	9
2.1	Windmodell	9
2.2	Modell der Windenergieanlage	16
2.2.1	Windrotor	17
2.2.2	3p-Frequenz	27
2.2.3	Antriebsstrang	32
2.2.4	Pitch-Antrieb	37
2.3	Eingesetzte Generatorkonzepte	38
2.3.1	Netzgekoppelte Asynchronmaschine	38
2.3.2	Asynchronmaschine mit Vollumrichter	39
2.3.3	Doppelt gespeiste Asynchronmaschine	39
2.4	Regelungskonzept der Windenergieanlage	41
2.4.1	MPPT-Verfahren	42
2.4.2	Pitch-Regelung	46
3	Erstellung der Simulation	50
3.1	Windsimulation	50
3.2	Simulation des Windrotors und der 3p-Frequenz	52
3.3	Antriebsstrang-Simulation	54
3.4	Ermittlung der MPPT-Kurve	60
3.5	Simulation des Pitch-Antriebs und der Pitch-Regelung	63

3.6	Simulationsergebnisse	64
3.6.1	Generatorkonzept mit direkter Netzkopplung	65
3.6.2	Vollumrichterkonzept	66
3.6.3	DGASM-Konzept	67
4	Umsetzung am Laborversuchsstand	81
4.1	Der Laborversuchsstand	81
4.1.1	Anlagenkonzept	81
4.1.2	Änderungen an der Anlage	83
4.2	Einbinden der Simulation in den Versuchsstand	85
4.3	Ergebnisse am Versuchsstand	89
4.3.1	ASM mit direkter Netzkopplung	89
4.3.2	ASM mit Vollumrichter	90
4.3.3	DGASM-Konzept	91
4.4	Bedienkonzept der Anlage	104
4.4.1	Visualisierungen	104
4.4.2	Automatisierung der Anlage	108
5	Fazit und Ausblick	112
	Abbildungsverzeichnis	114
	Tabellenverzeichnis	117
	Abkürzungsverzeichnis	118
	Symbolverzeichnis	120
	Literaturverzeichnis	127
A	Anhang	130

1 Einleitung

Durch die staatliche Förderung von erneuerbaren Energien durch das EEG¹ wandelt sich die Zusammensetzung der Energieerzeugung seit den letzten Jahren zunehmend. Neben der Photovoltaik steigt vor allem die installierte Leistung von WEA² wie in Bild 1.1 auf der nächsten Seite dargestellt. Aufgrund dieser steigenden Bedeutung von WEA für die Energieerzeugung ist es nicht nur notwendig den Wirkungsgrad und die Lebensdauer der Anlagen stetig weiter zu optimieren, sondern auch den aktuellen Stand der Technik den Studierenden der Elektrotechnik im Fachbereich regenerative Energien nahezubringen.

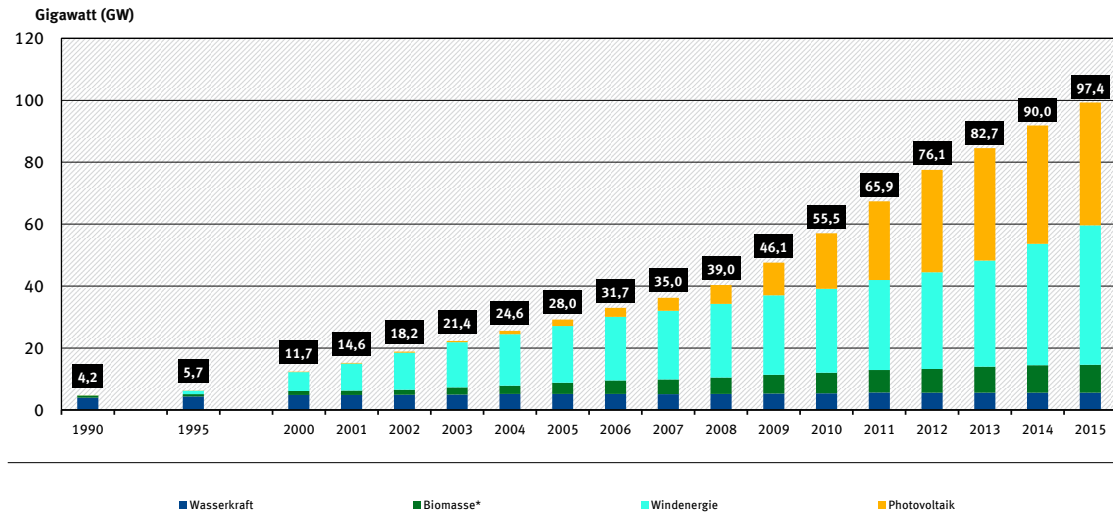
Aus diesem Grund wurde ein neuer Versuchsstand im Labor für Energietechnik der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg geplant, in dem drei verschiedene Generatorkonzepte in studentischen Versuchen untersucht werden können. Die Entwicklung des Versuchsstands wurde durch mehrere Master- und Bachelorarbeiten vorangetrieben. In den vorangegangenen Arbeiten werden die Konzeption (Hahn [7]), der Entwurf und die Realisierung der Anlage (Weiß [19]) sowie die Regelung der Generatorkonzepte (Zeneli [21], Büssis [1], Gayer [6]) beschrieben.

Aufbauend auf den vorangegangenen Arbeiten befasst sich die vorliegende Ausarbeitung mit der Entwicklung eines Modells, das den mechanischen Teil zur Energieerzeugung bei einer WEA möglichst realitätsnah beschreibt. Das entstandene Modell soll dann in Form einer Simulation am Versuchsstand integriert werden, anhand dessen einer-

1 Erneuerbare-Energien-Gesetz: es regelt die bevorzugte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen. Inkraftgetreten am: 01.04.2000

2 Windenergieanlagen

Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien



Wegen des geringen Anteils geothermischer Stromerzeugungsanlagen werden diese nicht dargestellt.
 * inkl. feste und flüssige Biomasse, Biogas inkl. Biomethan, Deponie- und Klärgas, ohne biogenen Anteil des Abfalls

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis AGE-Stat, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand: März 2016

Bild 1.1: Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung aus erneuerbaren Energien

seits die Unterschiede zwischen den verschiedenen Generatorkonzepten aufgezeigt, andererseits die Steuerung und Regelung der Anlagen besser nachvollzogen werden können.

Um diese Zielsetzung zu erreichen, wurde zu Beginn der Arbeit eine Aufgabenstellung erstellt, die im Laufe der Bearbeitung erweitert und detaillierter definiert wurde. Die daraus resultierenden Aufgabenpunkte lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Softwaretechnischer Entwurf und Realisierung der windenergieanlagen-spezifischen Komponenten unter Einsatz von MATLAB Simulink®
- Implementierung eines MPPT³-Verfahrens für die Generatorsysteme

- Entwicklung einer Pitch-Regelung für die simulierte WEA
- Erzeugung einer realitätsnahen Windsimulation
- Überführung des softwaretechnischen Entwurfs auf die Hardwareplattform dSPACE
- Entwurf und Erstellung eines Human-Machine-Interface und einer Automatisierung der Anlage zur Bedienung des Versuchsstands und zur Visualisierung wichtiger Kenngrößen auf der Hardwareplattform dSPACE
- Umfassender Test des gesamten Laborversuchsstands mit drei verschiedenen Generatorsystemen:
 - Netzgekoppelte ASM⁴
 - ASM im Vollumrichterbetrieb
 - DGASM⁵

Um die Punkte der Aufgabenstellung realisieren zu können, werden in Kapitel 2 auf der nächsten Seite zunächst geeignete Modelle zur Beschreibung der Windgeschwindigkeit und der Energiewandlung einer WEA untersucht und die drei Generatorkonzepte mit den jeweiligen Steuer- und Regelverfahren vorgestellt. Nach der theoretischen Betrachtung der Teilsysteme beschäftigt sich Kapitel 3 ab Seite 50 mit der Umsetzung der gewählten Modelle in eine Simulation und der Auswertung der daraus resultierenden Ergebnisse. Anschließend wird in Kapitel 4 ab Seite 81 das Konzept des Versuchsstands vorgestellt und die nötigen Änderungen erläutert, um die Simulation darin einzubinden. Außerdem werden die am Versuchsstand aufgenommenen Messergebnisse dargestellt und diskutiert. Abschließend werden in Kapitel 5 ab Seite 112 die Ergebnisse der Arbeit zusammengetragen und potentielle Weiterentwicklungen für den Versuchsstand aufgezeigt.

4 Asynchronmaschine

5 Doppelt gespeiste Asynchronmaschine

2 Grundlagen

Um eine detaillierte Simulation einer WEA erstellen zu können, werden zunächst der Detailgrad und die zu modellierenden Teilsysteme festgelegt. Die zu erstellende Simulation soll sich auf die Energieerzeugung einer WEA konzentrieren. Die Unterteilung des Gesamtsystems ist in Bild 2.1 auf der nächsten Seite dargestellt. Die Modellierung der einzelnen Komponenten wird, nacheinander, beim Windmodell beginnend in diesem Kapitel vorgestellt. Anschließend werden die theoretischen Grundlagen zur Steuerung und Regelung der WEA beleuchtet. Dazu wird eine Strategie erklärt, die versucht bei drehzahlvariablen Anlagen die maximal mögliche Leistung zu jeder Windgeschwindigkeit zu generieren. Zunächst werden aber die Generatorsysteme einer WEA vorgestellt, die im Laborversuchsstand umgesetzt wurden. Auf eine detaillierte Modellierung der Systeme wird an dieser Stelle verzichtet, da dies bereits in den vorhergehenden Masterarbeiten von Zeneli [21], Büssis [1] und Gayer [6] erfolgt ist.

2.1 Windmodell

Das dynamische Verhalten von Wind unterliegt vielen unterschiedlichen Schwankungen, sowohl in der zeitlichen als auch räumlichen Dimension. Im globalen geographischen Maßstab sind die Schwankungen der Windgeschwindigkeit auf klimatische Regionen und den jeweiligen Breitengrad zurückzuführen. Im kontinentalen Maßstab sind vor allem regionale Wetterphänomene, die aufgrund der geologischen Gegebenheiten wie Gebirgsformationen oder der Nähe zum Meer entstehen, für die Änderung der Windge-

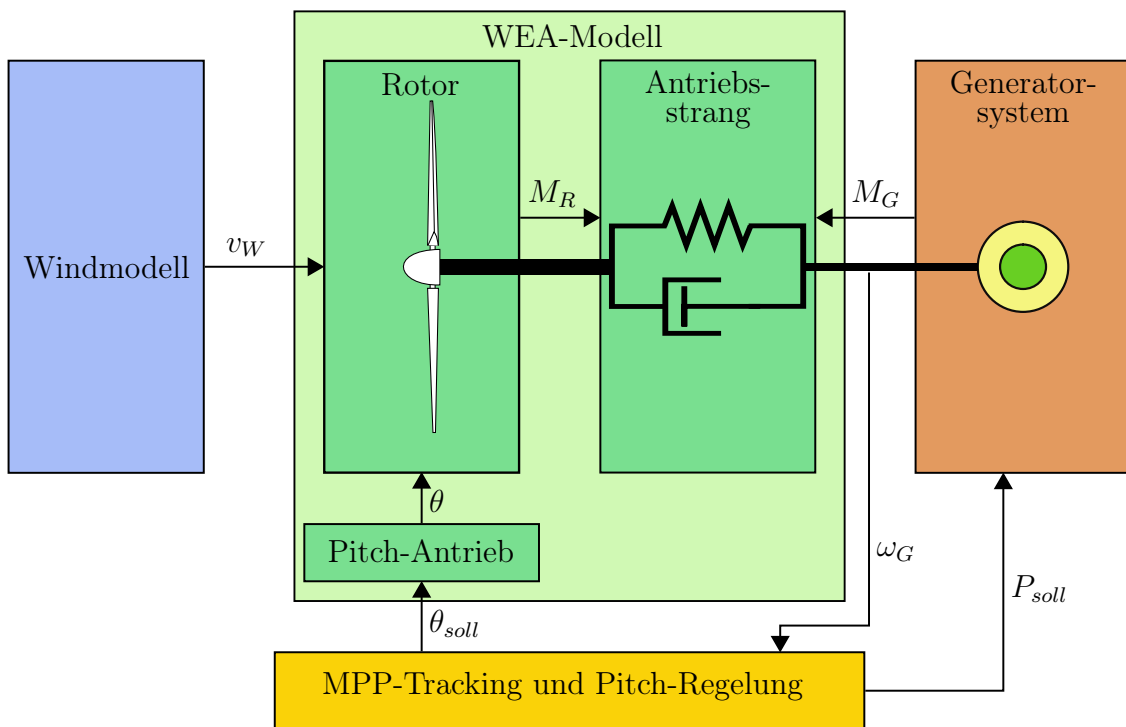


Bild 2.1: Übersicht über das Gesamtsystem der WEA mit Kennzeichnung der zu modellierenden Teilsysteme

schwindigkeit verantwortlich. Regional gesehen verursachen Faktoren wie die Bebauung, die Vegetation und der Abstand zum Erdboden, die Schwankungen des Winds. Im zeitlich großen Maßstab treten Schwankungen im Bereich von Jahren oder auch im Wechsel mit den Jahreszeiten auf. Die Änderungen in kleineren Zeitbereichen sind oft durch die aktuelle Wetterlage, die Tages- oder Nachtzeit sowie durch Turbulenzen zu erklären. Für die Darstellung und Analyse der zeitlichen Schwankungen werden zumeist Autoleistungsspektren, auch PSD¹ genannt, genutzt. Diese Darstellungen enthalten die Varianz der Windgeschwindigkeitsfluktuationen in Abhängigkeit von der Frequenz der Auftretenswahrscheinlichkeit. Als Beispiel eines solchen Spektrums ist hier das Van-der-Hoven-Spektrum in Bild 2.2 auf der nächsten Seite dargestellt. Zu erkennen ist, dass Schwankungen in der Windgeschwindigkeit besonders im Zeitbereich von mehreren Tagen (Synoptic Peak), beim Tag- und Nachtwechsel (Diurnal Peak) und im Zeitbereich

1 Power Spectral Density

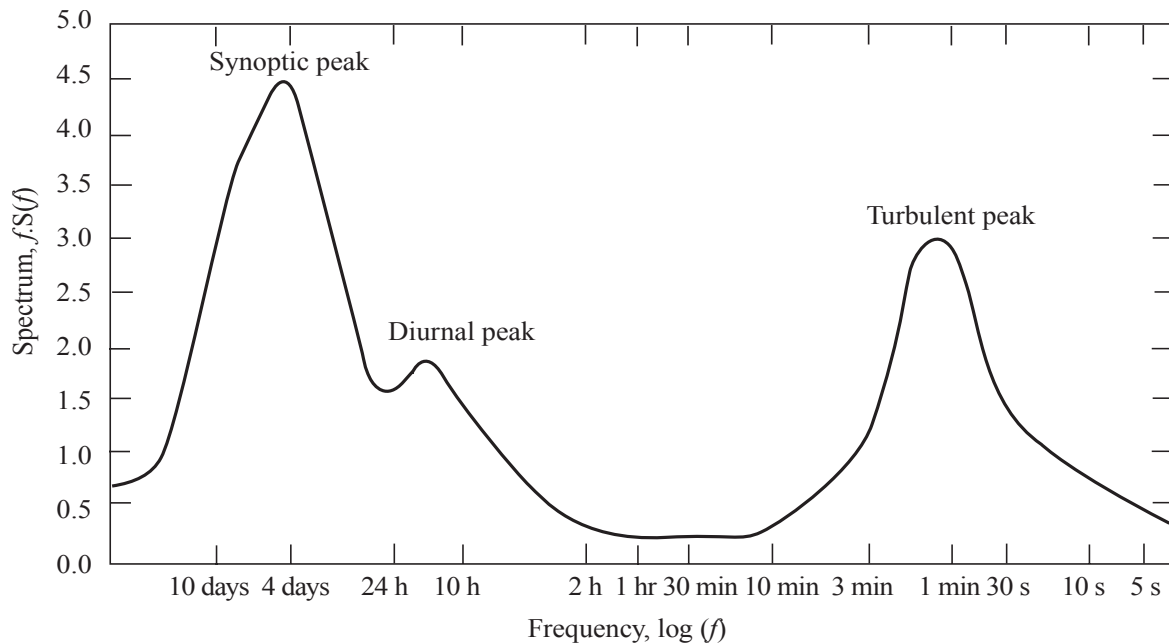


Bild 2.2: Windspektrum in m^2/s^2 von Van der Hoven aus New York (1957) mit der Kennzeichnung der Frequenzbereiche mit starken Schwankungen der Windgeschwindigkeit, Quelle: Burton u. a. [2]

von wenigen Minuten bis in den Sekundenbereich auftreten. Diese besonders kurzen Änderungen werden als Turbulenzen zusammengefasst.

In Bild 2.2 ist zu sehen, dass die Änderungen der Wingschwindigkeit im Stundenbereich sehr gering sind. Da der Versuchsstand lediglich über maximal drei Stunden dauerhaft in Betrieb ist, wird die Modellierung der Windgeschwindigkeit auf die Turbulenzen beschränkt.

Da sich Turbulenzen chaotisch verhalten und deterministische Lösungen einen sehr hohen Aufwand erfordern, um diese Turbulenzen und deren Intensität zu beschreiben, verwendet man für die Beschreibung meistens stochastische Mittel. Laut Burton u. a. [2] kann die allgemeine Intensität von Turbulenzen durch Gleichung (2.1) beschrieben werden.

$$I = \frac{\sigma}{\bar{v}_W} \quad (2.1)$$

Hierbei stellt σ die Standardabweichung der mittleren Windgeschwindigkeitsänderung \bar{v}_W dar. Turbulenzen sind allgemein von der mittleren Windgeschwindigkeit, der Bodenrauigkeit, der atmosphärischen Stabilität und den topographischen Gegebenheiten abhängig. Für die Definition der Turbulenzintensität I gibt es verschiedene internationale Standards. Um die Unterschiede in den Definitionen aufzuzeigen, werden im Rahmen dieser Arbeit der IEC-Standard und der dänische Standard näher beschrieben. Eine ausführliche Beschreibung weiterer Standards und deren Vergleich ist in Burton u. a. [2] zu finden. Mit den Definitionen können die Turbulenzintensitäten für alle drei Achsen im Raum bestimmt werden. Da in dieser Arbeit aber lediglich die Anströmung des Windrotors betrachtet wird und jegliche andere Belastung auf den Turm der WEA unbeachtet bleibt, wird sich hier auf die longitudinale Intensität I_u (in Windrichtung) beschränkt.

Der dänische Standard sieht für die Turbulenzintensität folgende Definition vor:

$$I_u = \frac{1}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \quad (2.2)$$

Dabei steht h für die Höhe und z_0 für die Rauigkeitslänge jeweils in m. Die Rauigkeitslänge gibt eine Aussage über die Oberflächenbeschaffenheit des Geländes. Beispielhafte Werte dafür sind in Tabelle 2.1 zu sehen.

Tabelle 2.1: Beispiele für Rauigkeitslänge z_0 und der dazugehörigen Oberflächenbeschaffenheit

z_0 in m	Oberflächencharakteristik
1,0	Stadt
0,5	Vorstadt, Wald
0,1	landwirtschaftliches Gelände (Dorf)
0,03	landwirtschaftliches Gelände (einzelner Hof)
0,003	blanke Erde
0,0001	Wasserflächen

Im dänischen Standard ist demnach eine Turbulenzintensität implementiert, die von der Windscherung abhängig ist. Je größer also der Abstand zum Boden, desto geringer die Turbulenzen. Windscherung bezeichnet den Effekt, bei dem die Windgeschwindigkeit mit der Nähe zum Boden abnimmt. Der Grad der Verlangsamung wird dabei von der Rauigkeitslänge bestimmt. Eine qualitative Darstellung der Windscherung ist in Bild 2.3 zu sehen. Der IEC-Standard sieht eine Definition nach Gleichung (2.3) und unabhängig von der Rauigkeitslänge und Höhe vor. Hier sinkt die Turbulenzintensität mit steigender Windgeschwindigkeit. Die Parameterwerte für die Turbulenzbereiche des IEC-Standards sind aus Tabelle 2.2 auf der nächsten Seite ersichtlich.

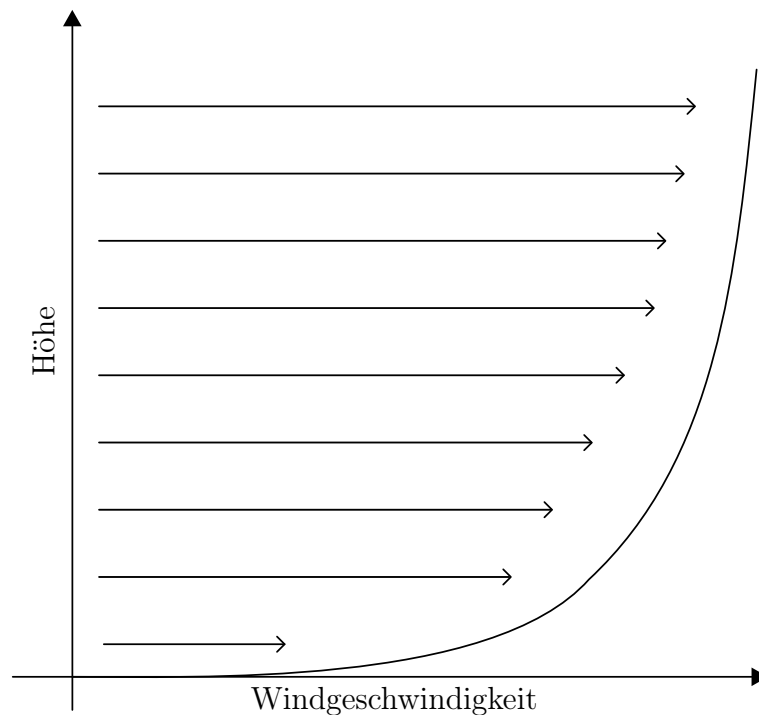


Bild 2.3: Schematische Darstellung des Windscherungseffekts

$$I_u = \frac{I_{15} \left(a + \frac{15}{\bar{v}_W} \right)}{a + 1} \quad (2.3)$$

Tabelle 2.2: Parameter des IEC-Standards für starke und schwache Turbulenzen

Intensität	I_{15}	a
schwache Turbulenzen	0,16	3
starke Turbulenzen	0,18	2

An diesen beiden Beispielen der Turbulenzintensitätsbestimmung wird deutlich, dass die Definitionen sich stark unterscheiden und dementsprechend auch das Spektrum der Windgeschwindigkeit dadurch verändert wird.

Die berechnete Turbulenzintensität wird nun genutzt, um ein angepasstes Turbulenz-PSD zu ermitteln. Für die Beschreibung von longitudinalen Turbulenzen werden zumeist das Von-Kármán-Spektrum oder das Kaimal-Spektrum verwendet. Laut Burton u. a. [2] eignet sich das Von-Kármán-Spektrum am besten für die Beschreibung von Turbulenzen im Windtunnel und das Kaimal-Spektrum für die Modellierung atmosphärischer Turbulenzen. In dieser Arbeit wird versucht eine möglichst realitätsnahe Simulation der WEA unter atmosphärischen Bedingungen zu entwickeln. Aus diesem Grund wird nur das Kaimal-Spektrum betrachtet. Dieses ist folgendermaßen definiert:

$$S_u(f) = \sigma_u^2 \frac{\frac{4 L_u}{\bar{v}_W}}{\left(1 + \frac{6 f \cdot L_u}{\bar{v}_W}\right)^{5/3}} \quad (2.4)$$

$$\sigma_u = I_u \cdot \bar{v}_W \quad (2.5)$$

Die Turbulenzlängenskala L_u gibt hierbei die Größe von Wirbeln in turbulenten Strömungen an und ist für den dänischen Standard auf $L_u = 150$ m und den IEC-Standard auf $L_u = 170,1$ m für Höhen über 30 m festgelegt.

Die Auswirkungen der einzelnen Parameter auf das Spektrum werden nun näher

betrachtet. In Bild 2.4 sind die beiden Turbulenzstandards im Kaimal-Spektrum dargestellt. Die Auswirkungen der Parameteränderungen sind durch die Kurvenverläufe deutlich zu erkennen. Beim dänischen Standard steigt mit der Höhe und der Windgeschwindigkeit die Frequenz der Turbulenzen und auch die Varianz nimmt zu. Da der IEC Standard lediglich die Windgeschwindigkeit berücksichtigt, wird allein durch die Erhöhung dieser das Maximum der Varianz größer und auch hochfrequenter. Bei genauerer Betrachtung der Gleichungen (2.2) und (2.3) auf Seite 12 und auf Seite 13 erkennt man zwar, dass sich die Turbulenzintensität mit steigender Höhe und Windgeschwindigkeit verringern. Jedoch steigt die Varianz aufgrund der Multiplikation mit der Windgeschwindigkeit (siehe Gleichung (2.5) auf Seite 14). In Vepa [18] wird

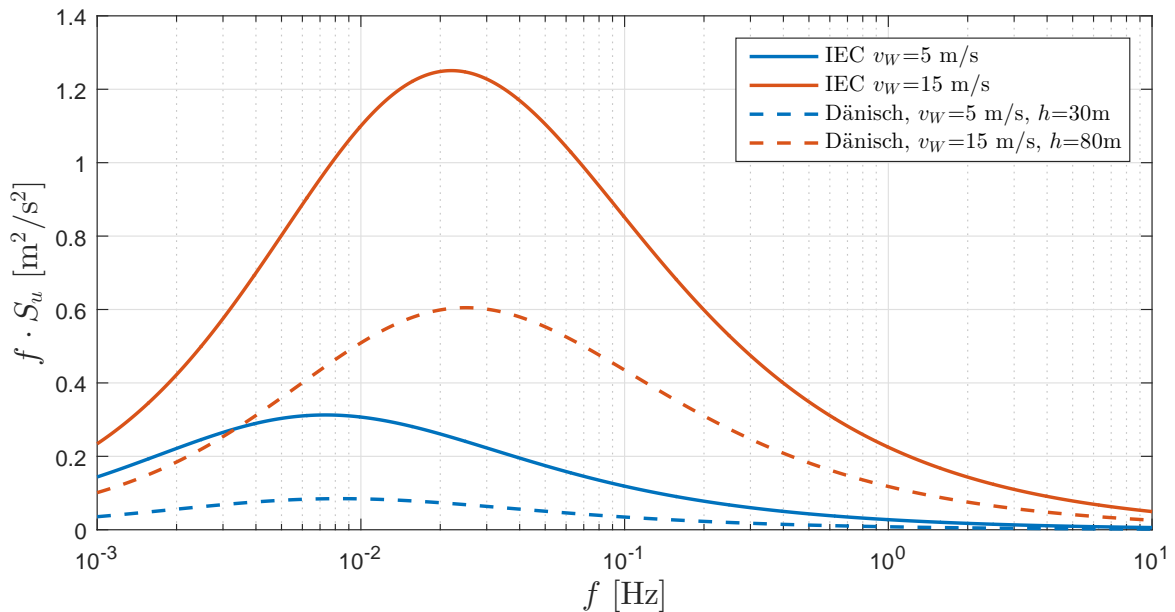


Bild 2.4: Kaimal-Spektrum nach dänischem Standard mit $z_0 = 0,01$ m und IEC-Standard mit schwachen Turbulenzen

eine Approximation des Kaimal-Spektrums als Filter erster Ordnung erläutert. Diese ist in den Gleichungen (2.6) bis (2.8) auf der nächsten Seite dargelegt. Hierbei kann mit dem Parameter k die Feinabstimmung des approximierten Filters vorgenommen

werden.

$$S_u(f) = \sigma_u^2 \frac{\frac{4 L_u}{\bar{v}_W}}{\left(1 + \frac{6 f \cdot L_u}{\bar{v}_W}\right)^{5/3}} \approx \sigma_u^2 \frac{\frac{4 L_u}{\bar{v}_W}}{\left(1 + \left(\frac{6 L_u \cdot k \cdot \omega}{2 \pi \cdot \bar{v}_W}\right)^2\right)} \quad (2.6)$$

$$G_u(j\omega) = \sigma_u^2 \frac{\frac{4 L_u}{\bar{v}_W}}{\left(1 + \left(\frac{6 L_u \cdot k \cdot j\omega}{2 \pi \cdot \bar{v}_W}\right)^2\right)} \approx \sigma_u \frac{\sqrt{\frac{4 L_u}{\bar{v}_W}}}{\sqrt{1 + \left(\frac{6 L_u \cdot k \cdot j\omega}{2 \pi \cdot \bar{v}_W}\right)^2}} \quad (2.7)$$

$$G_u(s) = \sigma_u \frac{\sqrt{\frac{4 L_u}{\bar{v}_W}}}{\sqrt{1 + \left(\frac{6 L_u \cdot k \cdot s}{2 \pi \cdot \bar{v}_W}\right)^2}} \approx \frac{\sigma_u \sqrt{\frac{4 L_u}{\bar{v}_W}}}{1 + \frac{6 L_u \cdot k \cdot s}{2 \pi \cdot \bar{v}_W}} \quad (2.8)$$

Somit kann der Filter als PT1-Glied formuliert werden:

$$G_K(s) = \frac{K_K}{T_K \cdot s + 1} \quad \text{mit} \quad K_K = \sigma_u \sqrt{\frac{4 L_u}{\bar{v}_W}}, \quad T_K = \frac{6 L_u \cdot k}{2 \pi \cdot \bar{v}_W} \quad (2.9)$$

Die modellierte turbulente Windgeschwindigkeit v_W setzt sich dann nach Gleichung (2.10) zusammen, wobei v_T die Turbulenzkomponente darstellt. Diese wird durch die Filterung von normalverteiltem weißen Rauschen durch das Filter G_K erzeugt.

$$v_W = \bar{v}_W + v_T \quad (2.10)$$

2.2 Modell der Windenergieanlage

In diesem Kapitel wird die Funktionsweise und Modellierung der einzelnen Komponenten der WEA erklärt. Die Anlage wurde dazu in die Teilbereiche Windrotor, Antriebsstrang und Pitch-Antrieb aufgeteilt. Die verschiedenen Generatorkonzepte einer WEA werden in dieser Arbeit nicht theoretisch betrachtet, da dies bereits ausführlich in den vorhergehenden Arbeiten von Büssis [1] und Gayer [6] erfolgt ist. Ebenso wird auf

eine Windnachführung der Anlage verzichtet, weil der Fokus des letztendlichen Laborversuchs auf der Wandlung der Windenergie in elektrische Energie liegt. Dafür wird stets von einer frontalen Anströmung der WEA ausgegangen.

2.2.1 Windrotor

Der Windrotor ist ohne Berücksichtigung der Rotorform zunächst ein Energiewandler, der die kinetische Energie des Windes (bewegte Luftmasse) in rotatorische Energie bzw. mechanische Arbeit umwandelt. Die im Wind enthaltene Energie kann wie folgt beschrieben werden:

$$E_W = \frac{1}{2} m_W \cdot v_W^2 \quad (2.11)$$

Die Masse des Luftstroms berechnet sich aus der Luftdichte und dem Volumen zu:

$$m_W = \rho \cdot V = \rho \cdot A \cdot v_W \cdot t \quad (2.12)$$

Die Leistung des Windes ergibt sich nun aus der zeitlichen Ableitung der Energie zu:

$$P_W = \dot{E}_W = \frac{1}{2} \dot{m}_W \cdot v_W^2 = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_W^3 \quad (2.13)$$

Die Windgeschwindigkeit muss sich hinter dem Energiewandler verringern, damit dieser dem Wind nun Leistung entnehmen kann. Durch die Verzögerung muss bei gleichbleibendem Massenstrom eine größere Fläche durchtreten werden. Dieser Vorgang ist auch unter dem Betz'schen Gesetz bekannt und ist in Bild 2.5 auf der nächsten Seite mit den Definitionen der Flächen und Windgeschwindigkeiten dargestellt. Hierbei entspricht v_1 der mittleren Windgeschwindigkeit v_W aus Abschnitt 2.1 ab Seite 9. Die entnommene mechanische Leistung aus dem Luftstrom entspricht somit:

$$P_R = \frac{1}{2} \dot{m}_W (v_1^2 - v_3^2) = \frac{1}{2} \rho \cdot A_1 \cdot v_1 (v_1^2 - v_3^2) \quad (2.14)$$

Die mechanische Leistung hängt also von der Differenz der Windgeschwindigkeiten vor und hinter dem Energiewandler ab. Idealerweise müsste $v_3 = 0$ sein, um die maximale Leistung zu entnehmen. Da dies physikalisch nicht möglich ist, weil sonst der

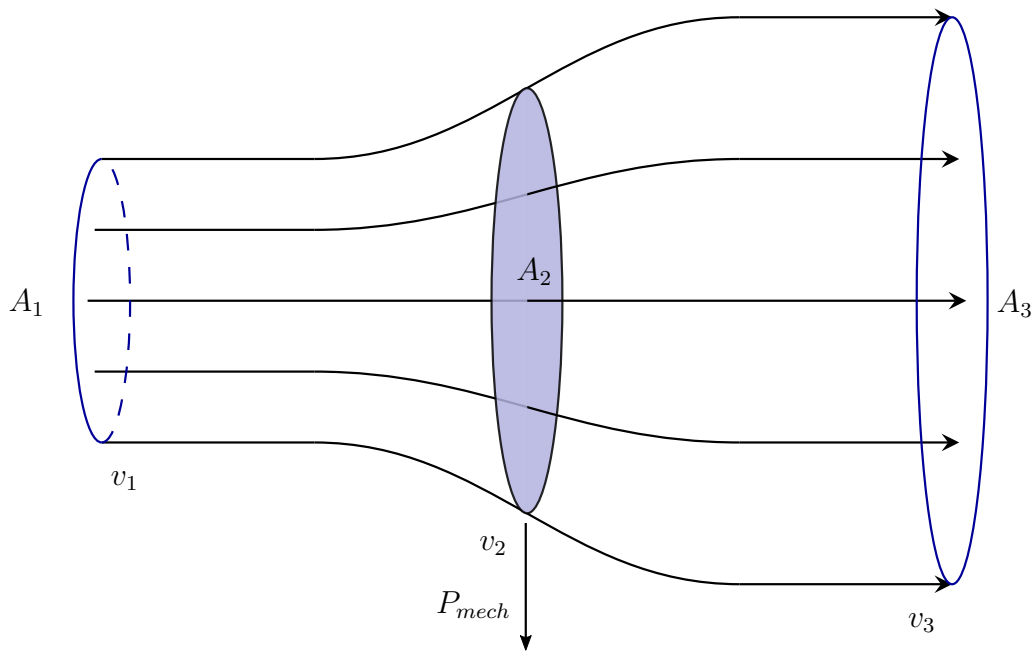


Bild 2.5: Verhältnis der Windgeschwindigkeiten und durchströmten Flächen unter Betrachtung des Betz'schen Gesetzes

Massenstrom zum Erliegen kommen würde und somit auch $v_1 = 0$ wäre, benötigt man also ein gewisses Verhältnis von v_1 zu v_3 . Nach Hau [9] ist auch die Betrachtung des Impulserhaltungssatzes notwendig. Die Kraft, die der Wind auf den Energiewandler ausübt, ist demnach wie folgt definiert:

$$F_W = \dot{m}_W (v_1 - v_3) \quad (2.15)$$

Die entnommene Leistung nach dem Impulserhaltungssatz ergibt sich zu:

$$P_R = F_W v_2 = \dot{m}_W \cdot v_2 (v_1 - v_3) \quad (2.16)$$

Setzt man die Formeln für die mechanische Leistung aus dem Energieerhaltungssatz und dem Impulserhaltungssatz gleich, erhält man das Verhältnis für die Durchströ-

nungsgeschwindigkeit v_2 :

$$\frac{1}{2} \dot{m}_W (v_1^2 - v_3^2) = \dot{m}_W \cdot v_2 (v_1 - v_3) \quad (2.17)$$

$$\frac{1}{2} \dot{m}_W (v_1 + v_3) (v_1 - v_3) = \dot{m}_W \cdot v_2 (v_1 - v_3) \quad (2.18)$$

$$v_2 = \frac{(v_1 + v_3)}{2} \quad (2.19)$$

Der Massenstrom am Energiewandler kann dann mit Gleichung (2.20) definiert werden.

$$\dot{m}_2 = \rho \cdot A_2 \cdot v_2 = \frac{1}{2} \rho \cdot A_2 (v_1 + v_3) \quad (2.20)$$

Somit ergibt sich für die mechanische Leistung des Wandlers folgende Gleichung:

$$P_R = \frac{1}{4} \rho \cdot A_2 (v_1^2 - v_3^2) (v_1 + v_3) \quad (2.21)$$

Setzt man diese Leistung ins Verhältnis zur im Wind enthaltenen Leistung P_W aus Gleichung (2.13) auf Seite 17 erhält man den sogenannten c_P , den Leistungsbeiwert.

$$c_P = \frac{P_R}{P_W} = \frac{\frac{1}{4} \rho \cdot A_2 (v_1^2 - v_3^2) (v_1 + v_3)}{\frac{1}{2} \rho \cdot A_1 \cdot v_1^3} \quad (2.22)$$

Dieser kann allein als Funktion von v_1 und v_3 ausgedrückt werden.

$$c_P(v_1, v_3) = \frac{\left(1 + \frac{v_3}{v_1}\right) \left(1 - \left(\frac{v_3}{v_1}\right)^2\right)}{2} \quad (2.23)$$

Der Verlauf des Leistungsbeiwerts c_P ist in Bild 2.6 auf der nächsten Seite dargestellt.

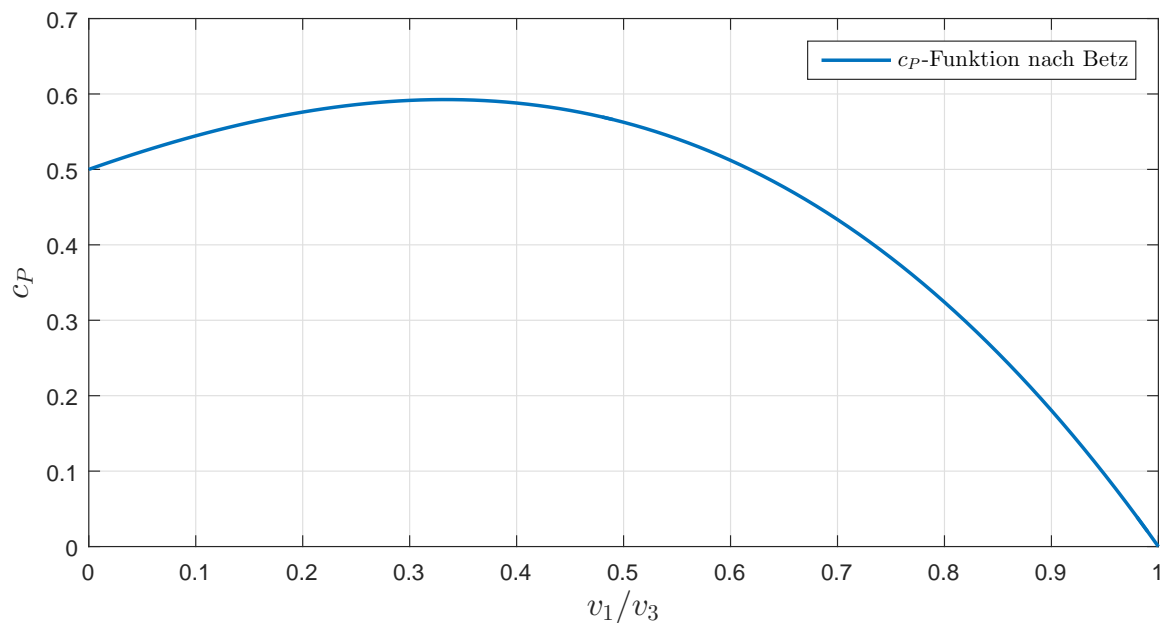


Bild 2.6: Verlauf des Leistungsbeiwerts c_P nach Betz'schem Gesetz für v_1/v_3 von 0 bis 1

Der Idealeleistungsbeiwert von c_P kann wie folgt ermittelt werden:

$$0 = \frac{dc_P}{d\frac{v_3}{v_1}} \quad (2.24)$$

$$0 = \frac{v_3^2}{v_1} + \frac{2}{3} \frac{v_3}{v_1} - \frac{1}{3} \quad (2.25)$$

$$\frac{v_3}{v_1} = -\frac{1}{3} \pm \frac{2}{3} \quad (2.26)$$

$$c_P(3, 1) = \frac{16}{27} \approx 0,593 \quad (2.27)$$

Dieser Idealwert wird auch als Betz-Faktor bezeichnet und kann unabhängig von der Form und Anzahl der Flügel nicht überschritten werden. Bei realen Windrotoren ergeben sich zusätzlich verschiedene aerodynamische Verluste, unter anderem durch Luftreibung an den Blättern, durch Wirbelschleppen an den Blattspitzen und durch Drall im Nachlauf des Rotors.

Moderne Rotoren im hohen Leistungsbereich werden schon seit einiger Zeit nach dem Prinzip des aerodynamischen Auftriebs eines Propellers entwickelt, um eine horizontale Achse in eine Drehbewegung zu versetzen. Um eine bessere Aussage über den realen maximalen c_P einer solchen WEA machen zu können, kann man die BEM² verwenden. Diese Methode wird zur Bestimmung des Moments, das vom angeströmten Rotor auf die Welle der WEA abgegeben wird, genutzt. Dazu wird jeder Rotor in einzelne Kreisflächen mit

$$dA = 2\pi \cdot r \cdot dr \quad (2.28)$$

unterteilt (siehe Bild 2.7). Die Definitionen der aus der Anströmung resultierenden Kräfte auf ein Rotorblattelement sind in Bild 2.8 auf der nächsten Seite zu sehen.

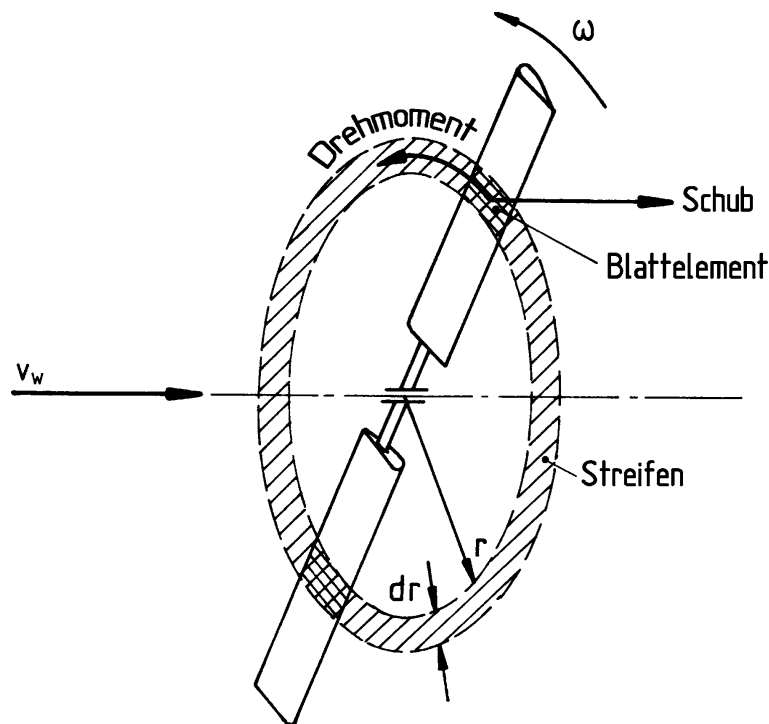


Bild 2.7: Beispielhafter Ringabschnitt bei der BEM für einen Rotor, Quelle: Hau [9]

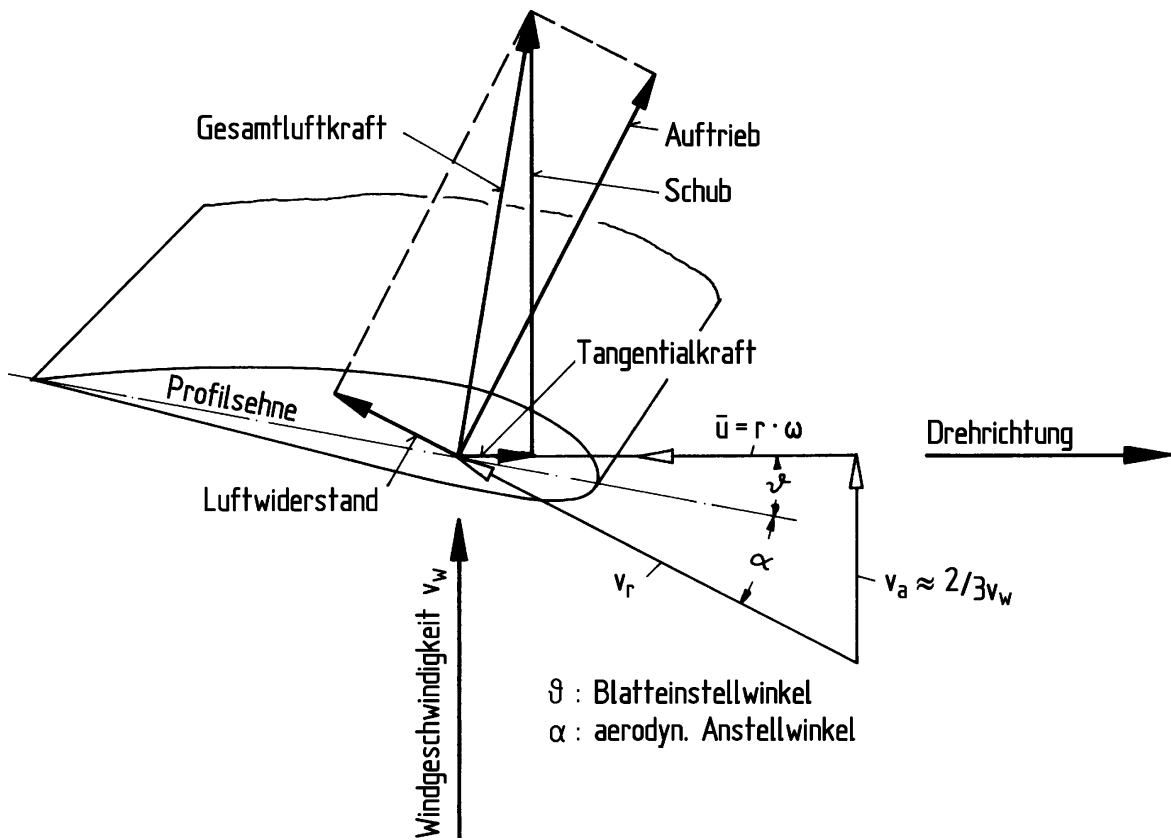


Bild 2.8: Definitionen der resultierenden Kräfte und Windgeschwindigkeiten bei Anströmung eines Rotorblattelements, Quelle: Hau [9]

Dabei ist die Anströmgeschwindigkeit v_r die Summe aus der vektoriellen Addition der Windgeschwindigkeit am Rotor v_2 (im Bild 2.8 v_a) und der Umfangsgeschwindigkeit \bar{u} des Rotorblattelements. Bei axialer Anströmung kann der Betrag der Anströmgeschwindigkeit berechnet werden mit:

$$\bar{u} = \omega \cdot r \quad (2.29)$$

$$v_r = \sqrt{v_2^2 + \bar{u}^2} \quad (2.30)$$

Geht man nun vom optimalen Fall mit $\frac{v_3}{v_1} = \frac{1}{3}$ aus, wie von Betz ermittelt, ergibt sich

aus Gleichung (2.19) auf Seite 19 die Windgeschwindigkeit am Rotor zu:

$$v_2 = \frac{v_1 + \frac{1}{3}v_1}{2}v_2 = \frac{2}{3}v_1 \quad (2.31)$$

Somit ändert sich die Anströmgeschwindigkeit und damit auch der Anstellwinkel α mit der nach außen hin ansteigenden Umfangsgeschwindigkeit. Senkrecht zur Anströmgeschwindigkeit entsteht die Auftriebskraft. In Anströmungsrichtung liegt die Luftwiderstandskraft. Die beiden Kräfte sind abhängig vom Anstellwinkel α und dem betrachteten Blattelement und ergeben sich laut Gasch und Tvele [5] zu:

$$dF_A = \frac{1}{2} \rho \cdot v_2^2 \cdot t_F \cdot dr \cdot c_A(\alpha) \quad (2.32)$$

$$dF_{LW} = \frac{1}{2} \rho \cdot v_2^2 \cdot t_F \cdot dr \cdot c_W(\alpha) \quad (2.33)$$

Der Parameter t steht hier für die Flügeltiefe am betrachteten Blattelement und $c_A(\alpha)$ und $c_W(\alpha)$ sind die Auftriebs- und Luftwiderstandsbeiwerte. Diese geben jeweils das Verhältnis der Auftriebs- und Luftwiderstandskraft zur Gesamtluftkraft an und sind vom Anstellwinkel und der Blattgeometrie abhängig. Die Tangentialkraft, oder auch Umfangskraft genannt, steht senkrecht zur Schubkraft. Diese Kräfte lassen sich wiederum aus dem Anstellwinkel und der Auftriebs- und Luftwiderstandskraft berechnen.

$$dF_U = \frac{1}{2} \rho \cdot v_2^2 \cdot t_F \cdot dr (c_A(\alpha) \cdot \sin \alpha - c_W(\alpha) \cdot \cos \alpha) \quad (2.34)$$

$$dF_S = \frac{1}{2} \rho \cdot v_2^2 \cdot t_F \cdot dr (c_A(\alpha) \cdot \cos \alpha + c_W(\alpha) \cdot \sin \alpha) \quad (2.35)$$

Durch die Auslegung des Rotors gilt im optimalen Fall $c_A \gg c_W$. So lassen sich die Gleichungen (2.34) und (2.35) vereinfachen zu:

$$dF_U = \frac{1}{2} \rho \cdot v_2^2 \cdot t_F \cdot dr \cdot c_A(\alpha) \sin \alpha \quad (2.36)$$

$$dF_S = \frac{1}{2} \rho \cdot v_2^2 \cdot t_F \cdot dr \cdot c_A(\alpha) \cos \alpha \quad (2.37)$$

Das Antriebsmoment für ein Blattelement ergibt sich somit zu:

$$dM = dF_U(r) \cdot r \quad (2.38)$$

Durch Aufsummierung aller Blattelemente erhält man schließlich das Gesamtmoment, das in Drehrichtung auf den Rotor wirkt. Multipliziert mit der Winkelgeschwindigkeit ergibt sich schlussendlich die aus dem Wind entnommene Leistung.

$$M_R = z \cdot \sum_r dF_U(r) \cdot r \quad (2.39)$$

$$P_R = M_R \cdot \omega \quad (2.40)$$

Der Parameter z steht für die Anzahl der Flügel des Rotors. Die ermittelte Schubkraft gibt eine Aussage über die in Windrichtung auftretende Belastung und wird für Stabilitätsberechnungen genutzt. Durch Verwendung der Gleichung (2.22) auf Seite 19 kann nun auch ein Leistungsbeiwert für den Rotor angegeben werden. Die entnommene Leistung aus dem Wind kann dann vereinfacht berechnet werden zu:

$$P_R = P_W \cdot c_P = \frac{1}{2} \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_1^3 \cdot c_P \quad (2.41)$$

Wie in der Herleitung gezeigt, sind die Kräfte auf den Rotor besonders vom Anstellwinkel α abhängig. Dieser ist vom Verhältnis der Wind- zur Umfangsgeschwindigkeit vorgegeben. Daher wird der c_P einer WEA als Funktion aus diesem Verhältnis der Geschwindigkeiten dargestellt. Dieses Verhältnis wird als Schnelllaufzahl λ bezeichnet und ist wie folgt definiert:

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{v_1} \quad (2.42)$$

Der Rotor einer WEA ist immer für eine bestimmte Schnelllaufzahl ausgelegt, bei dem sie den optimalen Auftriebsbeiwert für jedes Blattelement und damit auch den optimalen c_P erreicht. Für alle weiteren Schnelllaufzahlen kann die Annahme aus Gleichung (2.31) auf Seite 23 nicht angenommen werden. Dadurch lässt sich laut Gasch und Twele [5] der Anstellwinkel nur noch iterativ berechnen, da die Windgeschwindigkeit

v_2 am Rotor abhängig vom Anstellwinkel α wird. Zusätzlich liefert die BEM unzuverlässige Werte für sehr geringe Schnelllaufzahlen, da hier weitere Strömungseffekte auftreten, die nicht mit berücksichtigt wurden. Außerdem steigen die Profilverluste durch die Luftwiderstandskraft F_{LW} abseits der optimalen Schnelllaufzahl an und die Vereinfachungen aus den Gleichungen (2.36) und (2.37) auf Seite 23 können nicht mehr verwendet werden. Zusätzlich wird der Wind durch die Drehbewegung der Rotorblätter verwirbelt, was zu weiteren Verlusten führt.

Aus diesen Gründen und aufgrund der aufwendigen Berechnung und fehlenden Daten zu den speziellen Rotorparametern c_A , c_W und t wird daher von der Verwendung der BEM für die Berechnung eines c_P - λ -Kennfelds Abstand genommen. Sie ist dennoch hier aufgeführt, um die Funktionsweise eines Rotors näher zu erklären. Weiterführende Informationen zur Auslegung und Berechnung von Windturbinen sind in Gasch und Twele [5] zu finden.

Anstelle der BEM wird auf eine Approximation eines gemessenen c_P - λ -Kennfelds für die Modellierung des Windrotors zurückgegriffen. Die Approximation in Gleichung (2.43) wurde aus Slootweg u. a. [17] übernommen und gilt für eine WEA mit variabler Drehzahl und aktiver Leistungsbegrenzung im MW-Bereich. Für die Leistungsbegrenzung kann der Blatteinstellwinkel, oder Pitch-Winkel, θ (siehe Bild 2.8 auf Seite 22) verstellt werden, wodurch sich der Anstellwinkel α verringert. Dadurch wird der Auftriebsbeiwert c_A kleiner und somit auch die mechanische Leistung des gesamten Rotors. Dies wird genutzt, um das Drehmoment auf den Antriebsstrang der WEA bei Windgeschwindigkeiten über der Nennwindgeschwindigkeit der Anlage zu begrenzen. Somit wird der Leistungsbeiwert c_P zu einer Funktion der Schnelllaufzahl λ und des Pitch-Winkels θ . Beispielhafte c_P - λ -Kurven für verschiedene Winkel von θ des approximierten Kennfelds sind in Bild 2.9 auf der nächsten Seite dargestellt.

$$c_P(\lambda, \theta) = 0,73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0,58 \theta - 0,002 \theta^{2,14} - 13,2 \right) e^{-\frac{18,4}{\lambda_i}} \quad (2.43)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0,02 \theta} - \frac{0,003}{\theta^3 + 1}} \quad (2.44)$$

Man kann erkennen, dass der Leistungsbeiwert abseits des optimalen λ -Werts stark

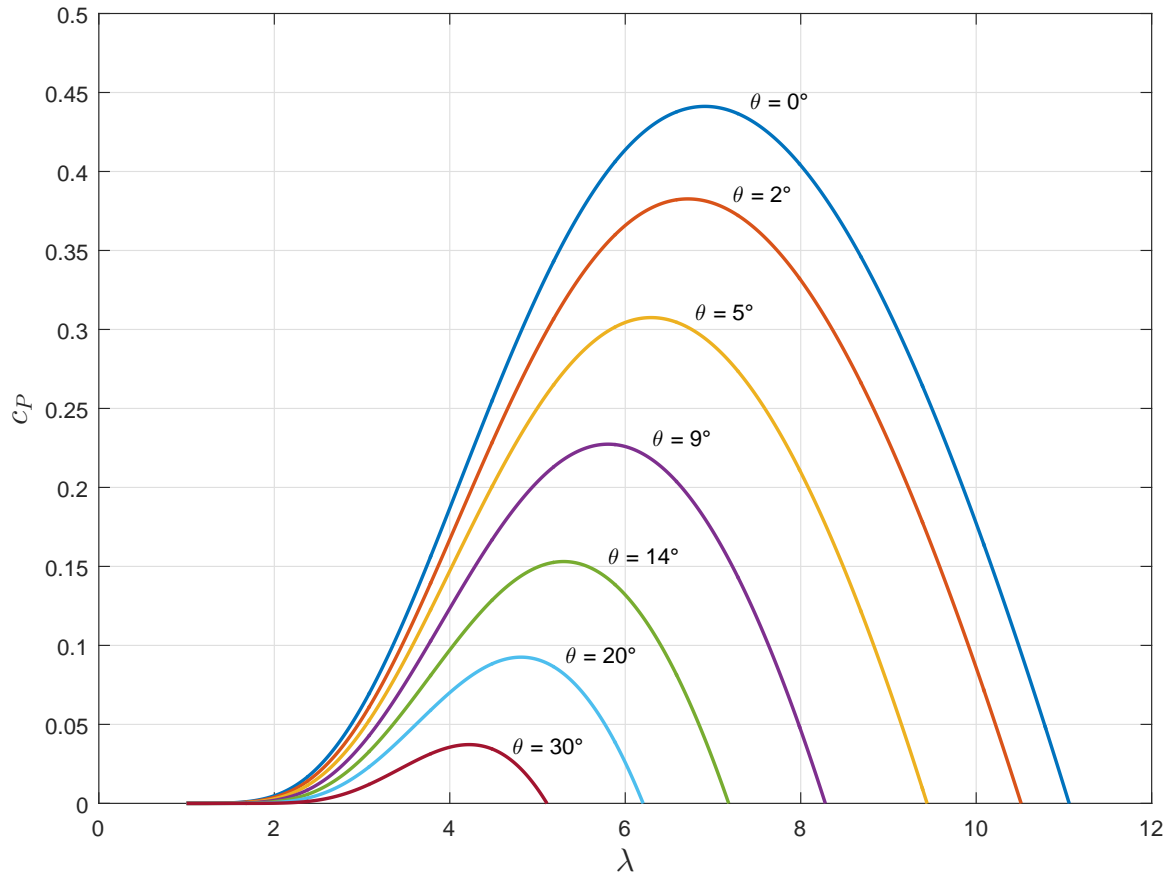


Bild 2.9: Approximierte c_P - λ -Kennlinien für verschiedene Pitch-Winkel θ

abfällt. Zusätzlich wird ein positiver Leistungsbeiwert nur für einen bestimmten Wertebereich von λ erreicht (in diesem Beispiel von $2 \lesssim \lambda \lesssim 11$). Daher ist der Betrieb einer WEA erst ab einer gewissen Windgeschwindigkeit und Rotordrehzahl sinnvoll. Die minimalen Betriebsbedingungen unterscheiden sich je nach Anlagengröße. Das verwendete Kennfeld kann für unterschiedliche Anlagen verwendet werden. In Tabelle 2.3 auf der nächsten Seite sind die Rotornennleistung, die minimalen Betriebsbedingungen und die dazugehörigen Nenndaten für verschiedene Anlagengrößen aufgeführt.

Tabelle 2.3: Nenndaten für verschiedene WEA-Größen, Quelle: Sloomweg u. a. [17]

Rotornennleistung P_{RN} in MW	Rotorradius R in m	mimimale Rotordrehzahl n_{Rmin} in 1/min	Rotornenndrehzahl n_{RN} in 1/min
1,0	26,5	12,5	25
1,5	32,5	10,5	21
2,0	37,5	9	18
2,5	42	8	16

2.2.2 3p-Frequenz

Eine WEA unterliegt, neben den schwer vorhersehbaren Leistungsschwankungen durch turbulenten Wind, auch periodischen Schwankungen. Diese werden vor allem durch Windscherung (siehe Bild 2.3 auf Seite 13) und durch den Turmschatten geprägt.

Durch den Effekt der Windscherung erfährt ein Rotorblatt mit steigender Höhe, die durch die Drehung verursacht wird, ein erhöhtes Moment. Wiederum gibt es ein Drehmomenteinbruch, wenn ein Rotorblatt am Turm vorbei streicht. Da ein Windrotor zumeist aus drei Rotorblättern besteht, treten diese beiden periodischen Schwankungen mit der dreifachen Drehfrequenz der Rotorwelle auf und werden daher auch als 3p-Frequenz zusammengefasst.

Um untersuchen zu können, wie sich diese Schwankungen bei verschiedenen Generatorkonzepten auf die Netzleistung auswirkt, werden diese Effekte für die Simulation ebenfalls modelliert. Dazu wird ein Modell einer äquivalenten Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe von Dolan und Lehn [3] vorgestellt, in der die Windscherung und der Turmschatten berücksichtigt werden.

Das allgemeine Modell für die Windscherung ist bei Dolan und Lehn [3] definiert

als:

$$v_{WS}(h) = v_{Wh_N} \left(\frac{h}{h_N} \right)^{\alpha_H} \quad (2.45)$$

Dabei gibt v_{WS} die gescherte Windgeschwindigkeit bei Höhe h , h_N die Nabenhöhe der WEA und α_H den Hellmann-Exponenten an. Dieser beschreibt unter anderem die Oberflächenrauigkeit und kann laut Hau [9] näherungsweise zu

$$\alpha_H = \frac{1}{\ln \left(\frac{h}{z_0} \right)} \quad (2.46)$$

angegeben werden. Bezogen auf den Abstand zur Rotornabe r und den Drehwinkel des Rotors φ_R kann Gleichung (2.45) umformuliert werden zu:

$$v_{WS}(r, \varphi_R) = v_{Wh_N} \left(\frac{r \cdot \cos \varphi_R + h_N}{h_N} \right)^{\alpha_H} \quad (2.47)$$

Durch Gleichung (2.47) ist es möglich die Windgeschwindigkeit, die durch die Scherung entsteht für jede Rotorblattposition und jeden Rotorradius zu ermitteln. Diese Funktion kann durch eine Taylor-Reihenentwicklung 3. Ordnung hinreichend genau approximiert werden [3].

$$v_{WS}(r, \varphi_R) = v_{Wh_N} \left(1 + \frac{\alpha_H \cdot r}{h_N} \cos \varphi_R + \frac{\alpha_H (\alpha_H - 1)}{2} \left(\frac{r}{h_N} \right)^2 \cos^2 \varphi_R + \frac{\alpha_H (\alpha_H - 1) (\alpha_H - 2)}{6} \left(\frac{r}{h_N} \right)^3 \cos^3 \varphi_R \right) \quad (2.48)$$

Die Beeinflussung der Windgeschwindigkeit um den Turm durch dessen Schatten kann mit folgender Gleichung beschrieben werden:

$$v_{TS}(x, y) = v_{Wh_N} + m \cdot R_T^2 \frac{y_T^2 - x_T^2}{(x_T^2 + y_T^2)^2} \quad (2.49)$$

Der Parameter m ist hierbei ein Korrekturfaktor für die auftretende Windscherung am

Rotorblatt, das vor dem Turm vorbei dreht und ist wie folgt definiert:

$$m = 1 + \frac{\alpha_H (\alpha_H - 1) R^2}{8 h_N^2} \quad (2.50)$$

Wie die Variablen x_T , y_T und R_T aus Gleichung (2.49) auf Seite 28 zu interpretieren sind, kann aus Bild 2.10 entnommen werden. Als Funktion des Rotordrehwinkels

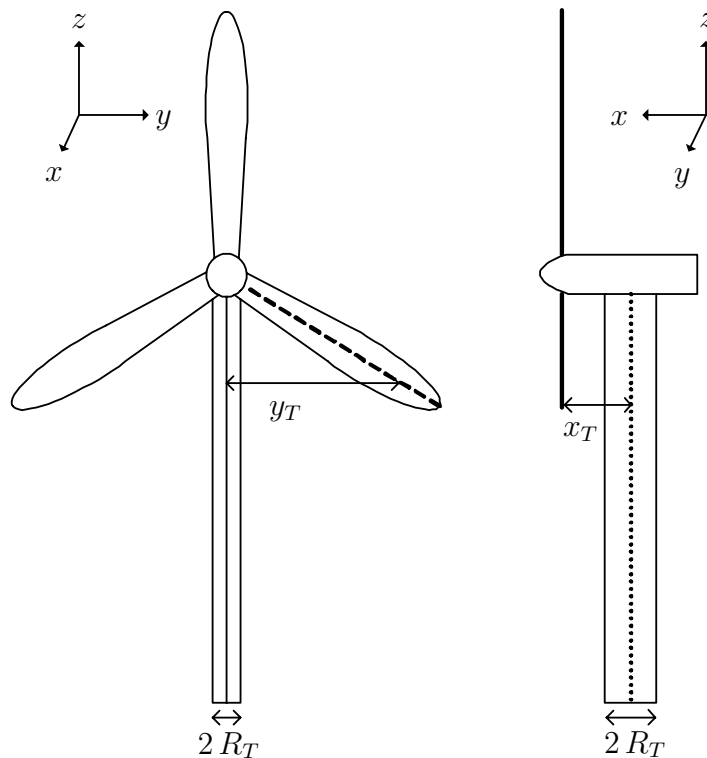


Bild 2.10: Darstellung der Dimensionen für die Berechnung der Windgeschwindigkeit, die durch den Turmschatten verursacht wird, Quelle: Dolan und Lehn [3]

und des Rotorblattradius kann Gleichung (2.49) auf Seite 28 umgeschrieben werden zu:

$$v_{TS}(r, \varphi_R, x_T) = v_{Wh_N} + m \cdot R_T^2 \frac{r^2 \cdot \sin^2 \varphi_R - x_T^2}{(r^2 \cdot \sin^2 \varphi_R + x_T^2)^2} \quad (2.51)$$

Diese Funktion gilt allerdings nur für $90^\circ \leq \varphi_R \leq 270^\circ$, wobei das senkrecht nach oben stehende Rotorblatt den Winkel $\varphi_R = 0^\circ$ hat. Diese Forderung hat den Hintergrund,

dass das Rotorblatt nur unterhalb der Rotornabe vom Turmschatten beeinflusst werden kann.

In Dolan und Lehn [3] wird eine Methode vorgestellt, wie aus diesen ortsabhängigen Windgeschwindigkeiten v_{WS} und v_{TS} eine äquivalente Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe entwickelt werden kann. Hierfür wird angenommen, dass die ortsabhängigen Windgeschwindigkeiten das gleiche Drehmoment auf die Rotorblätter aufbringen, wie die äquivalente Windgeschwindigkeit. Nun wird durch die Integration über die gesamte Rotorblattlänge R das Moment und daraus wiederum die äquivalente Windgeschwindigkeit berechnet. Aufgrund der aufwendigen Herleitung dieser Windgeschwindigkeit wird für eine detaillierte Betrachtung auf Dolan und Lehn [3] verwiesen. Schlussendlich kann die resultierende Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit Gleichung (2.52) beschrieben werden.

$$v'_W = v_{Wh_N} + v'_{WS} + v'_{TS} \quad (2.52)$$

Die Komponente für die Windscherung ergibt sich dabei zu:

$$v'_{WS} = v_W \left(\frac{\alpha_H (\alpha_H - 1) R^2}{8 h_N^2} + \frac{\alpha_H (\alpha_H - 1) (\alpha_H - 2) R^3}{60 h_N^3} \cos 3 \varphi_R \right) \quad (2.53)$$

Der äquivalente Anteil des Turmschattens ist Gleichung (2.54) zu entnehmen.

$$v'_{TS} = \frac{m \cdot v_W}{3 R^2} \sum_{b=1}^3 \left(\frac{R_T^2}{\sin^2 \varphi_b} \ln \left(\frac{R^2 \cdot \sin^2 \varphi_b}{x_T^2} + 1 \right) - \frac{2 R_T^2 \cdot R^2}{R^2 \cdot \sin^2 \varphi_b + x_T^2} \right) \quad (2.54)$$

Die entwickelten Komponenten gelten für eine WEA mit drei gleichmäßig verteilten Rotorblättern mit den Winkeln:

$$\varphi_{b=1} = \varphi_R, \quad \varphi_{b=2} = \varphi_R + \frac{2\pi}{3}, \quad \varphi_{b=3} = \varphi_R + \frac{4\pi}{3} \quad (2.55)$$

Die Auswirkungen der so modellierten 3p-Frequenz auf die Windgeschwindigkeit v_{Wh_N} kann Bild 2.11 auf der nächsten Seite entnommen werden. Hier wird das Verhältnis v'_W zu v_{Wh_N} über eine Umdrehung des Windrotors dargestellt. Dabei sind die resultierenden Windgeschwindigkeiten der Windscherung und des Turmschattens jeweils einzeln sowie die Kombination aus beiden zu sehen. Die verwendeten Daten für die Nabenhöhe und

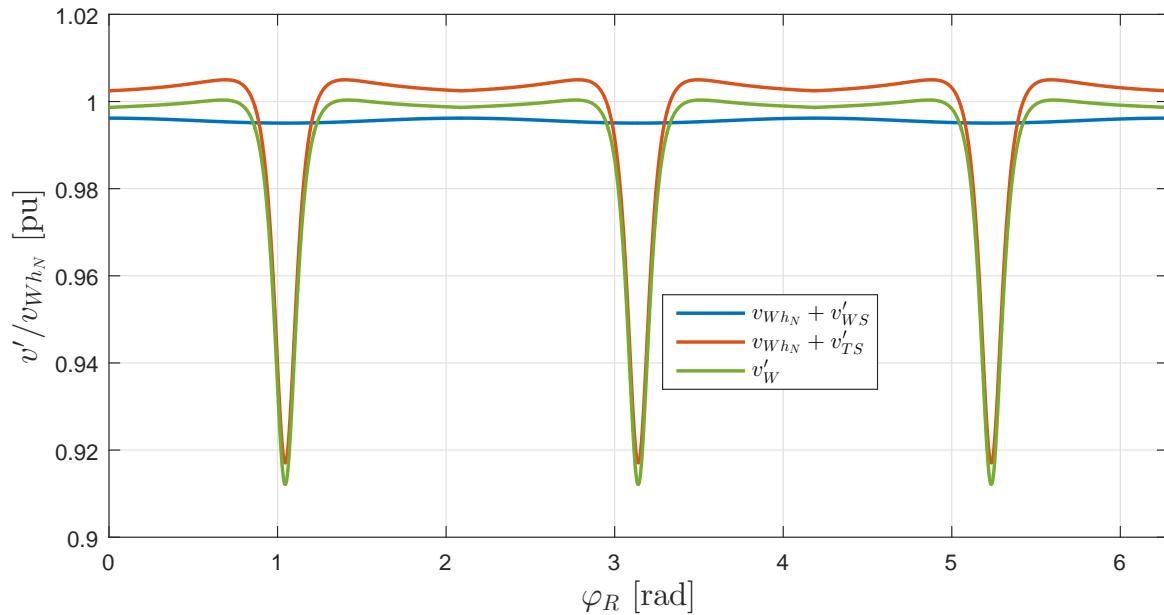


Bild 2.11: Darstellung der mit v_{Wh_N} normierten, einzelnen Komponenten der modellierten 3p-Frequenz sowie deren Kombination, mit $h_N = 80$ m, $R = 42$ m, $R_T = 2$ m, $x_T = 4$ m, $z_0 = 0,1$ m

den Rotorradius stammen aus Tabelle 2.3 auf Seite 27. Die Werte für den Turmradius und den Abstand zur Turmmitte wurden abgeschätzt.

Man kann erkennen, dass der Einfluss der Windscherung in diesem Modell nur sehr gering ist. Der Turmschatten hingegen vermindert die Windgeschwindigkeit um mehr als 8%, wenn ein Rotorblatt genau vor dem Turm steht. Dieser Effekt wird bei der aus dem Wind entnommenen Leistung noch deutlich verstärkt, da dort die Windgeschwindigkeit kubisch eingeht.

Das gewählte Modell kann aber nur begrenzt einen realen Turmschatten abbilden, weil Vereinfachungen angenommen wurden, wie eine konstante Breite des WEA-Turms oder auch ein konstanter Abstand der Rotorblätter zum Turm. Dies entspricht nicht der Realität. Trotzdem kann der Effekt der 3p-Frequenz mit dem vorgestellten Modell hinreichend genau abgebildet werden, um dessen Auswirkungen im späteren Laborversuch zu veranschaulichen.

2.2.3 Antriebsstrang

Alle Systemteile, die sich aufgrund des Rotordrehmoments in eine Drehbewegung versetzen, werden zum Antriebsstrang gezählt. Dazu zählen in erster Linie der Windrotor selbst, die Rotorwelle mit angeschlossener Getriebe und die ebenfalls daran befestigte Generatorwelle sowie der Rotor des Generators. Der Antriebsstrang kann in unterschiedlichem Detailgrad untersucht werden. Je mehr einzelne Massen des Antriebsstrangs betrachtet werden, desto realitätsnäher ist das Modell. In der Literatur wird hier zumeist zwischen einem Sechs-, Drei-, Zwei- und Einmassenmodell unterschieden.

Bei einem Sechsmassenmodell wird jedem der drei Flügel des Rotors ein Massenträgheitsmoment zugeordnet, das eine elastische Verbindung zur Rotornabe aufweisen. Zusätzlich werden auch die Rotornabe, das Getriebe und der Generator als einzelne Massen betrachtet, die über die Antriebswellen eine elastische Verbindung zueinander haben. Das Dreimassenmodell hingegen betrachtet den gesamten Rotor als eine einzelne Masse.

Beim Zweimassenmodell wird die Massenträgheit des Getriebes vernachlässigt und das Getriebe als ideal angesehen. Hier wird lediglich der Übersetzungsfaktor mit berücksichtigt. Als elastische Verbindung werden die Rotor- und Generatorwelle zusammengefasst. Das Einmassenmodell fasst sämtliche Massenträgheitsmomente des Antriebsstrangs zu einem Wert zusammen. Elastische Verbindungen und damit mögliche, auftretende Schwingungen werden hier nicht betrachtet.

Für die Simulation der Energieerzeugung, wie in dieser Arbeit, wird sich zumeist auf das Zwei- und Einmassenmodell beschränkt. Nach Michalke [14] lässt sich mit dem Zweimassenmodell die Dynamik des Antriebsstrangs bei Belastungssprüngen durch schnelle Änderungen der Windgeschwindigkeit oder Netzausfällen hinreichend genau betrachten. Das Einmassenmodell wird als didaktisches Mittel zur Verdeutlichung der Unterschiede beider Modelle in die spätere Simulation mit aufgenommen.

Zur dynamischen Beschreibung des Antriebsstrangs wird der Drehimpulssatz verwendet, der wie folgt definiert ist:

$$\frac{dL(t)}{dt} = J \cdot \ddot{\varphi} = \sum_i M_i \quad (2.56)$$

Das Zweimassenmodell mit der elastischen Rotorwelle und dem idealen Getriebe ist in

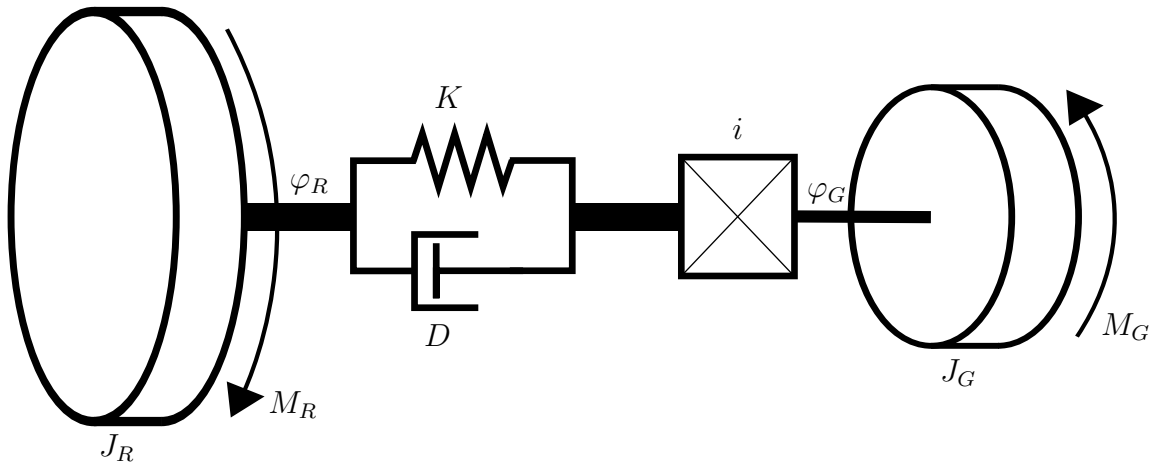


Bild 2.12: Schematische Darstellung des Zweimassenmodells mit Kennzeichnung der Parameter

Bild 2.12 dargestellt. Die elastische Welle wird als Kombination aus einer Torsionsfeder und einem Dämpfer angesehen. Somit sind gedämpfte Schwingungen zwischen den beiden Massen möglich. Die Generatorwelle wird aufgrund der baulichen Kürze häufig als starr angenommen. Für die Aufstellung des Drehimpulssatzes werden mit Hilfe eines Freikörperbilds (siehe Bild 2.13 auf der nächsten Seite) alle angreifenden Momente auf die beiden Massen dargestellt. Daraus lassen sich folgende Gleichungen für den

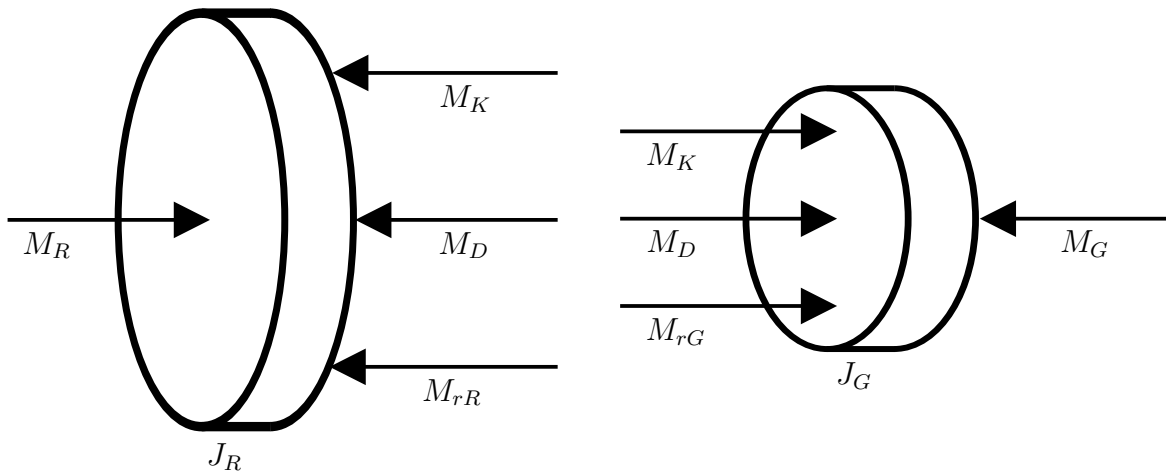


Bild 2.13: Freikörperbild des Zweimassenmodells mit allen auftretenden Momenten

Windrotor aufstellen:

$$J_R \cdot \ddot{\varphi}_R = M_R - M_F - M_D - M_{rR} \quad (2.57)$$

$$M_R = \frac{P_R}{\dot{\varphi}_R} \quad (2.58)$$

$$M_F = K (\varphi_R - \varphi_G) \quad (2.59)$$

$$M_D = D (\dot{\varphi}_R - \dot{\varphi}_G) \quad (2.60)$$

$$M_{rR} = d_R \cdot \dot{\varphi}_R \quad (2.61)$$

$$\dot{\varphi}_R = \omega_R \quad (2.62)$$

Die berücksichtigten Reibungen werden als geschwindigkeitsabhängige Reibungen modelliert. Für die Umrechnung der Generatordaten auf die Rotorseite wird der

Getriebeübersetzungsfaktor i verwendet.

$$J'_G = J_G \cdot i^2 \quad (2.63)$$

$$M'_G = M_G \cdot i \quad (2.64)$$

$$M'_{rG} = M_{rG} \cdot i \quad (2.65)$$

$$\omega'_G = \frac{\omega_G}{i} \quad (2.66)$$

$$\varphi'_G = \frac{\varphi_G}{i} \quad (2.67)$$

Damit lässt sich auch der Drehimpulssatz des Generators für die Rotorseite angeben.

$$J'_G \cdot \ddot{\varphi}'_G = -M'_G + M_F + M_D - M'_{rR} \quad (2.68)$$

$$M_G = \frac{P_{Gmech}}{\dot{\varphi}_G} \quad (2.69)$$

$$M_{rG} = d_G \cdot \dot{\varphi}_G \quad (2.70)$$

$$\dot{\varphi}_G = \omega_G \quad (2.71)$$

Zur besseren Veranschaulichung des Antriebsstrangmodells kann dieses auch als Zustandsraummodell dargestellt werden. Als Eingangsgrößen werden das Rotor- und das Generatormoment definiert. Die Generator- und Rotordrehzahl sind die Ausgangsgrößen. Folgende, weitere Definitionen werden getroffen:

$$x_1 = \varphi_R, \quad x_2 = \varphi'_G \quad (2.72)$$

$$\dot{x}_1 = \dot{x}_3 = \dot{\varphi}_R, \quad \dot{x}_2 = \dot{x}_4 = \dot{\varphi}'_G \quad (2.73)$$

$$\dot{x}_3 = \ddot{\varphi}_R, \quad \dot{x}_4 = \ddot{\varphi}'_G \quad (2.74)$$

$$u_1 = M_R, \quad u_2 = M'_G \quad (2.75)$$

$$y_1 = \dot{x}_3, \quad y_2 = \dot{x}_4 \quad (2.76)$$

Nun kann das Zustandsraummodell für das Zweimassenmodell des Antriebsstrangs wie

folgt angegeben werden:

$$\dot{\underline{x}}(t) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \\ -\frac{K}{J_R} & \frac{K}{J_R} & -\frac{D}{J_R} - \frac{d_R}{J_R} & \frac{D}{J_R} \\ \frac{K}{J'_G} & -\frac{K}{J'_G} & \frac{D}{J'_G} & -\frac{D}{J'_G} - \frac{d_G}{J'_G} \end{bmatrix} \underline{x}(t) + \begin{bmatrix} \frac{1}{J_R} \\ 1 \\ -\frac{1}{J'_G} \end{bmatrix} \underline{u}(t) \quad (2.77)$$

$$\underline{y}(t) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \underline{x}(t) \quad (2.78)$$

Das Einmassenmodell ist in Bild 2.14 zu sehen. Auch hier lässt sich der Drehimpulssatz anwenden:

$$J_{RG} \cdot \ddot{\varphi} = M_R - M'_G - M_r \quad (2.79)$$

$$J_{RG} = J_R + J'_G \quad (2.80)$$

$$M_r = (d_R + d_G) \dot{\varphi} \quad (2.81)$$

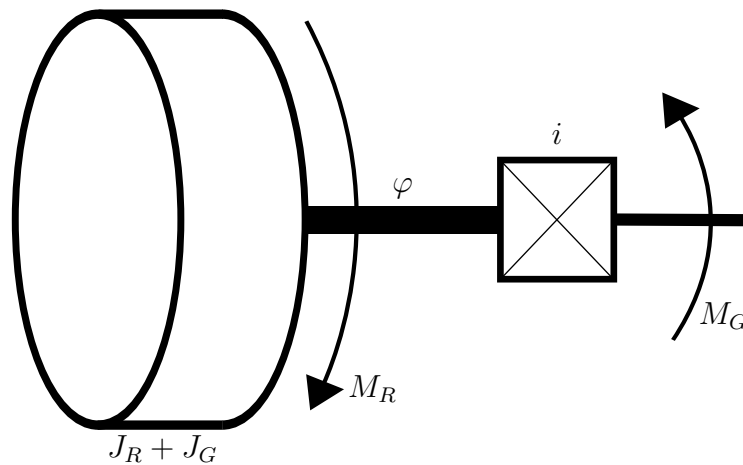


Bild 2.14: Technische Skizze des Einmassenmodells mit Angabe der Parameter

Später in der Simulation kann zwischen den beiden Modellen das gewünschte ausgewählt werden.

2.2.4 Pitch-Antrieb

In dieser Arbeit werden nur WEA mit aktiver Pitch-Verstellung behandelt, da diese zumeist bei modernen Anlagen im MW-Bereich eingesetzt werden. Auf die Betrachtung einer Leistungsbegrenzung des Rotors durch einen gewollten Strömungsabriss (oder auch Stall) an den Rotorblättern wird hier verzichtet, da diese Technik häufig für drehzahlstarre oder kleine Anlagen verwendet wird.

Bei einem Pitch-Antrieb besitzt jedes Rotorblatt einen eigenen Motor zur Verstellung des Pitch-Winkels θ . Dadurch ist es theoretisch möglich, jedes Rotorblatt individuell zu verstellen, um damit punktuelle Laststöße oder auch die Auswirkungen der 3p-Frequenz, die in Abschnitt 2.2.2 ab Seite 27 beschrieben wird, zu vermindern. Da das verwendete c_P - λ -Kennfeld von Abschnitt 2.2.1 ab Seite 17 jedoch nur einen gemeinsamen Winkel für alle Rotorblätter berücksichtigt, werden die 3 Motoren in einem Modell zusammengefasst. Bei den Maschinen für die Blattverstellung handelt es sich um Servomotoren. Diese werden daher mit einer Positionsregelung betrieben. Da das genaue Verhalten der Maschinen für die Pitch-Verstellung nicht untersucht werden soll, kann der geschlossene Regelkreis des Pitch-Antriebs als PT1-Glied mit der Zeitkonstante T_{Pitch} approximiert werden.

$$G_{Pitch} = \frac{1}{1 + T_{Pitch} \cdot s} \quad (2.82)$$

Laut Michalke [14] hat die Zeitkonstante typischerweise einen Wert von $T_{Pitch} = 0,1$ s. Zusätzlich ist die Änderungsgeschwindigkeit des Pitch-Winkels auf $\dot{\theta} = \pm 10^\circ/\text{s}$ und der absolute Winkel auf $\theta = 0^\circ - 40^\circ$ im Betrieb begrenzt. Diese Begrenzungen beeinflussen die Dynamik der Pitch-Verstellung vor allem bei schnellen Lastwechseln, wie beispielsweise bei einem Netzfehler. In diesen Situationen müssen die Rotorblätter zum Schutz der WEA schnellstmöglich aus dem Wind gedreht werden, da die erzeugte Leistung nicht mehr ins Netz abgegeben werden kann. Der daraus resultierende Anstieg der Anlagendrehzahl kann aufgrund der Begrenzungen der Pitch-Verstellung also nicht gänzlich verhindert werden. Für die komplette Abschaltung der Anlage wird der Pitch-Winkel auf 90° gestellt und somit werden die Blätter vollständig aus dem Wind

gedreht.

2.3 Eingesetzte Generatorkonzepte

Mit dem Versuchsstand werden drei verschiedene Generatorsysteme, die in einer WEA eingesetzt werden können, betrachtet. Bei allen drei Systemen werden ASM als elektrische Maschine und Getriebe zur Übersetzung der Rotordrehzahl auf die Generatorebene eingesetzt.

2.3.1 Netzgekoppelte Asynchronmaschine

Das WEA-Konzept, bei der die ASM direkt ans Netz angeschlossen ist, wird auch als dänisches Konzept bezeichnet und ist in Bild 2.15 auf der nächsten Seite dargestellt. Die Drehzahl einer solchen Anlage ist aufgrund der festen Netzfrequenz nahezu starr. Zwar ändert sich die Drehzahl einer netzgekoppelten ASM bis zur Nennleistung annähernd proportional zum Belastungsmoment, dies jedoch nur in einem sehr geringen Bereich (laut Hau [9] um 0,5% der Synchrondrehzahl). Die ins Netz eingespeiste Generatorleistung ist aufgrund fehlender Regelmöglichkeiten stets vom Belastungsmoment abhängig. Auch die aus dem Netz bezogene Blindleistung zur Felderregung kann ohne zusätzliche Kompensationsmaßnahmen nicht verändert werden. Der Vorteil eines solchen Generators liegt vor allem in der Robustheit und den Kosten. Nach Hau [9] ist die netzgekoppelte ASM im kleineren Leistungsbereich wartungsarm, relativ preiswert und hat bei der Umwandlung von mechanischer in elektrische Energie einen Wirkungsgrad von bis zu 96,5%.

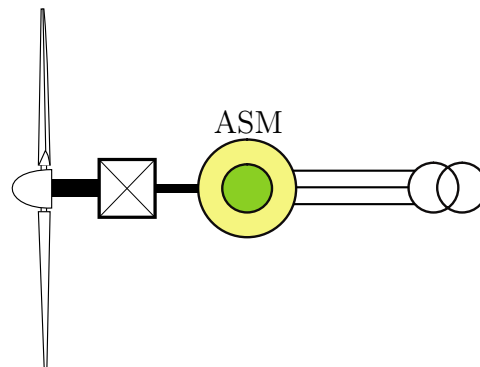


Bild 2.15: Prinzipschaltbild für eine WEA mit netzgekoppelter ASM

2.3.2 Asynchronmaschine mit Vollumrichter

Bei der ASM mit Vollumrichter wird jeweils ein Gleich- und Wechselrichter mit gemeinsamen Zwischenkreis für die Maschinen- und Netzseite eingesetzt (siehe Bild 2.16 auf der nächsten Seite). Dadurch ist es möglich die Generatordrehzahl und die Wirkleistung im Bereich der Nenndaten unabhängig voneinander einzustellen. Die Drehzahlvariabilität der Maschine kann für einen höheren Ertrag bei der Wandlung der Windenergie in elektrische Energie genutzt werden. Ein Verfahren zur Leistungsoptimierung wird in Abschnitt 2.4.1 ab Seite 42 beschrieben. Zusätzlich ist durch die Trennung der Maschinen- und Netzseite eine individuelle Regelung der Netzblindleistung möglich. So kann die benötigte Blindleistung der ASM nicht nur kompensiert werden, sondern es kann auch kapazitive und induktive Blindleistung bereitgestellt werden. Der Nachteil einer solchen Anlage sind die hohen Kosten für die Umrichter. Diese sind für hohe Leistungen ausgelegt, da sie die gesamte Generatorleistung gleich- und wechselrichten müssen.

2.3.3 Doppelt gespeiste Asynchronmaschine

Das Konzept der DGASM wird eingesetzt, um die hohen Kosten für die Umrichtertechnik zu senken. Bei diesem Generatorkonzept wird der Stator wie beim netzgekoppelten

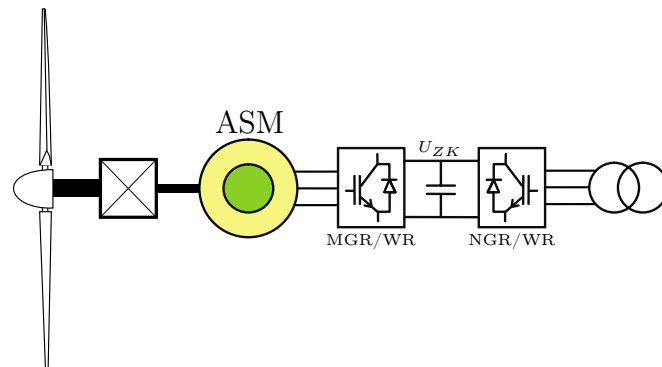


Bild 2.16: Prinzipschaltbild einer WEA mit ASM in Vollumrichterbetrieb als Generatorkonzept

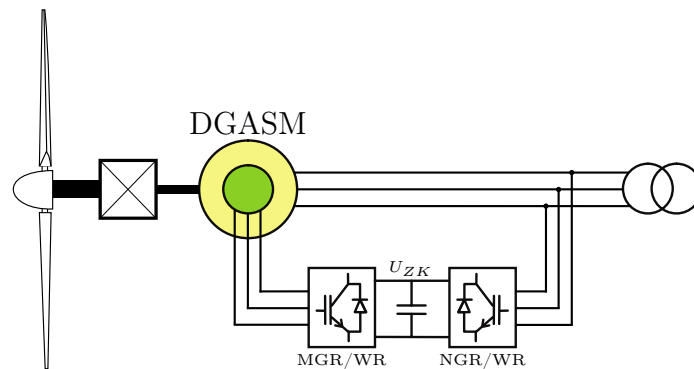


Bild 2.17: Prinzipschaltbild einer WEA mit DGASM als Generatorkonzept

Betrieb fest ans Netz geschlossen. Zusätzlich werden aber auch die Rotorwicklungen des Generators über Schleifringe zugänglich gemacht. Mit einem rotorseitigen MGR/WR³ kann nun das Rotorfeld beeinflusst werden. Das Prinzipschaltbild ist in Bild 2.17 zu sehen. Damit ist es möglich die Drehzahl und die Wirk- und Blindleistung des gesamten Generators unabhängig von einander zu verstellen. Üblicherweise wird der rotorseitige Umrichter bei WEA aber nicht für die gesamte Generatorleistung ausgelegt, sondern nur für ca. 30 % (Büssis [1]). Dadurch lässt sich die Drehzahl des Generators nur noch im Bereich von $\pm 30\%$ um die Synchrondrehzahl n_0 verstellen. In Abschnitt 2.2.1 ab Seite 17 wird aber aufgezeigt, dass eine WEA nur einen Teil des vollen Drehzahlbands benötigt, um die Windenergie effizient zu wandeln. Auf diese Weise lassen sich die Um-

³ Maschinengleich- und Wechselrichter

richterkosten senken, ohne Einbußen in der Dynamik der Anlage hinnehmen zu müssen. Für die Rotorleistung kann vereinfacht angegeben werden:

$$P_{GR} = -s \cdot P_{GS} \quad (2.83)$$

$$s = \frac{n_0 - n}{n_0} \quad (2.84)$$

Somit benötigt der Rotor des Generators im untersynchronen Betrieb ($n < n_0$) Wirkleistung und kann im übersynchronen Betrieb ($n > n_0$) Wirkleistung ans Netz abgeben.

Dieses Konzept hat aber auch Nachteile: zwar kann die Blindleistung des Generators über den Rotorstrom beeinflusst werden, jedoch nur solange der Wirkanteil des Rotorstroms geringer ist als der Nennrotorstrom. Nur dann kann die verbleibende Differenz für die Blindleistungsregelung verwendet werden. Eine zusätzliche Kompensation über den NGR/WR⁴ ist möglich. Da dieser aber auch nur auf die Leistung des Rotorumrichters ausgelegt ist, kann damit nicht die gesamte Blindleistungsaufnahme der ASM kompensiert werden.

2.4 Regelungskonzept der Windenergieanlage

Das Steuer- und Regelsystem einer WEA wird in der Literatur ([2], [9], [10]) in die drei Bereiche Betriebsführung, Regelung und Sicherheitssystem untergliedert. Die Betriebsführung reagiert auf äußere Einflüsse, wie die der Windgeschwindigkeit oder Vorgaben des Netzbetreibers und legt daraufhin den passenden Systemzustand der Anlage fest. Dazu gehören das An- und Abfahren der Anlage oder die Begrenzung der Netzleistung. Die so erzeugten Sollwerte für jeden Zustand werden dann von der Regelung innerhalb der mechanischen und elektrischen Betriebsgrenzen über die Stellglieder der Anlage angefahren. Unterschiede in der Regelung ergeben sich vor allem durch das gewählte Generatorkonzept. Das Sicherheitssystem ist für die sichere

4 Netzgleich- und Wechselrichter

Abschaltung der Anlage im Fehlerfall oder bei Überschreitung von betriebskritischen Grenzen verantwortlich.

Die Betriebsführung und das Sicherheitssystem werden in dieser Arbeit nicht detailliert behandelt, da sie für die energetische Betrachtung einer WEA nur eine untergeordnete Rolle spielen. Näher betrachtet werden die Regelkonzepte für die optimale Leistungsentnahme aus dem Wind und die Einhaltung der Nenndaten im Betrieb. Dabei werden auch die Unterschiede für die eingesetzten Generatorkonzepte aufgezeigt.

Bei netzgekoppelten Generatoren ist die Drehzahl der gesamten Anlage nahezu starr auf die Netzfrequenz begrenzt. Um Einfluss auf die abgegebene Netzleistung und Einhaltung der Nenndaten nehmen zu können, wird die Verstellung des Pitch-Winkels genutzt. Deren Trägheit begrenzt in diesem Fall die Dynamik der Leistungsregelung.

Drehzahlvariable Generatorkonzepte bieten den Vorteil, dass sie unabhängig von der aktuellen Windgeschwindigkeit ihre Drehzahl anpassen können. Damit ist eine Anpassung der Schnelllaufzahl λ möglich und somit auch des Leistungsbeiwerts c_P . Daher kann für jede Windgeschwindigkeit die passende Drehzahl angefahren werden, um die maximal mögliche Leistung aus dem Wind zu entnehmen. Dazu wird ein MPPT-Verfahren eingesetzt. Bei Windverhältnissen oberhalb der Nenndaten wird zusätzlich eine Pitch-Verstellung eingesetzt, um die Nenndaten der Anlage nicht zu überschreiten. In den nachfolgenden Unterkapiteln werden die Konzepte für die jeweilige Pitch- und Drehzahlregelung detailliert vorgestellt.

2.4.1 MPPT-Verfahren

MPPT-Verfahren werden bei drehzahlvariablen WEA eingesetzt. Das Ziel ist es, die Drehzahl des Rotors so einzustellen, dass sich zu jeder Windgeschwindigkeit die Schnelllaufzahl λ (siehe Gleichung (2.42) auf Seite 24) mit dem maximalen Leistungsbeiwert

c_P ergibt.

Stellt man Gleichung (2.42) nach der Winkelgeschwindigkeit um, hätte man eine Formel die einem zu jeder Windgeschwindigkeit, bei bekanntem, optimalem λ -Wert, die passende Drehzahl vorgibt. Man könnte den Generator in Drehzahlregelung betreiben, die Windgeschwindigkeit messen und die entsprechende Drehzahl einstellen. Dies ist jedoch aus verschiedenen Gründen eine ungünstige Lösung. Die Windgeschwindigkeit fluktuiert auch im Sekundenbereich, dadurch würde sich der Sollwert für die Drehzahlregelung stetig ändern. Durch die hohe Massenträgheit eines Windrotors ist die Dynamik der Drehzahlregelung stark begrenzt und könnte diesem Sollwert nicht dauerhaft folgen, wodurch sich nicht der optimale Leistungsbeiwert einstellen würde. Außerdem entstehen durch diese Art der Regelung Situationen in denen der Generator im motorischen Bereich betrieben wird, was gänzlich dem Sinn der Anlage widerspricht. Dieser Fall kann auftreten, wenn beispielsweise die Windgeschwindigkeit stark ansteigt und dementsprechend die Drehzahlregelung einen höheren Drehzahlwert vorgeben würde. Wenn die Beschleunigung durch das Rotormoment nicht ausreicht, würde der Generator den Windrotor mit antreiben, um die geforderte Drehzahl zu erreichen. Dieser Fall kann auch stark bei sinkender Windgeschwindigkeit auftreten.

Ein weiterer, wichtiger Grund ist auch die Schwierigkeit der Windmessung. Wie in Abschnitt 2.2.1 ab Seite 17 erwähnt, wird der Wind am Rotor nicht nur abgebremst, sondern durch die Rotation auch verwirbelt. Somit ist eine präzise Bestimmung der Windgeschwindigkeit am Rotor für eine Regelung nur schwer möglich. Durch eine Messung weit vor oder hinter dem Rotor könnte man eine vom Rotor unbeeinflusste Windgeschwindigkeit messen. Diese lässt aber laut Hau [9] keine Aussage für die gesamte Rotorfläche zu. Außerdem müsste dafür zusätzlich ein Mast für die Messung installiert werden. Ein Windmesssystem wird dennoch auf der WEA installiert. Die fehlerbehaftete Messung wird dann lediglich zur Feststellung der zum An- und Abschalten der Anlage nötigen Windgeschwindigkeit verwendet bei der ein grober Richtwert bereits genügt.

Somit wird für das eigentliche MPPT keine Messung der aktuellen Windgeschwindigkeit benötigt, sondern der Rotor selbst wird zur Messung verwendet. In Bild 2.18

auf der nächsten Seite ist das c_p - λ -Kennfeld als Funktion der Rotorleistung über der Rotordrehzahl für verschiedene Windgeschwindigkeiten dargestellt. Zusätzlich ist auch die Kurve dargestellt, die angibt bei welcher Kombination aus Windgeschwindigkeit und Rotordrehzahl die maximale Rotorleistung erzielt wird. Diese Darstellung ist die Grundlage des MPPT-Verfahrens. Die optimale Rotorleistung für jede Dreh-

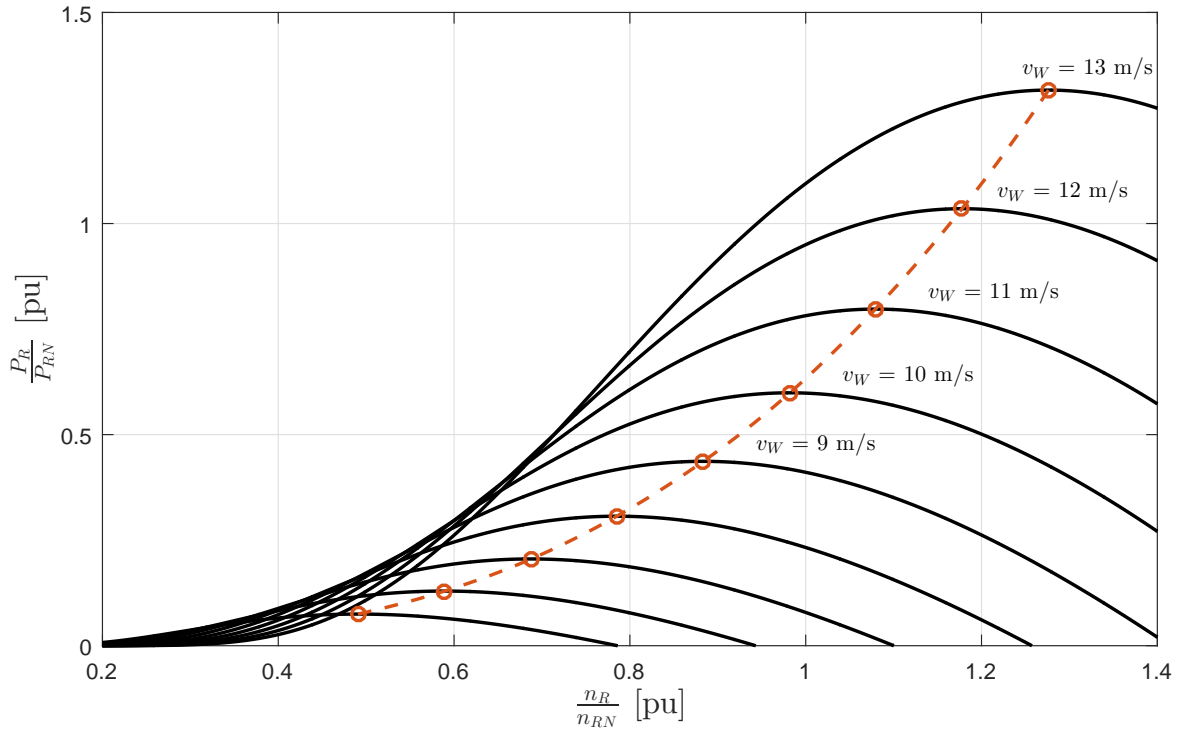


Bild 2.18: Darstellung der optimalen Leistung für verschiedene Wind- und Rotorgeschwindigkeiten

zahl kann auch berechnet werden. Dazu wird Gleichung (2.42) auf Seite 24 nach v_W umgestellt.

$$v_W = \frac{\omega_R \cdot R}{\lambda_{opt}} \quad (2.85)$$

Wobei λ_{opt} die Schnelllaufzahl für den maximalen c_P bei $\theta = 0^\circ$ liegt. Wird nun Gleichung (2.85) in Gleichung (2.41) auf Seite 24 für v_W eingefügt, ergibt sich die Rotorleistung zu:

$$P_{R_{opt}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \left(\frac{\omega_R}{\lambda_{opt}} \right)^3 \cdot c_P(\lambda_{opt}, \theta) \quad (2.86)$$

Jeder Rotordrehzahl kann also eine optimale Leistung zugeordnet werden, wobei $P_R \sim \omega_R^3$ gilt. Anhand der gemessenen, aktuellen Generator Drehzahl wird über Gleichung (2.66) auf Seite 35 auf die Rotordrehzahl zurückgeschlossen. Die optimale Leistung für diese Drehzahl ist nun die Sollwertvorgabe für die Leistungsregelung des Generatorsystems. Somit wird die Windgeschwindigkeit indirekt über die Rotordrehzahl gemessen. Verluste, die durch den Antriebsstrang entstehen, werden hier zunächst nicht berücksichtigt. Bei einer Änderung der Windgeschwindigkeit kommt es aufgrund der veränderten Rotorleistung auch zu einer Drehzahländerung. Daraufhin wird durch das MPPT die Leistung des Generators so angepasst, dass diese zur aktuellen Drehzahl wieder optimal ist. Somit ist sichergestellt, dass zu jeder Windgeschwindigkeit immer die maximale Leistung durch den Rotor entnommen wird. Es handelt sich also nicht um eine klassische, kaskadierte Drehzahlregelung, sondern um eine Leistungsregelung, bei der die Drehzahl in eine entsprechende Leistungsvorgabe umgerechnet wird.

Da die minimale Rotordrehzahl bei $n_{Rmin} = \frac{1}{2} n_{RN}$ liegt (siehe Tabelle 2.3 auf Seite 27), lohnt sich der Betrieb der Anlage erst ab dieser Drehzahl. Dies ist in Bild 2.18 auf Seite 44 zu erkennen. Bei halber Rotornenn Drehzahl entnimmt die Anlage dem Wind bei optimalem Leistungsbeiwert ca. 10% der Rotornennleistung. Zu sehen ist, dass die Nennleistung bei diesem Verfahren nicht bei Nenndrehzahl erreicht wird. Deshalb erfährt die eingesetzte MPPT-Kurve zwei Anpassungen. Für das Anfahren der Anlage wird eine lineare Funktion genutzt, um die Leistung stetig hochzufahren. Damit sich die WEA-Leistung bei Nenndrehzahl nicht schlagartig auf die Nennleistung erhöht, wird auch hier eine lineare Funktion genutzt. Dadurch wird die Anlage vor Momentenstößen durch den Leistungssprung im Betrieb geschützt. Die maximale Leistung des Generators ist durch das MPPT-Verfahren auf die Nennleistung begrenzt. So kann es nicht zu einer elektrischen Überlastung des Generatorsystems kommen. Die eingesetzte MPPT-Kurve für die Leistungsregelung des Generators ist in Bild 2.19 auf der nächsten Seite dargestellt.

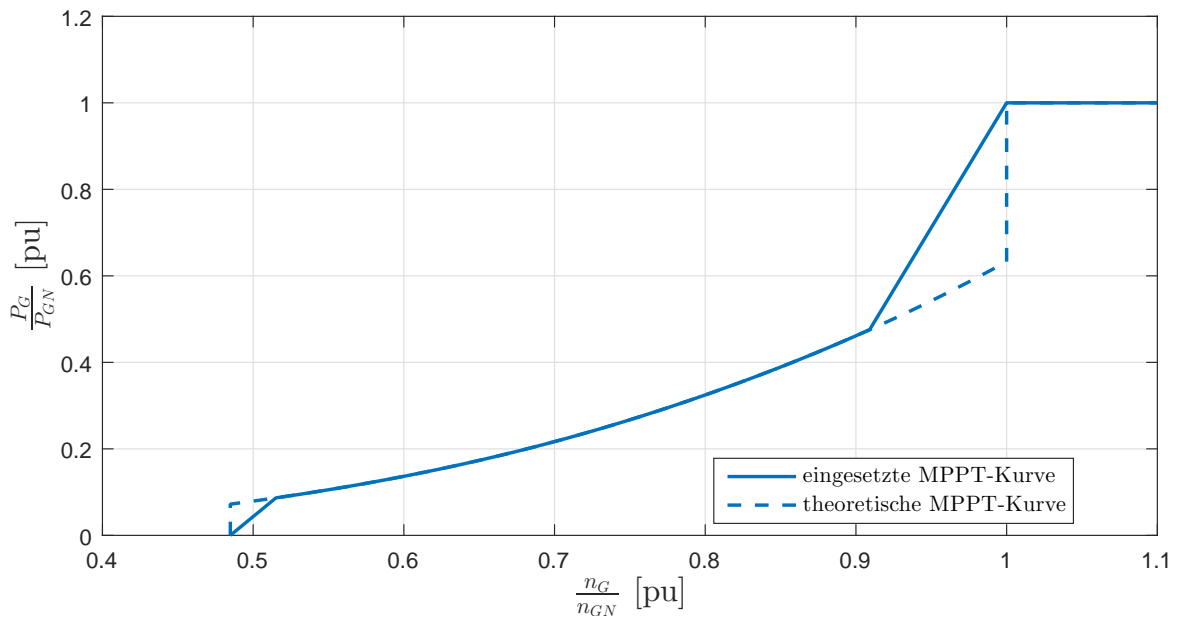


Bild 2.19: Vergleich der theoretischen und eingesetzten MPPT-Kurve als Vorgabe für den Leistungsregler einer drehzahlvariablen WEA

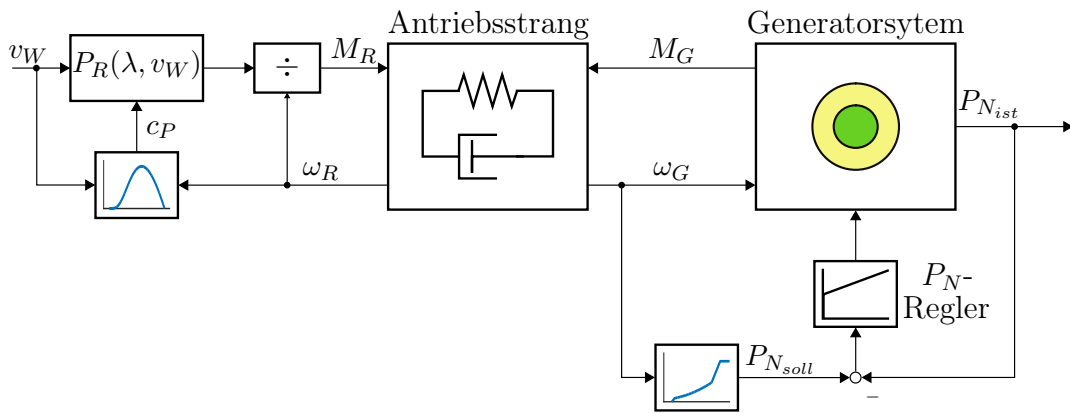


Bild 2.20: Funktionsweise des MPPT-Verfahrens bei einer drehzahlvariablen WEA

2.4.2 Pitch-Regelung

Wie in Abschnitt 2.2.1 ab Seite 17 erläutert, kann mit dem Pitch-Winkel θ der Rotorblattwinkel verändert und damit auch das Rotormoment M_R beeinflusst werden,

die sich anhand des Generatorsystems unterscheiden lassen. In dieser Arbeit wird hierbei zwischen drehzahlvariablen und drehzahlstarrten Generatorsystemen differenziert.

Drehzahlvariable Generatorsysteme

Bei drehzahlvariablen Generatorsystemen wird die Soll-Leistung durch das MPPT-Verfahren im Drehzahlbereich unterhalb der Nenndrehzahl vorgegeben. In diesem Bereich soll dem Wind die maximal mögliche Leistung entnommen werden. Daher wird hier der Pitch-Winkel θ auf einem konstanten Wert für den maximalen c_P gehalten. In dem c_P - λ -Kennfeld, das in dieser Arbeit verwendet wird, liegt der maximale c_P bei $\theta = 0^\circ$. Ab der Nenndrehzahl ist jedoch die Leistung auf den Nennwert begrenzt. In diesem Bereich wird die Pitch-Regelung eingesetzt, um die Rotor- und damit auch die Generatordrehzahl zu begrenzen.

Die Regelgröße für die Pitch-Regelung ist wie beim MPPT die Generatordrehzahl. Bei Windgeschwindigkeiten über der Nennwindgeschwindigkeit wird das Rotormoment durch den Pitchwinkel auf den Nennwert begrenzt und somit die Drehzahl auf dem Nennwert gehalten. Durch die, im Vergleich zum Leistungsregler des Generators, hohe Trägheit des Pitch-Antriebs kommt es zwar zu größeren Regelabweichungen, für die der Antriebsstrang jedoch ausgelegt ist. Der Vorteil dieser Kombination aus MPPT-Verfahren und Pitch-Regelung ist, dass die ins Netz eingespeiste Generatorleistung oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit stets konstant bleibt. Das Blockschaltbild für die Pitch-Regelung ist in Bild 2.21 auf der nächsten Seite zu sehen. Es wird ein klassischer PI-Regler eingesetzt.

Drehzahlstarre Generatorsysteme

Generatoren mit direkter Netzkopplung bieten aufgrund der festen Netzfrequenz keine Möglichkeit zur elektrischen Verstellung der Generatordrehzahl. Daher ist eine

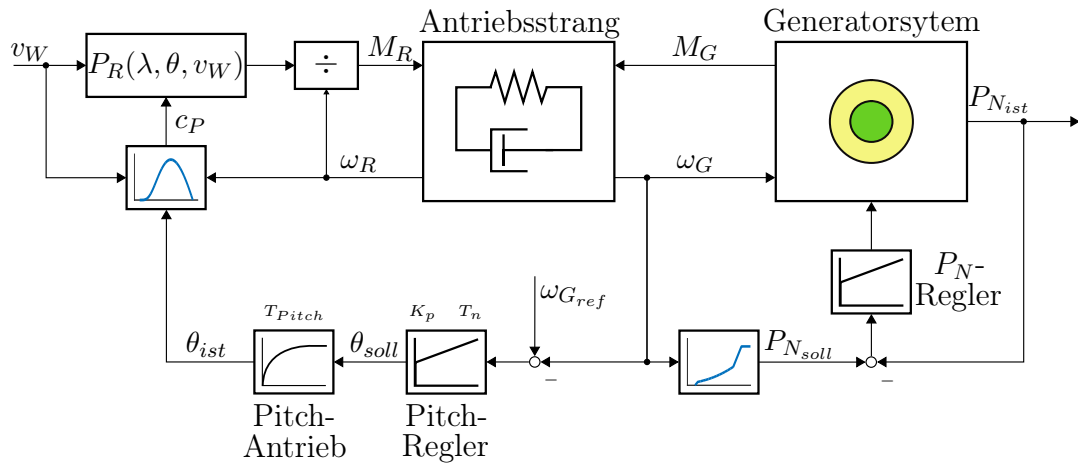


Bild 2.21: Blockschaltbild der gesamten Regelung einer drehzahlvariablen WEA inklusive der Pitch-Regelung

Optimierung des Leistungsbeiwerts über die Anpassung der Schnelllaufzahl nicht umsetzbar.

Der Leistungsbeiwert kann über den Pitch-Winkel beeinflusst werden. Dies wird bei netzgekoppelten Generatorsystemen genutzt, um die Rotorleistung und dadurch auch die eingespeiste Netzleistung zu regeln. Somit wird die Pitch-Regelung bei drehzahlstarreren WEA als Leistungsregelung ausgeführt. Im normalen Betrieb ist der Sollwert der Nennwert der netzseitigen Generatorleistung. Der Pitch-Winkel wird durch die Regelung also erst bei Überschreitung der Nennleistung verstellt.

Bedingt durch die Trägheit des Pitch-Systems, ist diese Art der Leistungsregelung deutlich langsamer als eine Regelung über ein Umrichtersystem. Daher kann es bei Windgeschwindigkeiten oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit zu größeren Regelabweichungen im Sekunden-Bereich kommen. Der Leistungsregler ist als PI-Regler ausgelegt und in Bild 2.22 auf der nächsten Seite dargestellt.

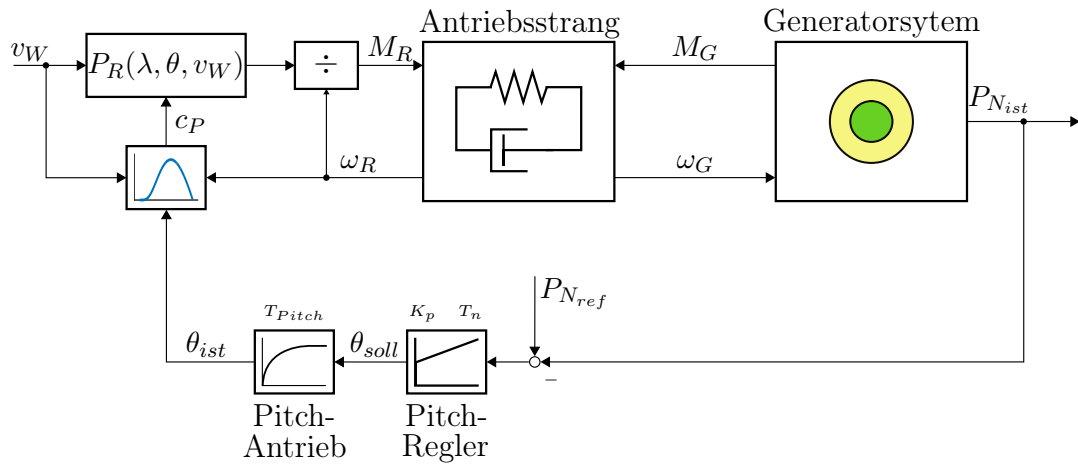


Bild 2.22: Blockschaubild der Pitch-Regelung einer drehzahlstarrten WEA

3 Erstellung der Simulation

Im vorherigen Kapitel wurden die mathematischen Modelle erläutert, die für die Beschreibung des mechanischen Teils einer WEA verwendet werden. In diesem Kapitel wird dargelegt, wie die einzelnen Modelle mit der Simulationssoftware Matlab Simulink[®] erstellt und welche Anpassungen an den Modellen vorgenommen wurden. Danach werden die Ergebnisse der Simulation dargestellt und diskutiert. Die Simulation wird dabei ebenfalls in die Teilsysteme aus dem Kapitel 2 ab Seite 9 untergliedert.

3.1 Windsimulation

Wie in Abschnitt 2.1 ab Seite 9 beschrieben, kann das Kaimal-Spektrum als Filter erster Ordnung approximiert werden. Das Filter wurde nach Gleichung (2.9) auf Seite 16 in Matlab Simulink[®] aus diskreten Blöcken aufgebaut, um die Überführung auf das Echtzeit-Rechensystem von dSPACE zu vereinfachen. Denn auf dem Echtzeit-System werden alle Programmkomponenten mit einer festgelegten Taktzeit aufgerufen und abgearbeitet.

Das Blockschaltbild der erstellten Simulation ist in Bild 3.1 auf der nächsten Seite zu sehen. Mit dem Parameter k wurde das Filter nun so angepasst, damit es das Kaimal-Spektrum möglichst gut abbildet. Das beste Ergebnis wurde dabei mit $k = 1,5$ erreicht. Die Simulation konnte nun dazu genutzt werden die Windturbulenzen über

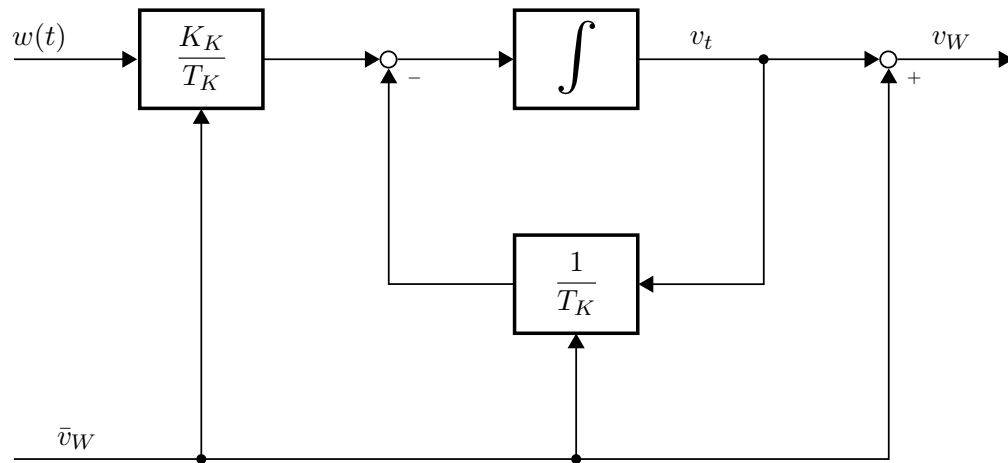


Bild 3.1: Blockschaltbild des Kaimal-Filters mit Angabe der Parameter nach Gleichung (2.9) auf Seite 16

einen beliebigen Zeitraum abzubilden. Es wurden Wind-Zeitreihen von 1000 s mit dem approximierten Filter erstellt. Diese wurden für eine Spektralanalyse genutzt, um das ideale Kaimal-Spektrum (siehe Gleichung (2.4) auf Seite 14) und das Filterspektrum vergleichen zu können. Eine solche Zeitreihe ist in Bild 3.2 auf der nächsten Seite abgebildet. In Bild 3.3 auf Seite 53 ist der Vergleich von idealen und approximierten Kaimal-Spektren dargestellt. Es ist zu erkennen, dass vor allem im niederfrequenten Bereich die Approximation nicht das ideale Spektrum wiedergeben kann. Der Grund dafür ist in der zu simplen Approximation des Kaimal-Filters als Filter erster Ordnung zu finden. Zwar kann über den Parameter k der Filter optimiert werden. Diese Optimierung gilt dann aber nur für einen speziellen Frequenzbereich. Trotzdem wurde diese Methode zur Turbulenzsimulation umgesetzt, da sie bis dato die einzig gefundene Möglichkeit darstellt Turbulenzen in Echtzeit und beliebig lang zu erzeugen.

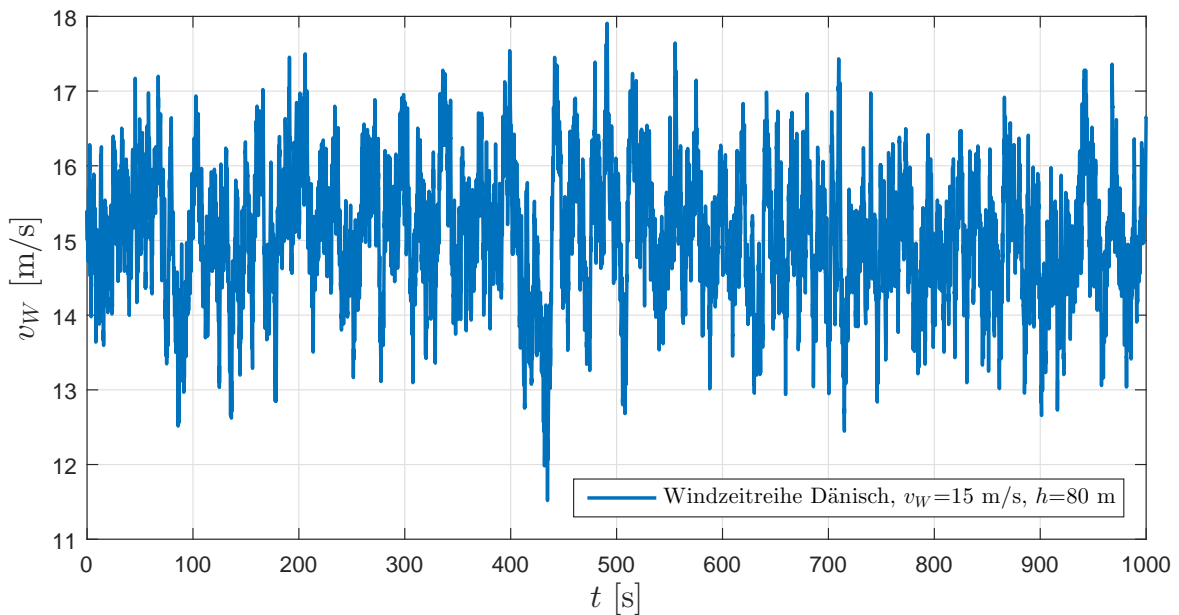
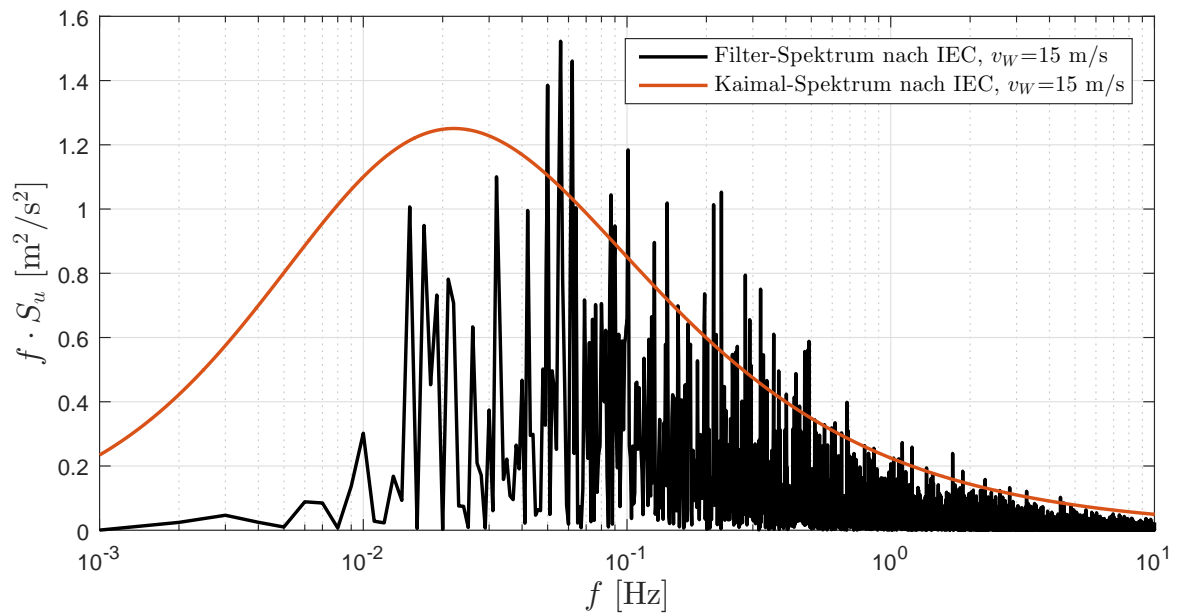


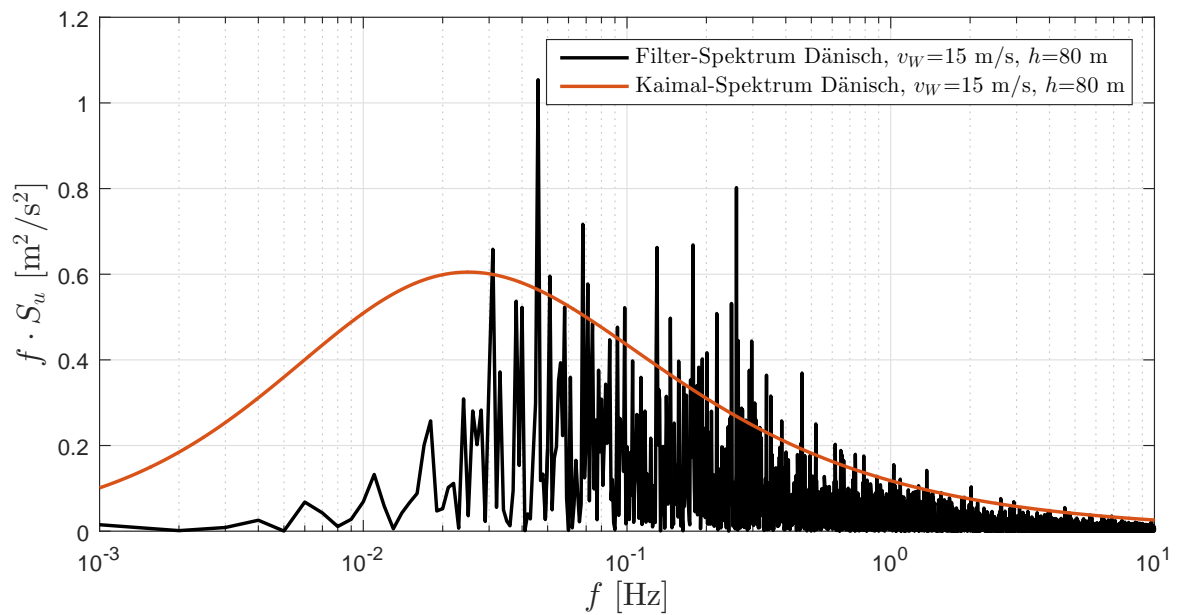
Bild 3.2: Erstellte Wind-Zeitreihe mit approximierten Filter für den dänischen Standard bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 15 m/s

3.2 Simulation des Windrotors und der 3p-Frequenz

Für die Simulation des Windrotors und der 3p-Frequenz wurden die mathematischen Modelle aus Gleichungen (2.43) und (2.52) bis (2.54) auf Seite 25 und auf Seite 30 mit Hilfe von Simulink-Blöcken aufgebaut. Da die Modelle keine Dynamik beinhalten und ohne Änderungen in der Simulation erstellt werden konnten, verhält sich die Simulation genau wie die zugrundeliegenden Modelle. Daher wird hier auf einen Vergleich von Modell und Simulation verzichtet. Für das simulierte c_P - λ -Kennfeld wurden die Daten der 2,5 MW-WEA aus Tabelle 2.3 auf Seite 27 verwendet. Die Parameter für die 3p-Frequenz wurden zu $H = 80$ m, $R_T = 2$ m und $x_T = 4$ m abgeschätzt.



(a) IEC-Standard



(b) dänischer Standard

Bild 3.3: Vergleich des Kaimal-Spektrums und des approximierten Filterspektrums für (a) den IEC-Standard und (b) den dänischen Standard

3.3 Antriebsstrang-Simulation

Mit der Simulation, die in dieser Arbeit entstanden ist, soll eine reale WEA im MW-Bereich nachgebildet werden. Um den Antriebsstrang einer solchen WEA simulieren zu können, sind jedoch detaillierte Parameter notwendig, wie das auf die Antriebswelle bezogene Massenträgheitsmoment des Rotors J_R und des Generators J_G , der Anlage. Dies sind sehr spezifische Anlagendaten, die zumeist nicht frei verfügbar sind. In Miller u. a. [15] wird die Modellierung zweier WEA-Typen von General Electric mit 1,5 MW und 3,6 MW beschrieben. Hier sind auch Angaben zu den Parametern des Antriebsstrangs angegeben. Diese sind auf das Per-Unit-System normiert. Da keine anderen Quellen zur Verfügung standen, wurde in dieser Arbeit auf die Daten der 3,6 MW-WEA zurückgegriffen.

Die Normierung der Parameter bietet für diese Arbeit einen besonderen Vorteil, da die WEA-Simulation an einem deutlich kleineren Generator betrieben wird. Durch das Per-Unit-System wird die Umrechnung der dynamischen Größen erheblich vereinfacht, da diese nur mit dem jeweiligen Nennwert multipliziert werden müssen. Die Nennwin-

Tabelle 3.1: Normierte Parameter und Nennwinkelgeschwindigkeiten für einen Zweimassenschwinger, Quelle: Miller u. a. [15]

Antriebsstrang-Parameter	1,5 MW	3,6 MW	Einheit
$J_{R_{pu}}$	4,32	4,29	pu
$J_{G_{pu}}$	0,62	0,90	pu
K_{pu}	46,0	222,5	pu
D_{pu}	1,5	1,5	pu
ω_{RN}	1,745	1,335	rad/s
ω_{GN}	157,080	157,080	rad/s

kelgeschwindigkeit des Generators war nicht angegeben und wurde für eine vier-polige Maschine in einem 50 Hz-Netz zu

$$\omega_{GN} = \frac{2\pi \cdot n_{GN}}{60}, \quad n_{GN} = 1500 \text{ 1/min} \quad (3.1)$$

abgeschätzt. Für die Umrechnung der Parameter auf unterschiedliche Anlagengrößen wird angenommen, dass die normierten Parameter bei unterschiedlicher Nennleistung konstant bleiben. Dies trifft, bis auf die Federkonstante K_{pu} , auch annähernd auf die Werte in Tabelle 3.1 auf Seite 54 zu. Daher werden diese Parameter nur auf die in der Simulation verwendeten Nennwinkelgeschwindigkeiten umgerechnet. Für die Normierung in das Per-Unit-System können folgende Gleichungen aus Muyeen u. a. [16] verwendet werden:

$$\omega_{RN} = \frac{2\pi \cdot n_{RN}}{60} \quad (3.2)$$

$$H_R = \frac{J_R}{J_{RN}} \quad J_{RN} = \frac{2P_{RN}}{\omega_{RN}^2} \quad (3.3)$$

$$H_G = \frac{J_G}{J_{GN}} \quad J_{GN} = \frac{2P_{GN}}{\omega_{GN}^2} \quad (3.4)$$

$$K_{pu} = \frac{K}{K_N} \quad K_N = \frac{P_{RN}}{\omega_{RN}^2} \quad (3.5)$$

$$D_{pu} = \frac{D}{D_N} \quad D_N = \frac{P_{RN}}{\omega_{RN}^2} \quad (3.6)$$

$$d_{Rpu} = \frac{d_R}{d_{RN}} \quad d_{RN} = \frac{P_{RN}}{\omega_{RN}^2} \quad (3.7)$$

$$d_{Gpu} = \frac{d_G}{d_{GN}} \quad d_{GN} = \frac{P_{GN}}{\omega_{GN}^2} \quad (3.8)$$

Die Umrechnung der Parameter für andere Nennwinkelgeschwindigkeiten kann angegeben werden zu:

$$H_{R_2} = H_{R_1} \frac{\omega_{RN_2}^2}{\omega_{RN_1}^2} \quad (3.9)$$

$$H_{G_2} = H_{G_1} \frac{\omega_{GN_2}^2}{\omega_{GN_1}^2} \quad (3.10)$$

$$K_{pu_2} = K_{pu_1} \frac{\omega_{RN_2}^2}{\omega_{RN_1}^2} \quad (3.11)$$

$$D_{pu_2} = D_{pu_1} \frac{\omega_{RN_2}^2}{\omega_{RN_1}^2} \quad (3.12)$$

Wie in Abschnitt 3.2 ab Seite 52 beschrieben, wird in der Simulation eine 2,5 MW-WEA

mit einer Rotornendrehzahl von $n_{RN} = 16/\text{min}$ verwendet. Die Parameter der 3,6 MW-WEA aus Tabelle 3.1 auf Seite 54 wurden für die in der Simulation verwendeten Nennwinkelgeschwindigkeiten umgerechnet und sind in Tabelle 3.2 aufgeführt. Die

Tabelle 3.2: Normierte Parameter und Nennwinkelgeschwindigkeiten für die Simulation des Zweimassenschwingers

Antriebsstrang-Parameter	Wert	Einheit
H_R	6,76	pu
H_G	1,09	pu
K_{pu}	279,0	pu
D_{pu}	1,8	pu
$d_{R_{pu}}$	0,01	pu
$d_{G_{pu}}$	0,01	pu
ω_{RN}	1,676	rad/s
ω_{GN}	172,790	rad/s

Reibparameter wurden aus Erfahrungswerten abgeschätzt. Das zusammengefasste Massenträgheitsmoment für das Einmassenmodell kann dann in Analogie zu Gleichung (2.80) auf Seite 36 wie folgt berechnet werden:

$$H_{RG} = H_R + H_G \quad (3.13)$$

Durch die Normierung der Parameter des Antriebsstrangs müssen auch die zeitlich veränderlichen Größen in das Per-Unit-System überführt werden. Daher werden folgende

Beziehungen festgelegt:

$$\ddot{\varphi}_{R_{pu}} = \frac{\ddot{\varphi}_R}{\omega_{RN}} \quad (3.14)$$

$$\ddot{\varphi}_{G_{pu}} = \frac{\ddot{\varphi}_G}{\omega_{GN}} \quad (3.15)$$

$$\omega_{R_{pu}} = \frac{\omega_R}{\omega_{RN}} \quad (3.16)$$

$$\omega_{G_{pu}} = \frac{\omega_G}{\omega_{GN}} \quad (3.17)$$

$$\varphi_{R_{pu}} = \frac{\varphi_R}{\omega_{RN}} \quad (3.18)$$

$$\varphi_{G_{pu}} = \frac{\varphi_G}{\omega_{GN}} \quad (3.19)$$

Setzt man nun die Definitionen aus Gleichungen (3.3) bis (3.8) auf Seite 55 und Gleichungen (3.14) bis (3.19) auf dieser Seite in die Bewegungsgleichungen des Zweimassenmodells (Gleichungen (2.57) bis (2.61) auf Seite 34) ein, können diese umgeschrieben werden zu:

$$H_R \cdot J_{RN} \cdot \ddot{\varphi}_{R_{pu}} \cdot \omega_{RN} = M_R - M_{F_{pu}} - M_{D_{pu}} - M_{r_{R_{pu}}} \quad (3.20)$$

$$\frac{H_R \cdot 2 P_{RN} \cdot \ddot{\varphi}_{R_{pu}} \cdot \omega_{RN}}{\omega_{RN}^2} = M_R - M_{F_{pu}} - M_{D_{pu}} - M_{r_{R_{pu}}} \quad (3.21)$$

$$2 H_R \cdot \varphi_{R_{pu}} = \frac{M_R}{M_{RN}} - M_{F_{pu}} - M_{D_{pu}} - M_{r_{R_{pu}}} \quad (3.22)$$

$$M_{RN} = \frac{P_{RN}}{\omega_{RN}} \quad (3.23)$$

$$M_{F_{pu}} = K_{pu} (\varphi_{R_{pu}} - \varphi_{G_{pu}}) \quad (3.24)$$

$$M_{D_{pu}} = D_{pu} (\dot{\varphi}_{R_{pu}} - \dot{\varphi}_{G_{pu}}) \quad (3.25)$$

$$M_{r_{R_{pu}}} = d_{R_{pu}} \cdot \dot{\varphi}_{R_{pu}} \quad (3.26)$$

$$2 H_G \cdot \varphi_{G_{pu}} = -\frac{M_G}{M_{GN}} + M_{F_{pu}} + M_{D_{pu}} - M_{r_{G_{pu}}} \quad (3.27)$$

$$M_{GN} = \frac{P_{GN}}{\omega_{GN}} \quad (3.28)$$

$$M_{r_{G_{pu}}} = d_{G_{pu}} \cdot \dot{\varphi}_{G_{pu}} \quad (3.29)$$

Für das netzgekoppelte Generatorsystem kann eine weitere Vereinfachung getroffen

werden: durch die starre Netzkopplung kann die Generatordrehzahl und damit indirekt die Netzfrequenz als Eingangsgröße des Antriebsstrangmodells gewählt werden. So entfällt das Massenträgheitsmoment des Generators. Diese Approximation kann getroffen werden, da das Massenträgheitsmoment des Generators deutlich kleiner ist als das des Rotors. Eine Unterscheidung zwischen Ein- und Zweimassenmodell findet bei diesem Generatorsystem also nicht statt. Die Bewegungsgleichung des Einmassenmodells ist dann wie folgt definiert:

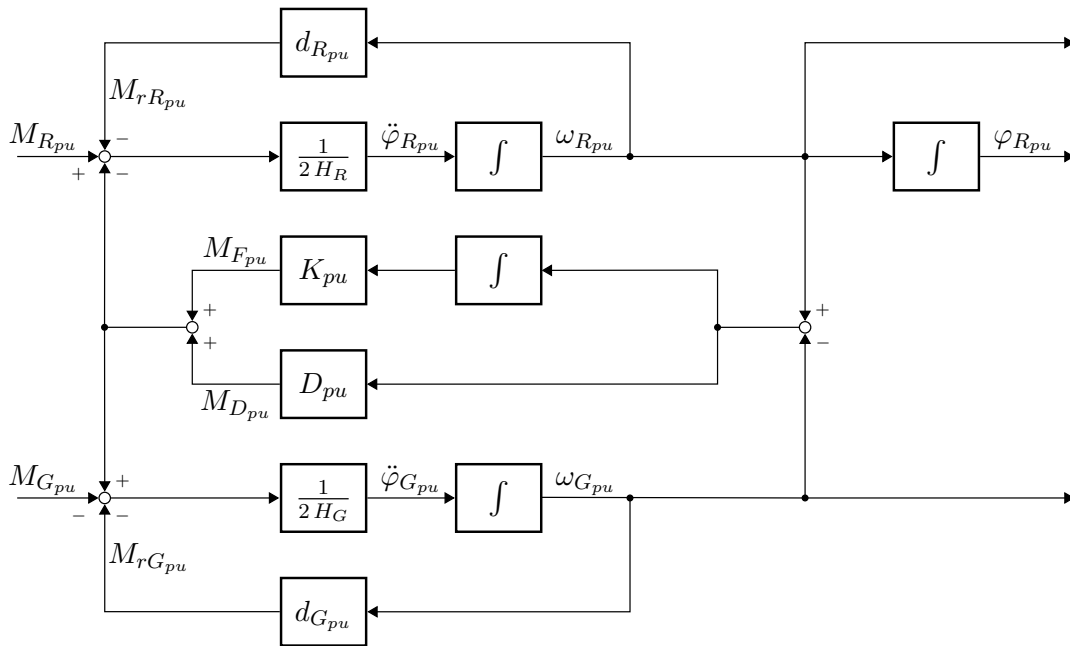
$$2 H_{RG} \cdot \ddot{\varphi}_{pu} = M_{R_{pu}} - M_{G_{pu}} - M_{r_{pu}} \quad (3.30)$$

$$H_{RG} = H_R + H_G \quad (3.31)$$

$$M_{r_{pu}} = d_{r_{pu}} \cdot \dot{\varphi}_{pu} \quad (3.32)$$

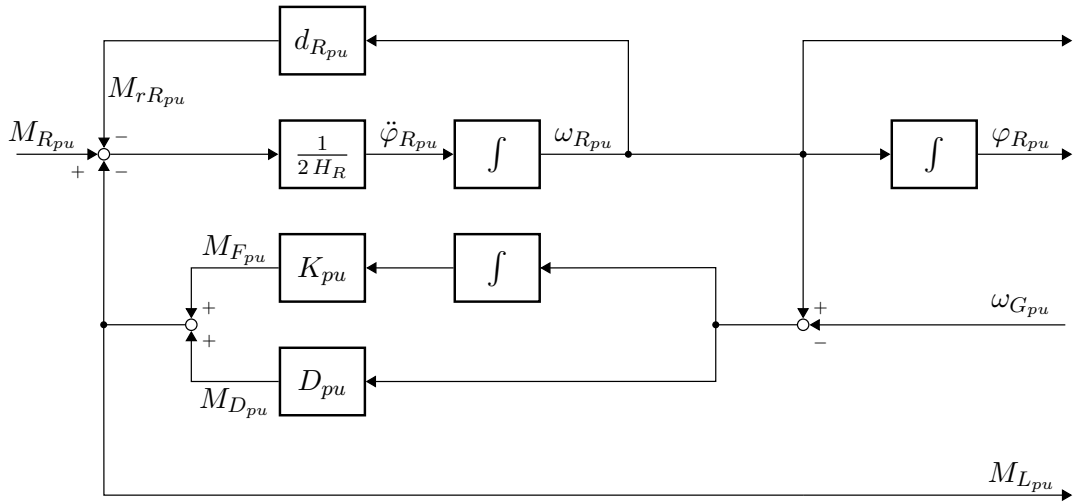
$$d_{r_{pu}} = d_{R_{pu}} + d_{G_{pu}} \quad (3.33)$$

Die Blockschaltbilder für die drei Antriebsstrangmodelle, die sich daraus ergeben, sind in Bild 3.4 auf der nächsten Seite dargestellt.

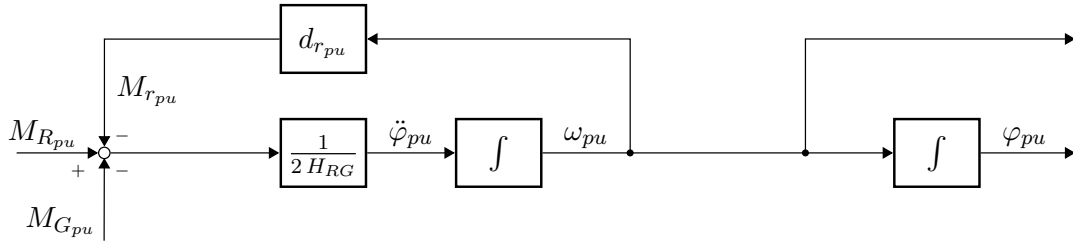


(a) Zweimassenmodell für die drehzahlvariable WEA

Bild 3.4: Blockschaltbilder der Antriebsstrangmodelle mit normierten Größen im Per-Unit-System



(b) Zweimassenmodell für die drehzahlstarre WEA



(c) Einmassenmodell

Bild 3.4: Blockschaltbilder der Antriebsstrangmodelle mit normierten Größen im Per-Unit-System

Für die Berechnung der Eigenfrequenz des Zweimassenmodells wird in der Bedienungsanleitung des im Versuchsstand eingesetzten Drehmomentsensors [13] folgende Gleichung angegeben:

$$f_E = \frac{1}{2\pi} \sqrt{K \left(\frac{1}{J_1} + \frac{1}{J_2} \right)} \quad (3.34)$$

Substituiert man die Größen durch die normierten Parameter ergibt sich die Eigenfrequenz f_E zu:

$$f_E = \frac{1}{2\pi} \sqrt{K_{pu} \left(\frac{1}{2H_R} + \frac{1}{2H_G} \right)} \quad (3.35)$$

Mit den Parametern aus Tabelle 3.2 auf Seite 56 wurde eine Eigenfrequenz von $f_E = 1,91$ Hz berechnet. In Bild 3.5 auf der nächsten Seite kann das Einschwingver-

halten des simulierten Zweimassenmodells beobachtet werden. Die Periodendauer der gedämpften Schwingung beträgt $\Delta t = 0,523$ s. Dies entspricht einer Eigenfrequenz von $f_E = 1,91$ Hz. Somit kann die korrekte Simulation des Zweimassenmodells bestätigt werden.

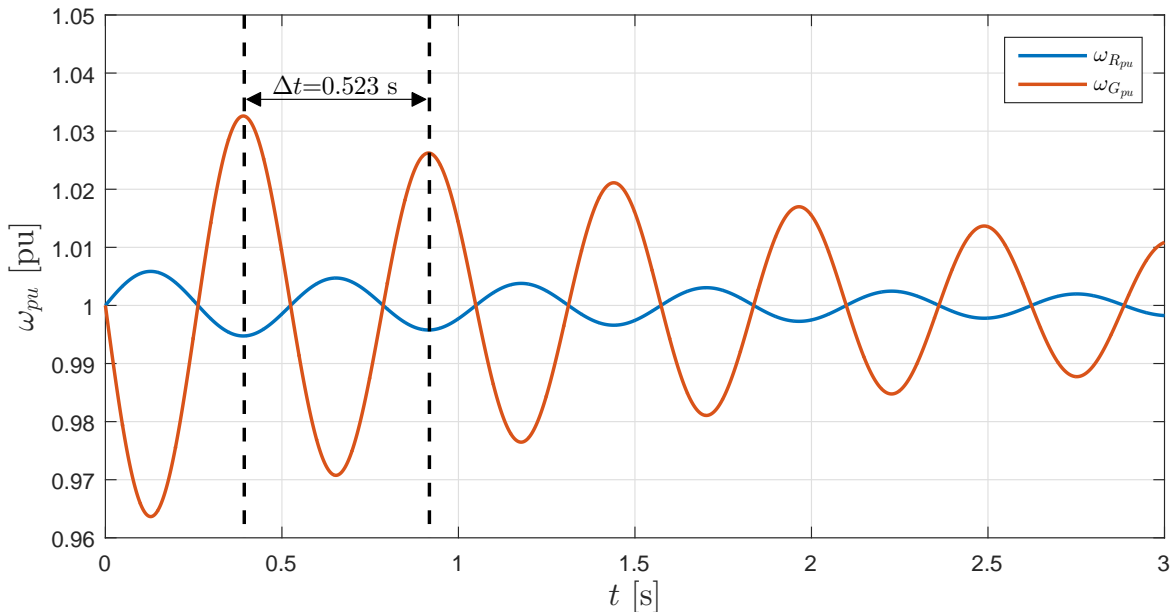


Bild 3.5: Zeitlicher Verlauf der Rotor- und Generatorwinkelgeschwindigkeit beim Einschwingen des Zweimassenmodells im Per-Unit-System

3.4 Ermittlung der MPPT-Kurve

Die nun vorgestellte MPPT-Kurve gilt lediglich für die beiden drehzahlvariablen Generatorkonzepte. Für die verschiedenen Generatorkonzepte, die am Versuchsstand eingesetzt werden, sind in den vorangegangenen Arbeiten ([21], [1], [6]) umfangreiche Simulationen in Matlab Simulink[®] entstanden. Diese dienen als Grundlage für die Gesamtsimulation der WEA. Der Laborversuchsstand nutzt eine ASM mit einer Nennleistung von 5 kW als Generator und wird in Abschnitt 4.1.1 ab Seite 81 ausführlicher

erklärt. Die ASM ist auch in den Generatorsimulationen nachgebildet. Bei einem Wirkungsgrad von $\eta = 0,821$ kann bei Nennleistung theoretisch eine elektrische Leistung von $P_N = 4105 \text{ W}$ ins Netz eingespeist werden. Erfahrungen haben jedoch gezeigt, dass die Maschine erst bei $P_N \approx 4200 \text{ W}$ ihr Nennmoment im Generatorbetrieb erreicht. Daher wird dieser Wert für die Netzleistung als Maximum für das MPPT-Verfahren verwendet.

Die mechanische Maximaldrehzahl der ASM liegt bei:

$$n_{max} = \frac{188,50 \text{ rad/s} \cdot 60}{2\pi} = 1800 \frac{1}{\text{min}}$$

Um aufgrund des trägen Pitch-Systems eine Sicherheitsreserve bei Drehzahlschwankungen zu haben, wurde die Nenndrehzahl des eingesetzten Generators auf

$$n_{GN} = \frac{172,79 \text{ rad/s} \cdot 60}{2\pi} = 1650 \frac{1}{\text{min}}$$

festgelegt. Dies stellt zugleich die Referenzwinkelgeschwindigkeit ω_{ref} für die Pitch-Regelung dar. Aus dem theoretischen Verlauf des MPPT-Verfahrens aus Bild 2.18 auf Seite 44 kann auch die Einschalt-drehzahl des Generators zu $n_{Gmin} = 800/\text{min}$ bestimmt werden.

Mit Gleichung (2.86) auf Seite 44 kann die Rotorleistung für den Betrieb im optimalen Leistungspunkt bei verschiedenen Generatordrehzahlen berechnet werden. Daraus lässt sich ebenso das nötige Generatormoment ermitteln. Hierbei muss die simulierte Reibung und die Umrechnung auf den eingesetzten Generator berücksichtigt werden.

$$M_{G_{opt}} = M_{GN} \cdot \frac{P_{R_{opt}} \cdot \omega_{GN}}{\omega_G \cdot P_{RN}} - ((d_{R_{pu}} + d_{G_{pu}}) \cdot \omega_{G_{pu}}) \quad (3.36)$$

Aus Gleichung (3.36) kann nun eine $M_{G_{opt}}-n_G$ -Kennlinie erstellt werden. In der von Zeneli [21] entwickelten Simulation der ASM mit Drehzahlregelung wird diese Kennlinie als Vorgabe für die Solldrehzahl und das Belastungsmoment genutzt. Anschließend wird die gemessene Netzleistung über der Drehzahl aufgetragen, was zur gewünschten MPPT-Kurve führt. Damit die Kurve in der Simulation besser nachgebildet werden

kann, wurden mit Hilfe der Methode der kleinsten Fehlerquadrate die Messwerte als kubische Funktion der Form

$$P_N(n_G) = p_1 \cdot n_G^3 + p_2 \cdot n_G^2 + p_3 \cdot n_G + p_4 \quad (3.37)$$

$$p_1 = 5,797 \cdot 10^{-7}, \quad p_2 = 2,1628 \cdot 10^{-4}, \quad p_3 = -0,20293, \quad p_4 = -50,072$$

approximiert. Zuletzt werden die Geradenfunktionen für den Anlauf und die Nennleistung angefügt. vrefimg.MPP-Sim-Plot stellt die resultierende MPPT-Kurve dar.

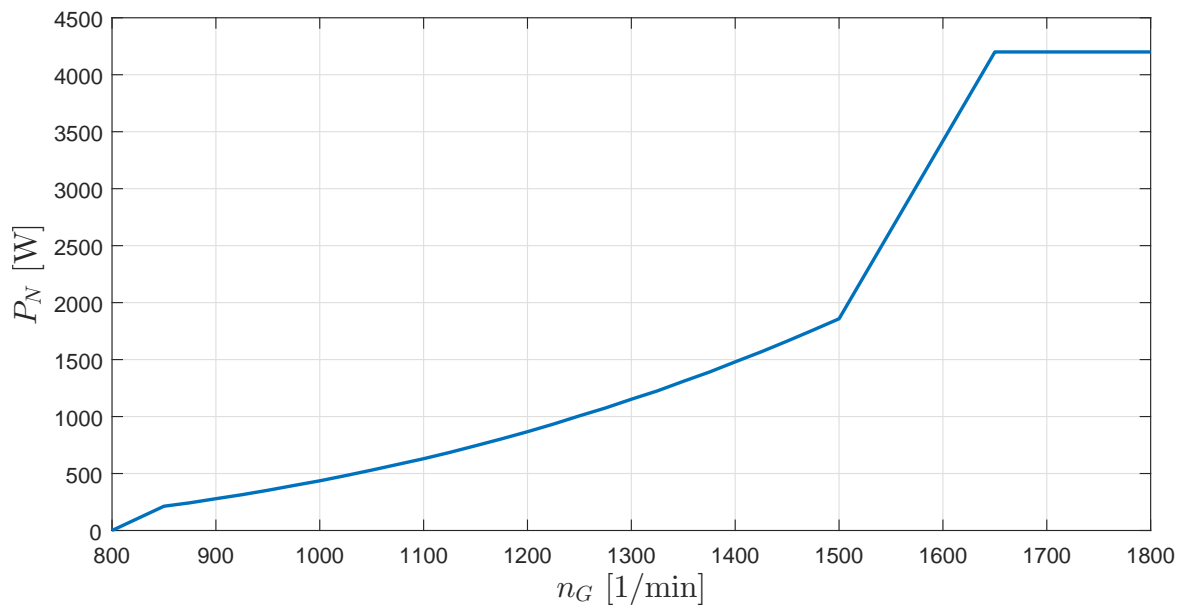


Bild 3.6: Ermittelte MPPT-Kurve für die Simulation

3.5 Simulation des Pitch-Antriebs und der Pitch-Regelung

Der Pitch-Antrieb konnte wie in Abschnitt 2.2.4 ab Seite 37 beschrieben in der Simulation umgesetzt werden. Das entsprechende Blockschaltbild ist in Bild 3.8a auf der nächsten Seite zu sehen. Bild 3.7 zeigt den zeitlichen Verlauf des Pitch-Winkels θ bei einem Eingangssprung von $\theta_u = 10^\circ$. Die Begrenzung von $\dot{\theta} = 10^\circ/\text{s}$ ist gut zu erkennen, da diese zu dem linearen Verlauf der Sprungantwort führt. Aufgrund der starken

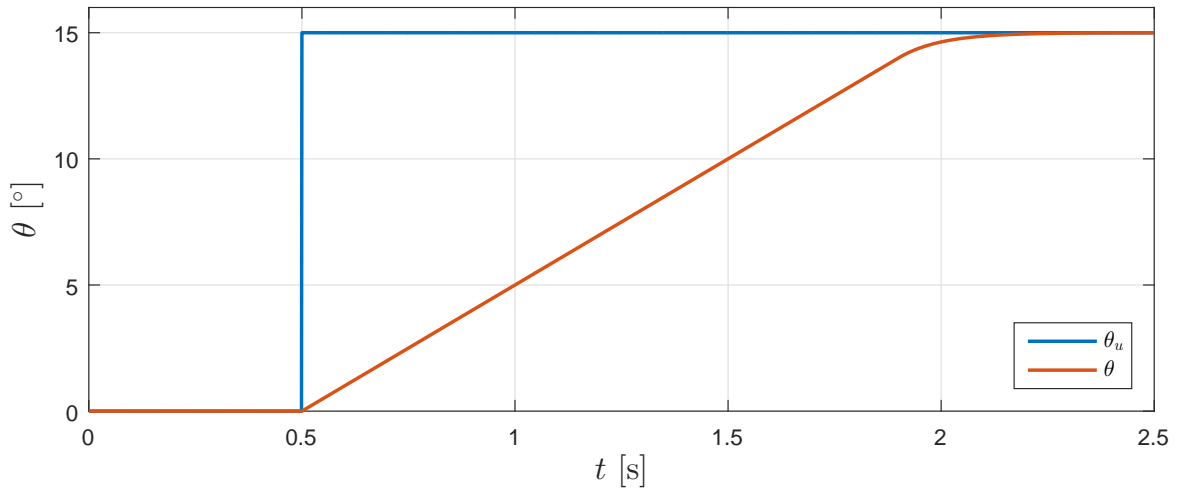


Bild 3.7: Sprungantwort des Pitch-Antriebs

Nichtlinearität des c_P - λ -Kennfelds gibt es keine Standardverfahren zur Auslegung des Pitch-Reglers. In Hansen u. a. [8] wird eine Auslegung beschrieben, die sich auf die Eigenfrequenz des Antriebsstrangs bezieht. Mit diesem Berechnungsverfahren konnten jedoch keine brauchbaren Ergebnisse erzielt werden. Daher wurde der Pitch-Regler empirisch ausgelegt. Das beste Ergebnis konnte mit folgenden Regelparametern erzielt werden:

$$K_p = 1,2 \quad T_n = 1$$

In Bild 3.8a auf der nächsten Seite ist der Pitch-Regler und -Antrieb als Blockschaltbild dargestellt. Bei drehzahlstarrten Systemen sind ebenfalls keine standardisierten Auslegungsverfahren für den Pitch-Regler bekannt. Daher wurden auch hier

die Regelparameter empirisch ermittelt. Hier konnte das beste Ergebnis mit den Werten

$$K_p = 2,88 \cdot 10^{-4} \quad T_n = 0,06$$

erzielt werden. Das dazugehörige Blockschaltbild ist in Bild 3.8b zu sehen.

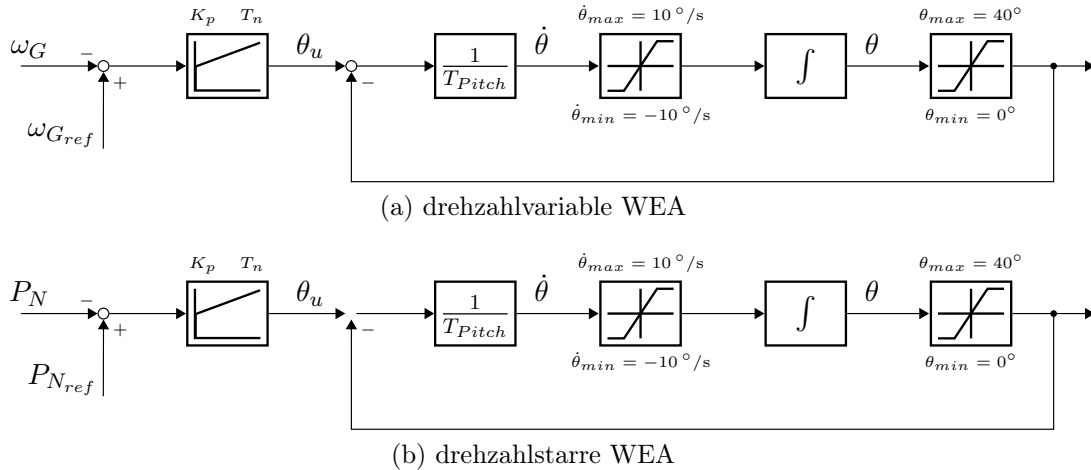


Bild 3.8: Blockschaltbilder der Pitchregelkreise für die verschiedenen WEA-Konzepte

3.6 Simulationsergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse, die aus der Simulation der gesamten WEA für die verschiedenen Generatorkonzepte entstanden sind, präsentiert. Dazu werden zum einen die Generator Drehzahl n_G , der Pitch-Winkel θ , der Leistungsbeiwert c_P und die Netzleistung P_N für Sprünge der Windgeschwindigkeit um $\Delta v_W = 3 \text{ m/s}$ ohne den Einfluss der 3p-Frequenz betrachtet. Zum anderen wird das Verhalten der WEA-Simulation bei laminarem und turbulentem Wind unter Einfluss der 3p-Frequenz bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von $v_W = 9 \text{ m/s}$ untersucht. Dabei wird die Sollvorgabe für die maximale Netzleistung auf 750 W verringert. Unterteilt werden die Ergebnisse jeweils nach dem Generatorkonzept.

3.6.1 Generatorkonzept mit direkter Netzkopplung

Bild 3.9a auf Seite 69 zeigt die Sprungantworten der netzgekoppelten ASM. Hier sind die in Abschnitt 2.3 ab Seite 38 beschriebenen Nachteile der direkten Netzkopplung gut zu erkennen. Zwar ist die Netzleistung aufgrund der fehlenden umrichter verursachten Oberschwingungen sehr linear. Jedoch kann dieses WEA-Konzept bei einer Windgeschwindigkeit von $v_W = 5 \text{ m/s}$ keine Energie ins Netz einspeisen, sondern bezieht, wie in Bild 3.9b auf Seite 70 dargestellt, für den Betrieb eine geringe Wirkleistung aus dem Netz. Hier macht sich die fehlende Drehzahlvariabilität bemerkbar.

Bei höheren Windgeschwindigkeiten kann die WEA konstant Leistung ins Netz liefern. Steigt die Windgeschwindigkeit über den Nennwert, kann die Pitch-Regelung zwar die Netzleistung nach kurzer Zeit auf die Nennleistung begrenzen. Allerdings wird durch die Trägheit des Pitch-Systems eine Leistungsspitze von $\Delta P_N \approx 450 \text{ W}$ ins Netz eingespeist und damit auch die Maschine kurzzeitig überlastet. Dieser Vorgang ist detailliert in Bild 3.9c auf Seite 70 dargestellt. Durch die direkte Netzkopplung wird die Netzleistung der WEA direkt vom Rotormoment beeinflusst. Dies ist deutlich in Bild 3.10 auf Seite 71 zu erkennen. Hier wirkt sich die Schwankung des Rotormoments durch den Turmschatten auf die eingespeiste Netzleistung aus. Dadurch entstehen unerwünschte Einbrüche in der Netzleistung. Bei $t = 10 \text{ s}$ wird die Netzleistung auf $P_N = 750 \text{ W}$ begrenzt. Daraufhin begrenzt die Pitch-Regelung das Rotormoment und damit die Netzleistung. Jedoch ist der Pitch-Antrieb zu träge, um die schnellen Leistungseinbrüche durch den Turmschatten auszuregeln. Bei turbulentem Wind werden die Netzleistungsschwankungen noch größer. Hier sind die periodischen Einbrüche durch die 3p-Frequenz aufgrund der höheren Schwankungen durch die Turbulenzen nicht mehr zu erkennen. Obwohl die Windgeschwindigkeit nur um $\Delta v_W \approx 1 \text{ m/s}$ schwankt, pendelt die Leistung um mehr als $\Delta P_N = 1000 \text{ W}$. Zwar kann die Pitch-Regelung die Netzleistung ab $t = 10 \text{ s}$ begrenzen, aufgrund der Trägheit des Pitch-Antriebs kann diese aber nicht konstant auf 750 W gehalten werden.

3.6.2 Vollumrichterkonzept

Für das Generatorsystem mit Vollumrichter sind die Ergebnisse für Windsprünge in Bild 3.12a auf Seite 73 dargestellt. Für den unteren Drehzahlbereich (850/min bis 1500/min) wird der maximale Leistungsbeiwert von $c_P = 0,4412$ nahezu erreicht. Bei der anfänglichen Windgeschwindigkeit von $v_W = 5$ m/s kann bereits eine Leistung von $P_N \approx 250$ W ins Netz eingespeist werden (siehe Bild 3.12b auf Seite 74). Im Vergleich zum Generatorkonzept mit direkter Netzkopplung wird die Anlage durch die Drehzahlvariabilität insgesamt deutlich optimaler und damit effizienter betrieben und kann dem Wind mehr Energie entnehmen. Die Netzleistung P_N steigt stetig mit der Generatordrehzahl, so wie es das MPPT-Verfahren vorgibt. Jedoch kommt es bei schnellen Änderungen der Windgeschwindigkeit oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit zu leichten Leistungseinbrüchen. Eine detaillierte Ansicht davon ist in Bild 3.12c auf Seite 74 abgebildet. Durch den Eingriff der Pitch-Regelung sinkt die Generatordrehzahl kurzzeitig unter ihren Nennwert von $n_{GN} = 1650$ /min wodurch die MPPT-Kurve eine leicht verringerte Leistung als die Nennleistung vorgibt. Diese minimalen Schwankungen werden aber für eine schnelle Ausregelung der Generatordrehzahl durch die Pitch-Regelung in Kauf genommen.

Die Auswirkungen der 3p-Frequenz auf die WEA sind in Bild 3.13 auf Seite 75 zu sehen. Die Einbrüche des Rotormoments, die durch den Turmschatten verursacht werden, sind sehr gut anhand des Leistungsbeiwerts zu erkennen. Aufgrund der indirekten Kopplung zum Netz sowie der großen Trägheit des Rotors und Generators sind diese Einbrüche jedoch nicht in der Drehzahl nachweisbar. Daher ist auch kein Einfluss auf die Netzleistung zu erkennen. Diese ist durch das MPPT-Verfahren auch deutlich größer als bei der direkter Netzkopplung. Bei der Verringerung der Netzsollleistung auf 750 W ist ein weiterer Vorteil des Vollumrichterkonzepts zu sehen. Da die Umrichter die Netzleistung innerhalb des ms-Bereichs verstellen können, wird die Vorgabe der Netzleistung deutlich schneller als beim netzgekoppelten Konzept umgesetzt und kann auch konstant gehalten werden.

Die hohen Leistungsschwankungen der WEA mit direkter Netzkopplung bei turbulen-

tem Wind treten beim Vollumrichterkonzept nicht auf. Durch die Drehzahlvariabilität und das hohe Massenträgheitsmoment kann die schwankende Rotorleistung im Antriebsstrang gepuffert werden. In Bild 3.14 auf Seite 76 ist zu erkennen, dass der Leistungsbeiwert, abgesehen von den sehr schnellen Rotormomenteinbrüchen durch den Turmschatten, in den ersten 10s nie unter einen Wert von $c_P = 0,4$ sinkt. Die verringerte Netzleistung kann durch die Kombination der Leistungs- und Pitch-Regelung auch bei turbulentem Wind konstant auf dem Vorgabewert gehalten werden.

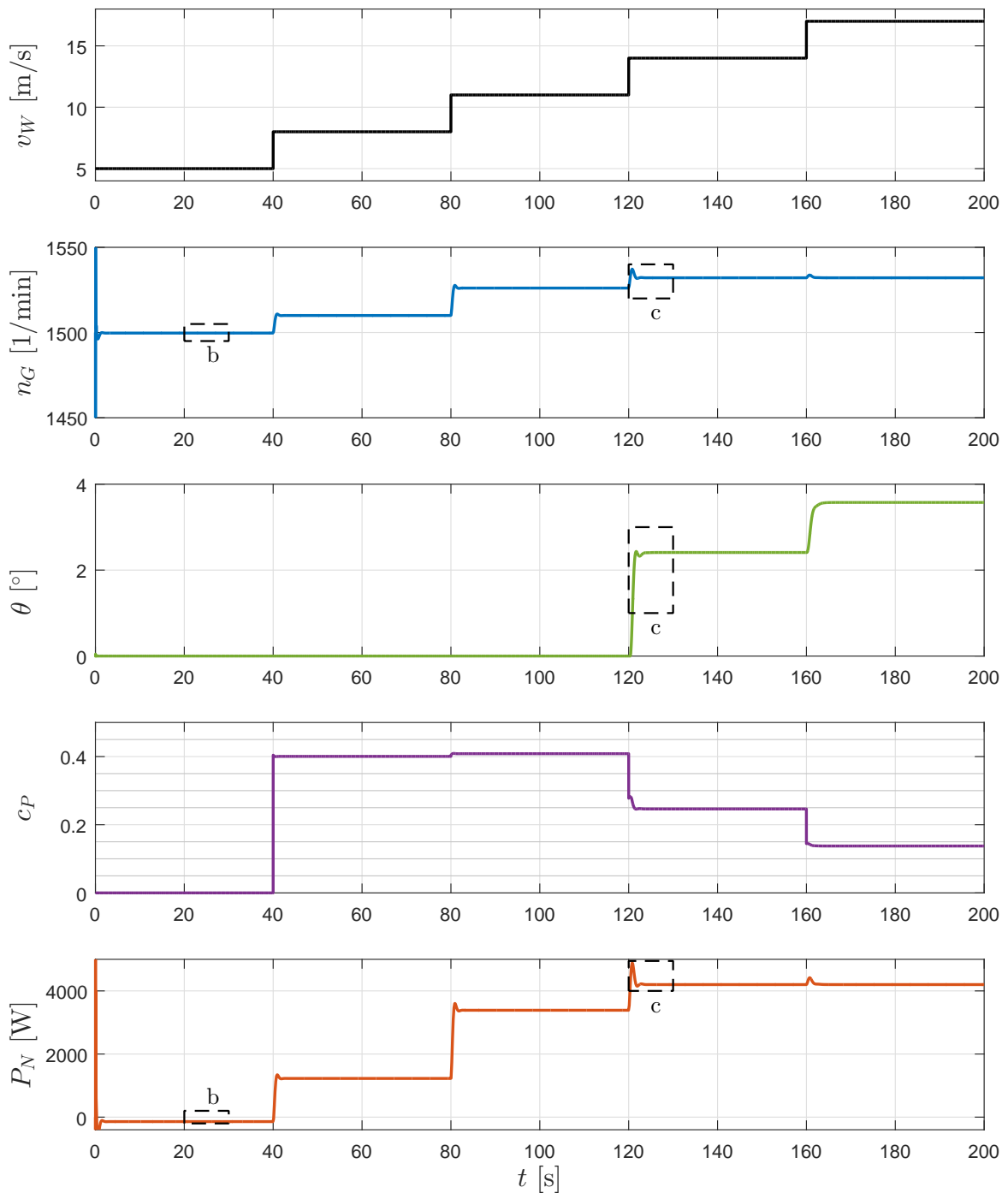
3.6.3 DGASM-Konzept

Die Sprungantworten der DGASM auf Windgeschwindigkeitssprünge sehen denen des Vollumrichters sehr ähnlich. Jedoch gibt es geringe Unterschiede im Betrieb. So wird bei $v_W = 5$ m/s weniger Leistung ins Netz eingespeist als beim Vollumrichter (siehe Bild 3.15b auf Seite 78). Da für beide Generatorkonzepte, sowohl das gleiche MPPT-Verfahren, als auch das gleiche WEA-Modell verwendet wurden, liegt die Ursache am Generatorkonzept selbst. Da die detaillierte Betrachtung der DGASM nicht Teil dieser Arbeit ist, werden die Verluste dem zusätzlichen Trafo des netzseitigen NGR/WR und der Rotorspeisung zugeordnet. Der Rotor des Generators nimmt nach Gleichung (2.84) auf Seite 41 im untersynchronen Betrieb Leistung auf.

Wie in Bild 3.15c auf Seite 78 ersichtlich, verhält sich das DGASM-Konzept bei Windgeschwindigkeiten über der Nennwindgeschwindigkeit annähernd identisch zum Vollumrichter. Gleiches gilt für die Betrachtung des DGASM-Konzepts unter dem Einfluss der 3p-Frequenz und turbulentem Wind, wenn die Netzleistung begrenzt wird. Die Ergebnisse der Simulation in Bild 3.16 auf Seite 79 und Bild 3.17 auf Seite 80 haben den nahezu gleichen Verlauf wie die des Vollumrichters. Auch hier sind die Vorteile gegenüber dem netzgekoppelten Konzept gut veranschaulicht.

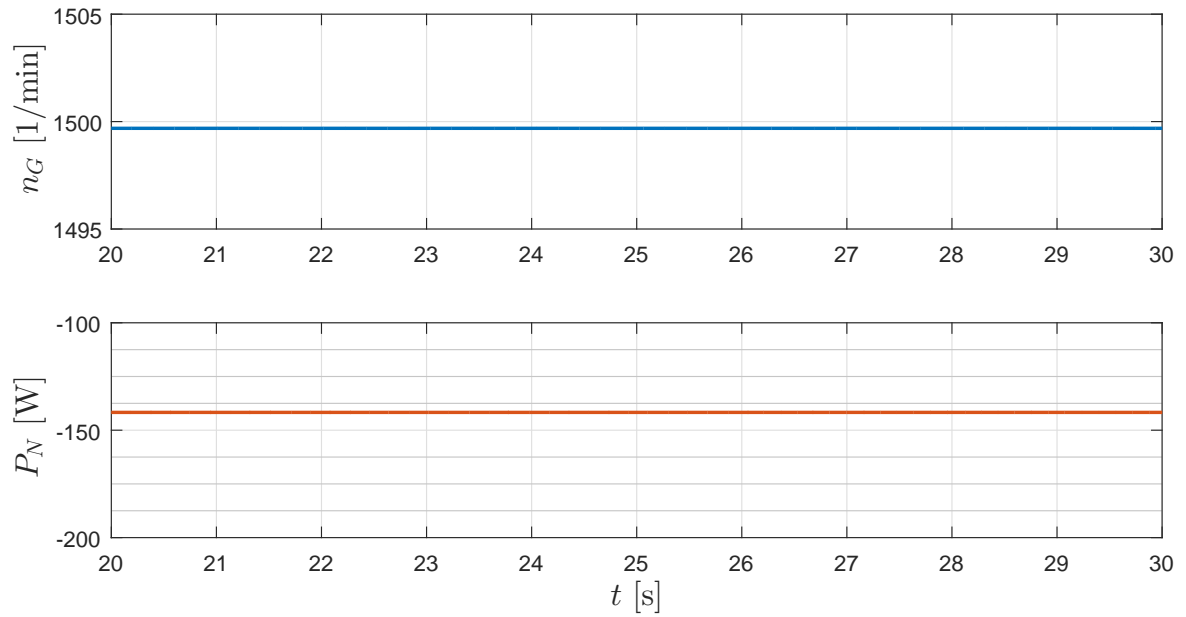
Wie in den Ergebnissen zu sehen ist, werden mit Hilfe der erstellten WEA-Simulationen die drei verschiedenen Anlagenkonzepte realitätsnah abgebildet. Die Vor- und Nachteile

der einzelnen Generatorkonzepte aus Abschnitt 2.3 ab Seite 38 spiegeln sich in den Messdaten aus den Simulationen ebenso wider. Auch die korrekte Umsetzung der in Abschnitt 2.4 ab Seite 41 vorgestellten Regelungskonzepte konnte nachgewiesen werden. Damit eignet sich die Simulation des mechanischen Teils der WEA auch für den Einsatz am Versuchsstand.

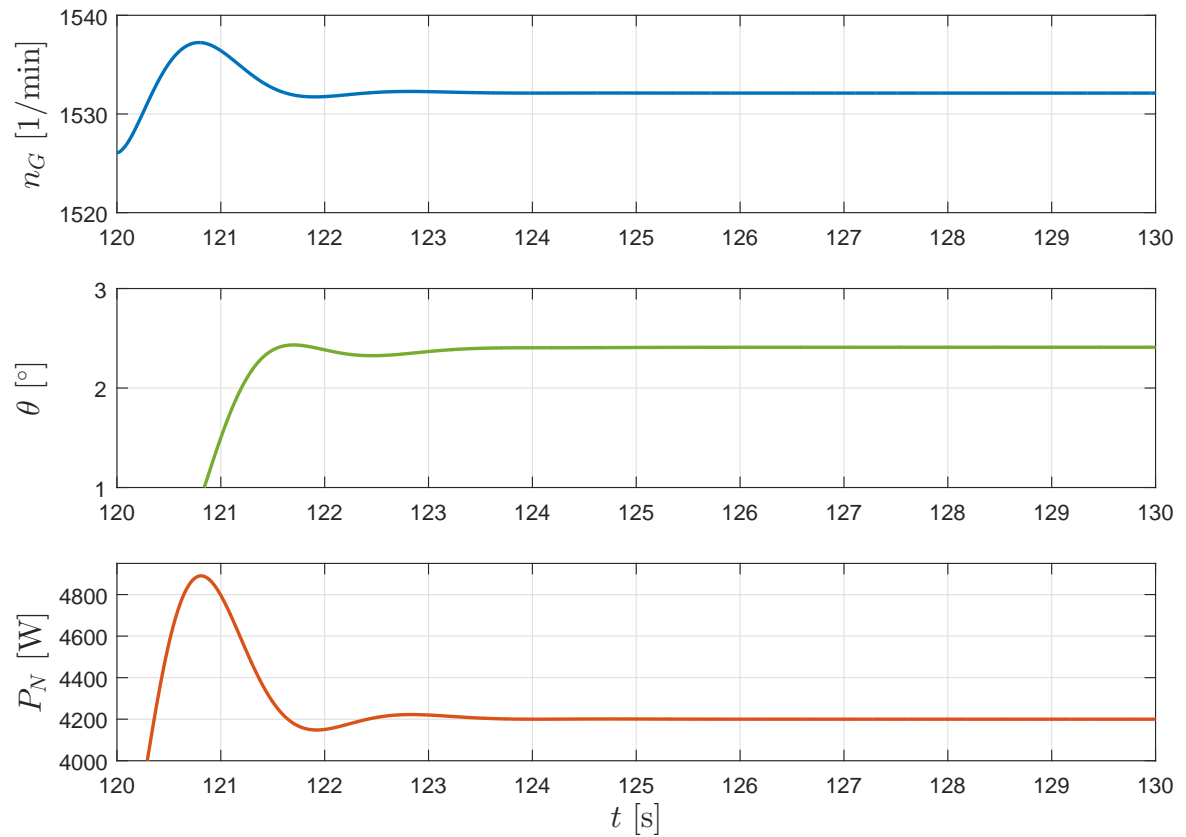


(a) Gesamtergebnis

Bild 3.9: Sprungantworten der Generatorzahl n_G , des Pitch-Winkels θ , des Leistungsbeiwerts c_P und der Netzleistung P_N für Sprünge der Windgeschwindigkeit v_W bei netzgekoppelter ASM



(b) Detailansicht zu P_N und n_G bei $v_W = 5$ m/s



(c) Detailansicht zum Eingriff der Pitch-Regelung

Bild 3.9: Detailansichten zu Bild 3.9a auf Seite 69

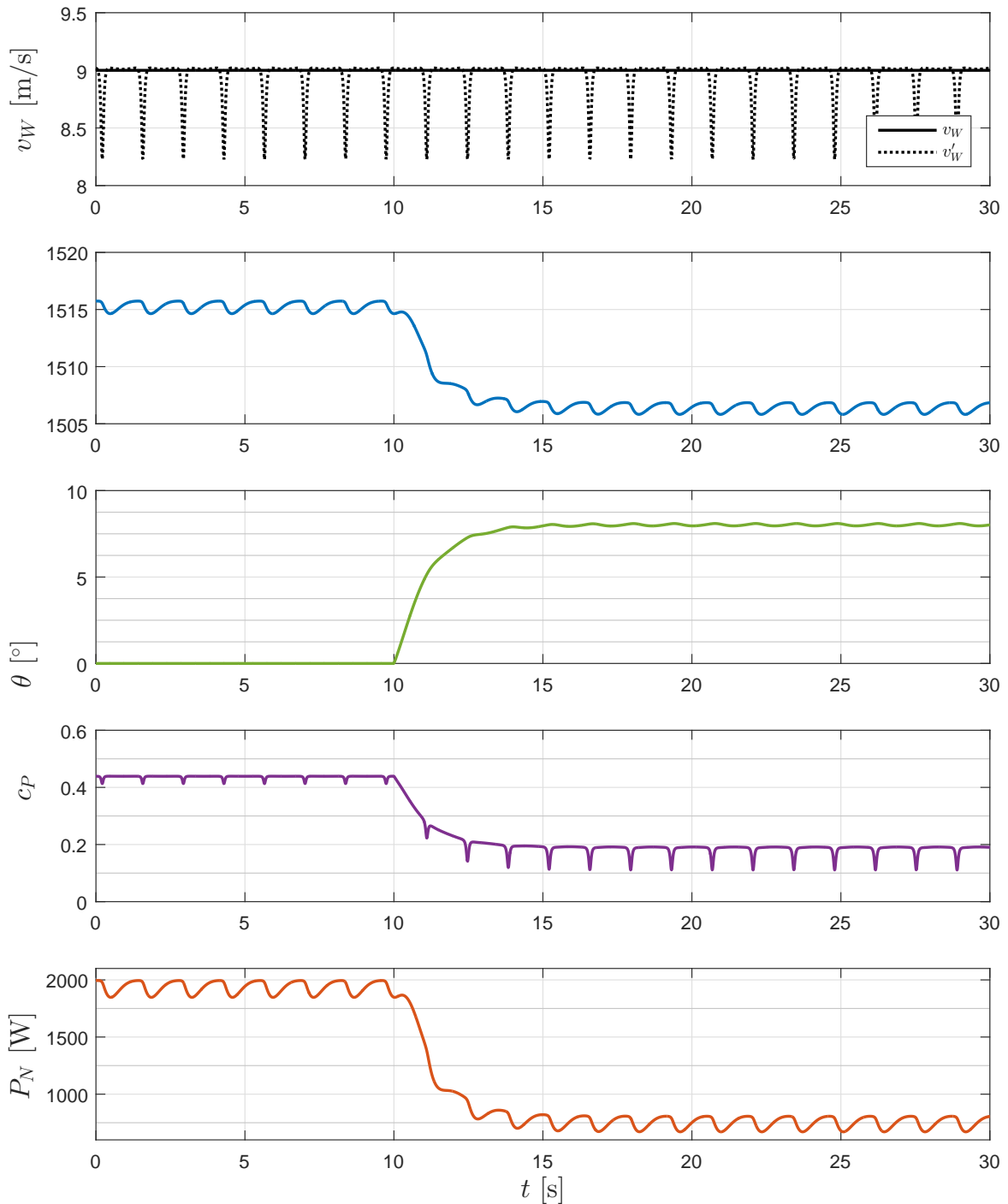


Bild 3.10: Einfluss der 3p-Frequenz auf die Generatorzahl n_G , den Pitch-Winkel θ , den Leistungsbeiwert c_P und die Netzleistung P_N bei einer WEA mit direkter Netzkopplung

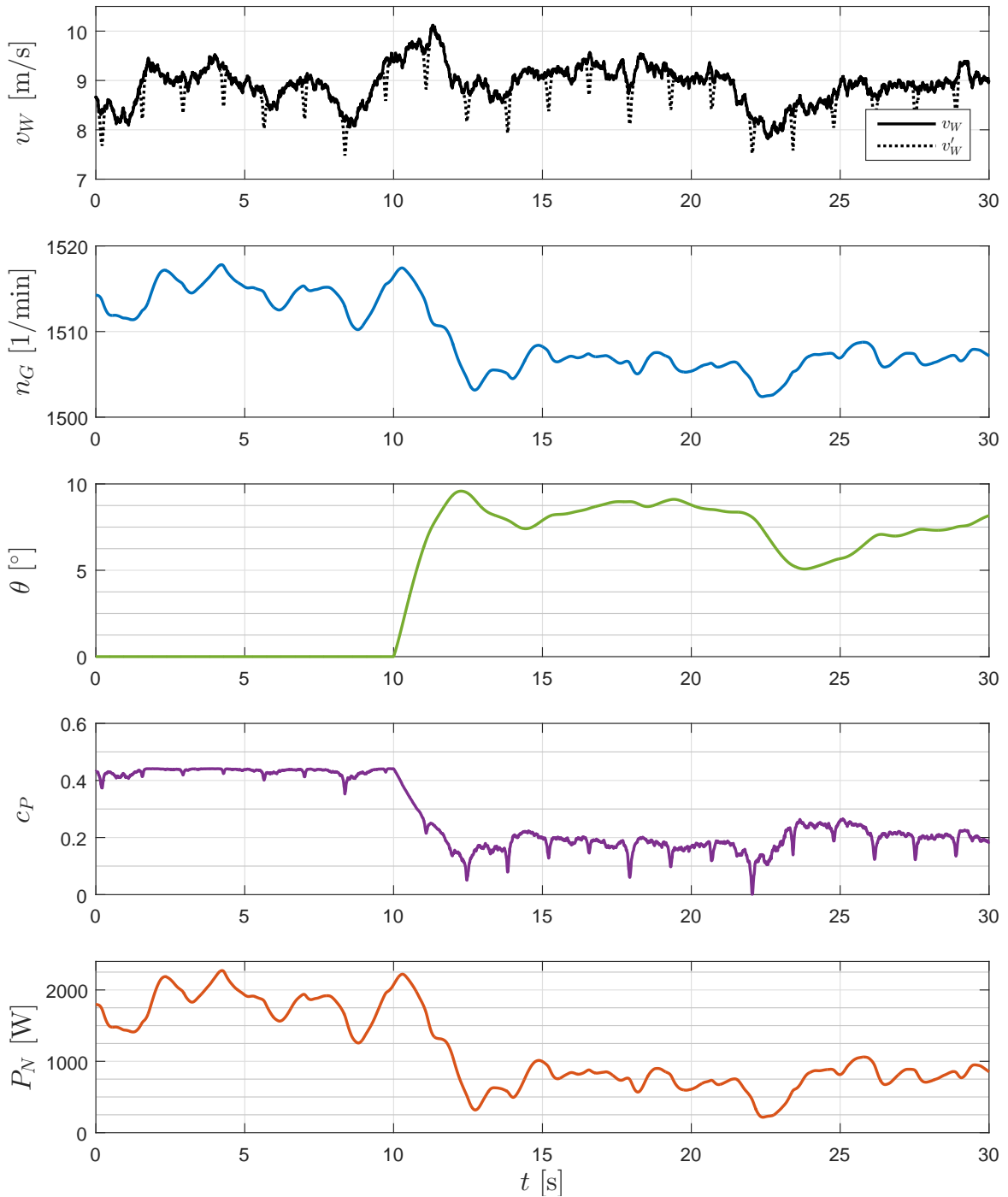
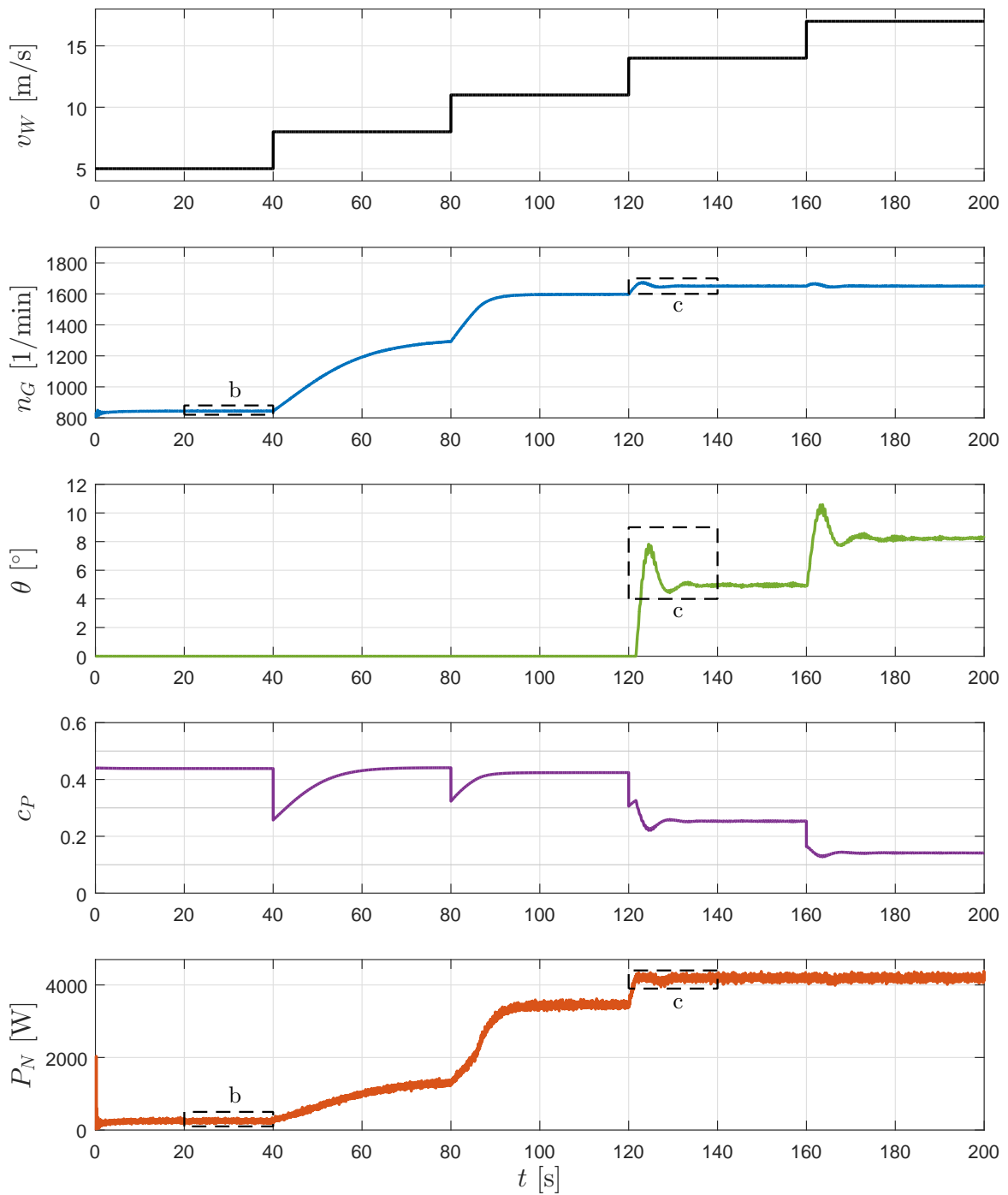
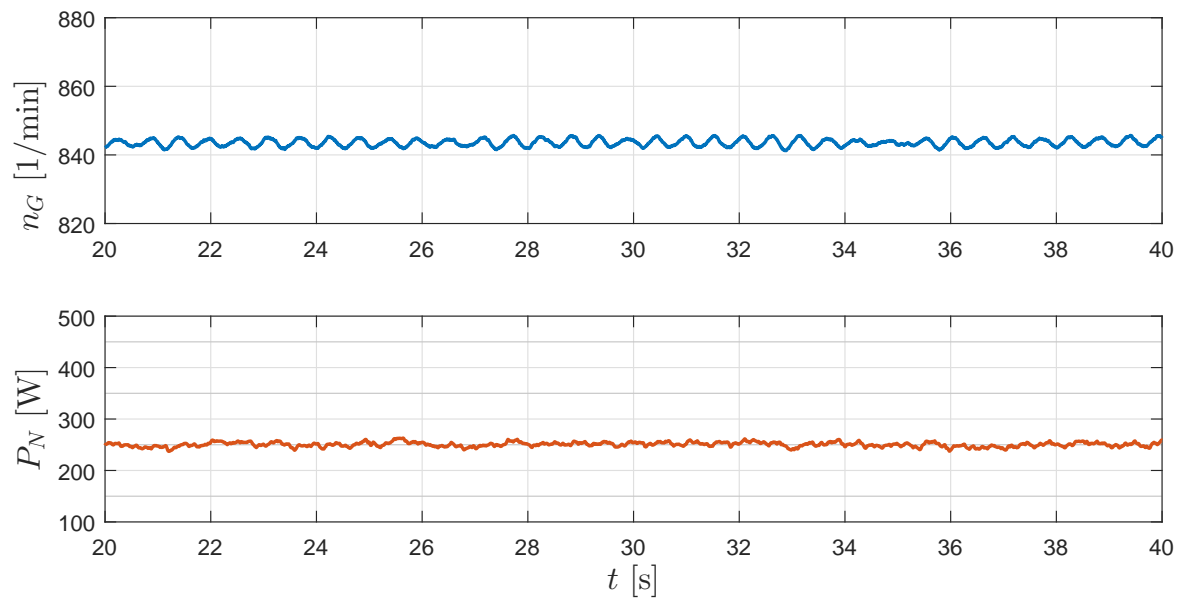
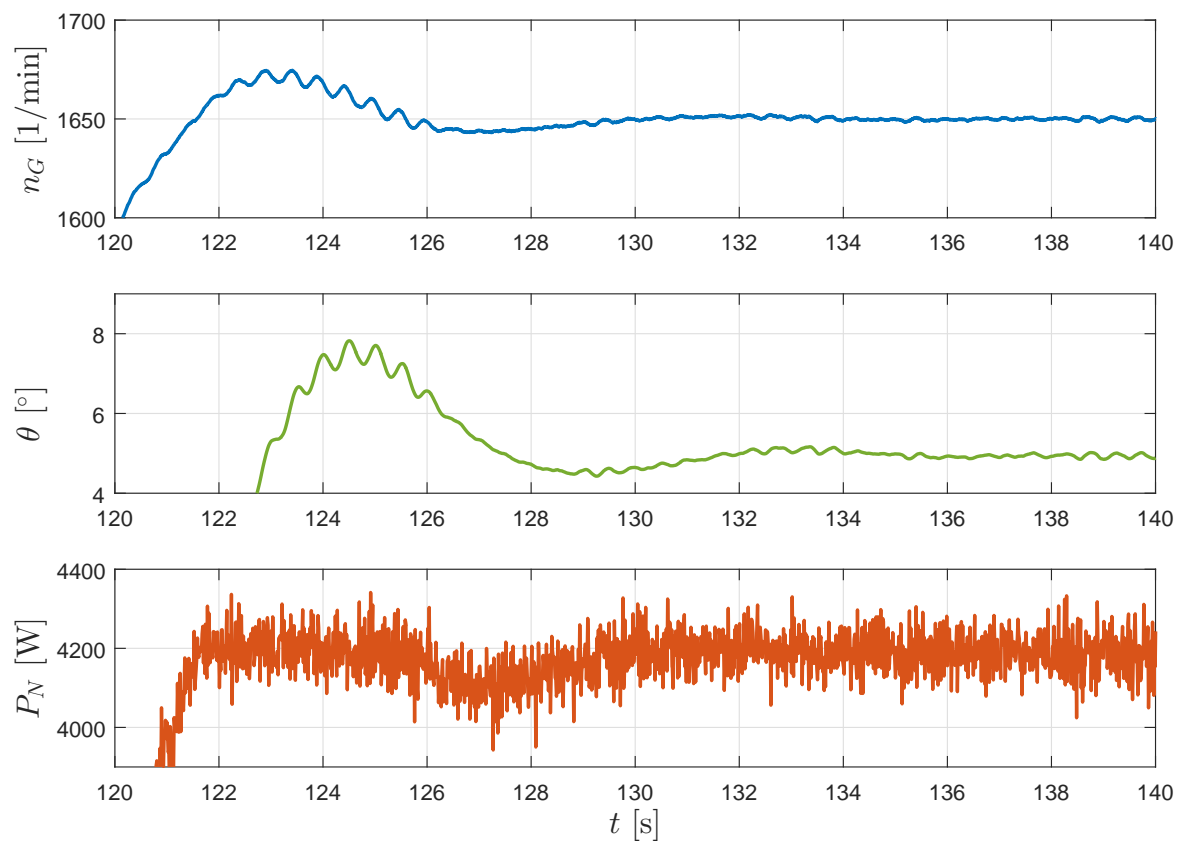


Bild 3.11: Verhalten der Generatordrehzahl n_G , des Pitch-Winkels θ , des Leistungsbeiwerts c_P und der Netzleistung P_N für eine WEA netzgekoppelter ASM bei turbulentem Wind



(a) Gesamtergebnis

Bild 3.12: Sprungantworten der Generator-drehzahl n_G , des Pitch-Winkels θ , des Leistungsbeiwerts c_P und der Netzleistung P_N für Sprünge der Windgeschwindigkeit v_W beim Vollumrichter-Generatorkonzept

(b) Detailansicht von P_N und n_G 

(c) Detailansicht zum Eingriff der Pitch-Regelung

Bild 3.12: Detailansichten zur Vollumrichter-Simulation aus Bild 3.12a auf Seite 73

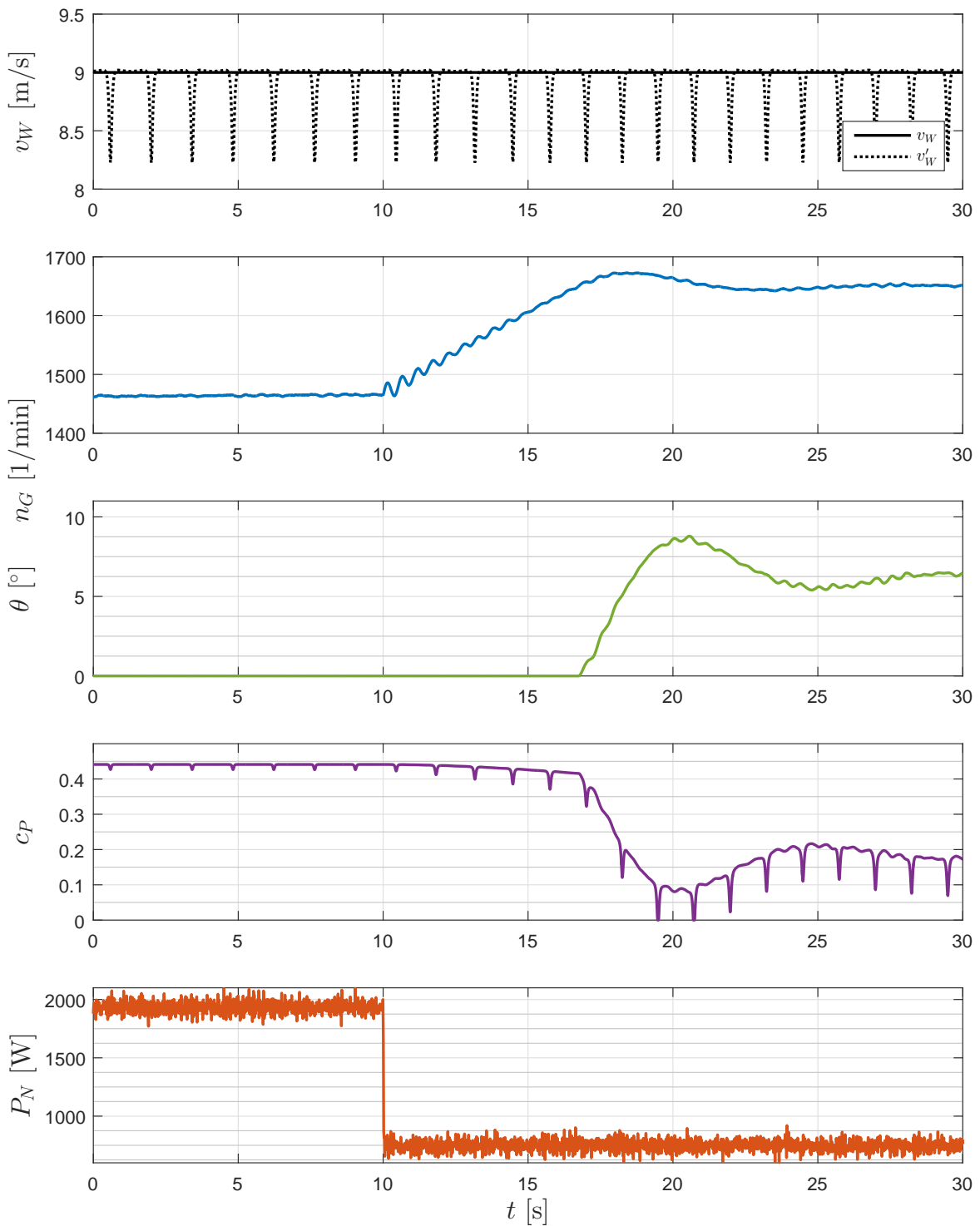


Bild 3.13: Einfluss der 3p-Frequenz auf die WEA mit Vollumrichter-Konzept bei laminarem Wind

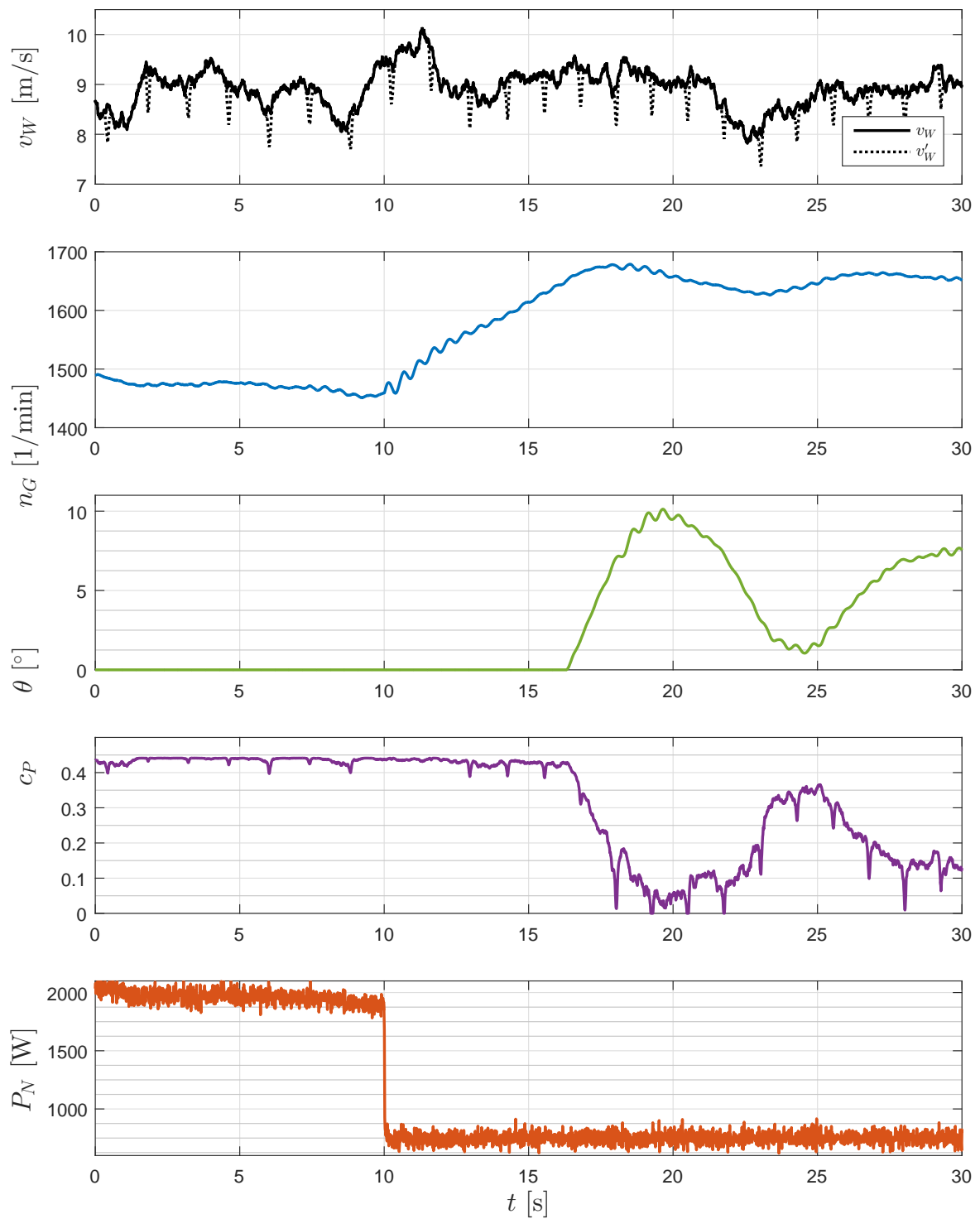
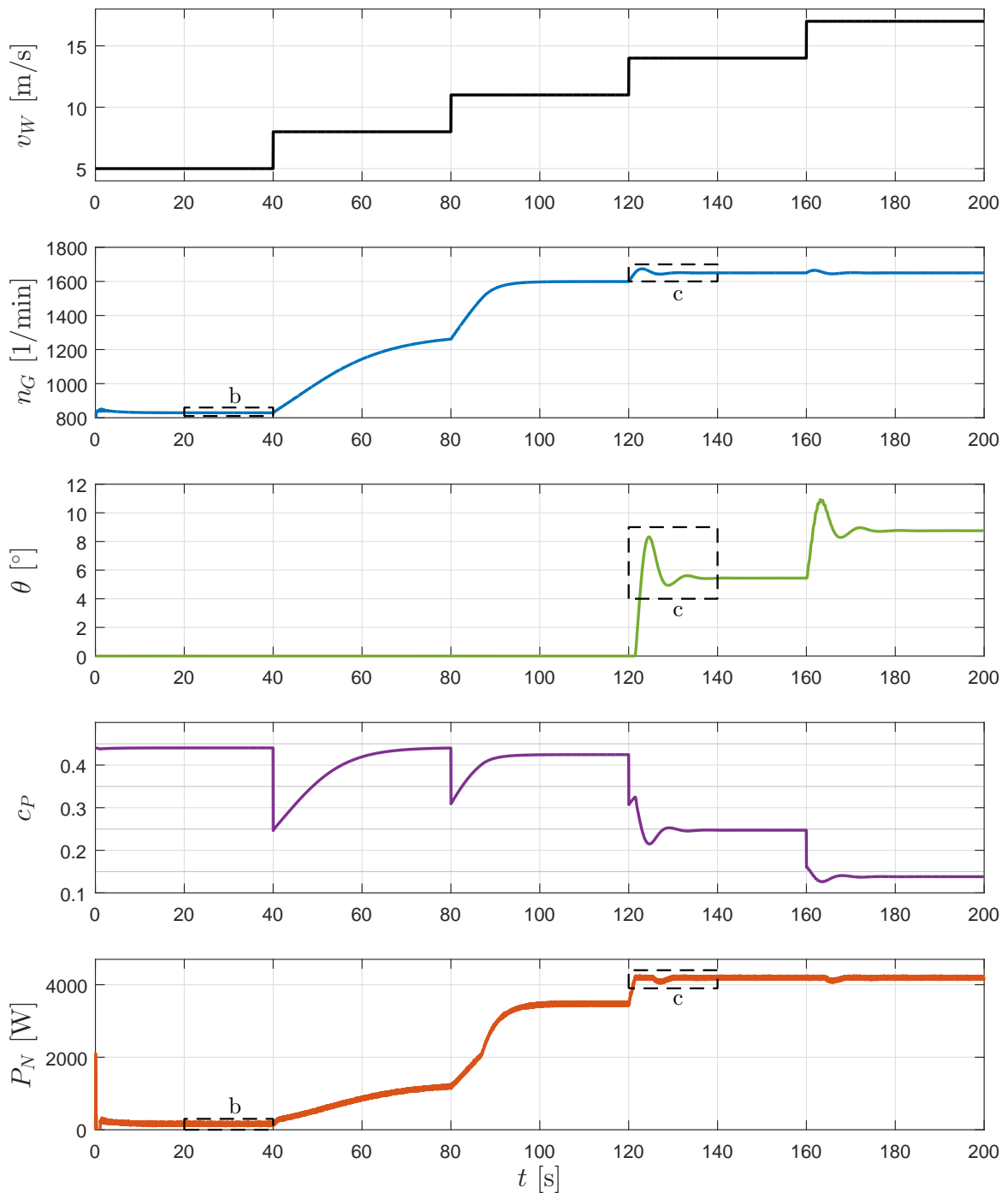
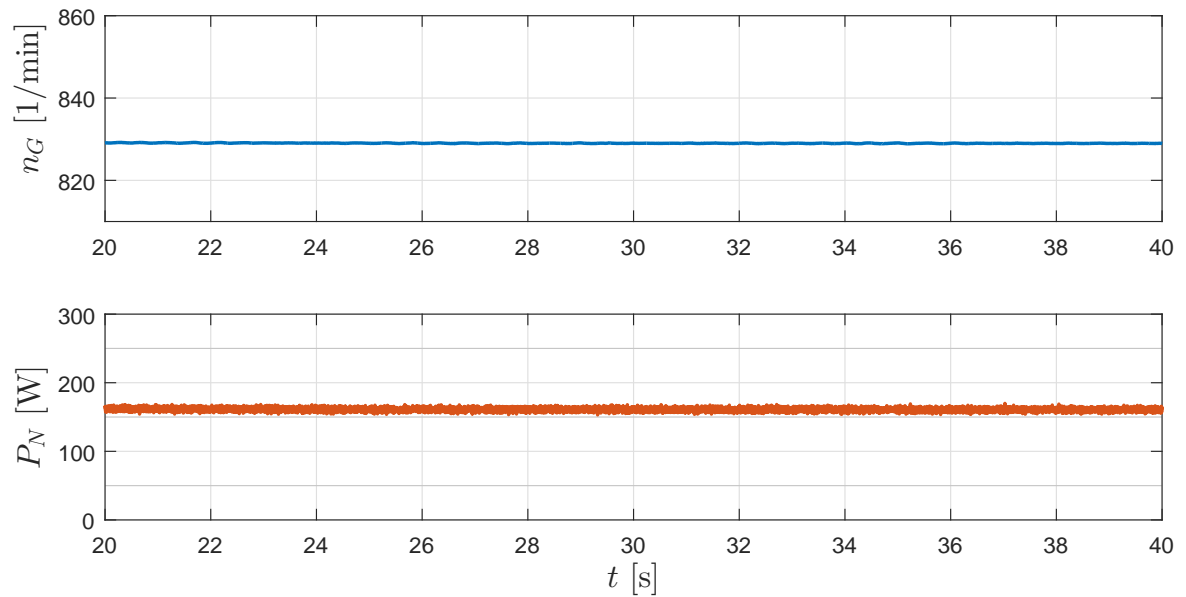
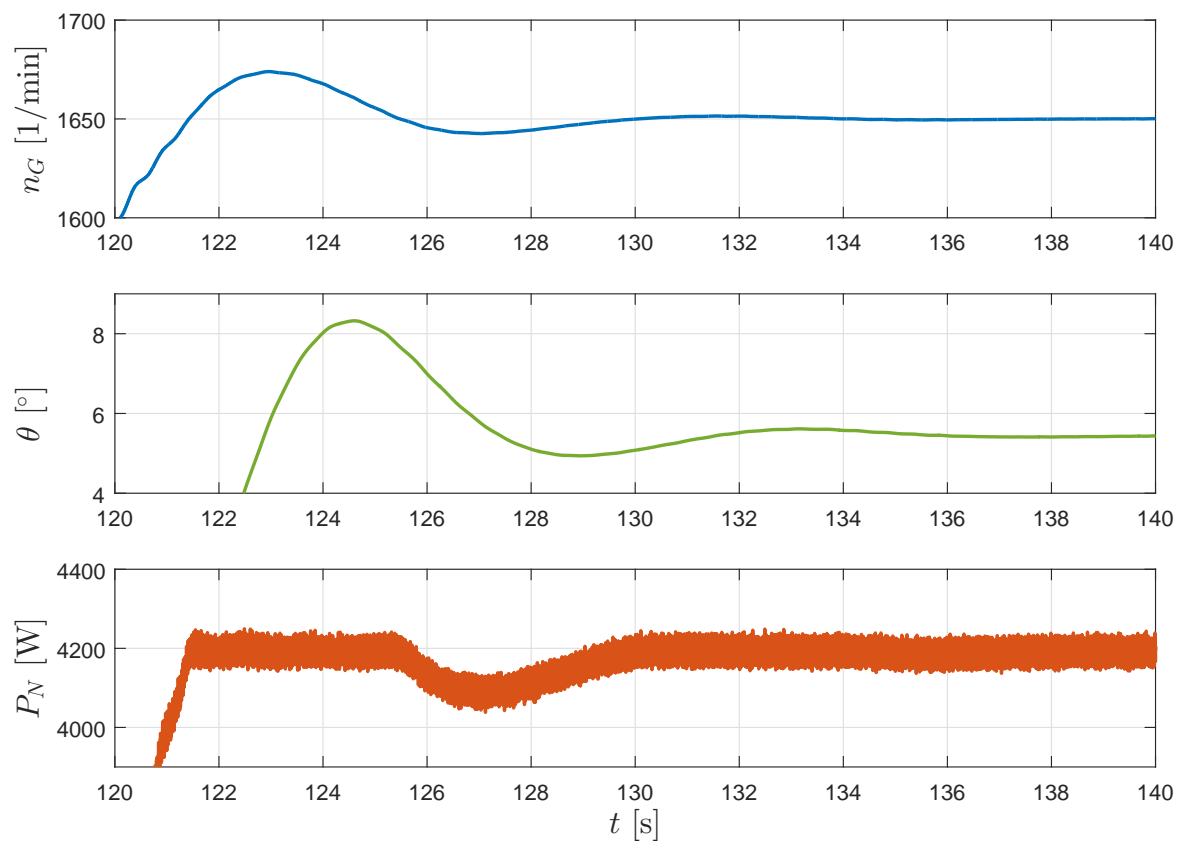


Bild 3.14: Verhalten der WEA mit Vollumrichter bei turbulentem Wind



(a) Gesamtergebnis

Bild 3.15: Sprungantworten der Generatorzahl n_G , des Pitch-Winkels θ , des Leistungsbeiwerts c_P und der Netzleistung P_N für Sprünge der Windgeschwindigkeit v_W beim DGASM-Konzept

(b) Detailansicht von n_G und P_N 

(c) Detailansicht zum Eingriff der Pitchregelung

Bild 3.15: Detailansichten zum DGASM-Konzept

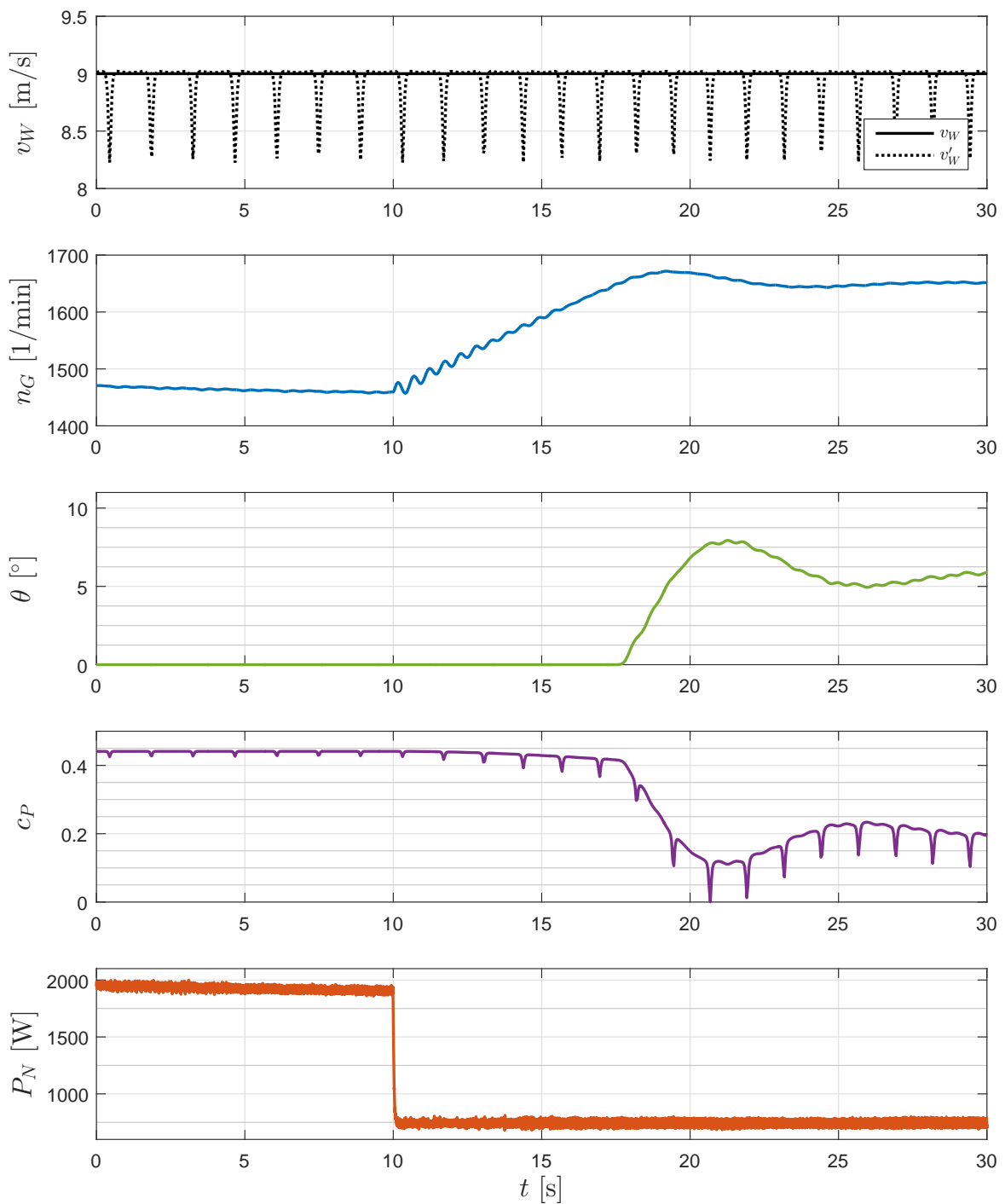


Bild 3.16: Einfluss der 3p-Frequenz auf die WEA mit DGASM-Konzept bei laminarem Wind

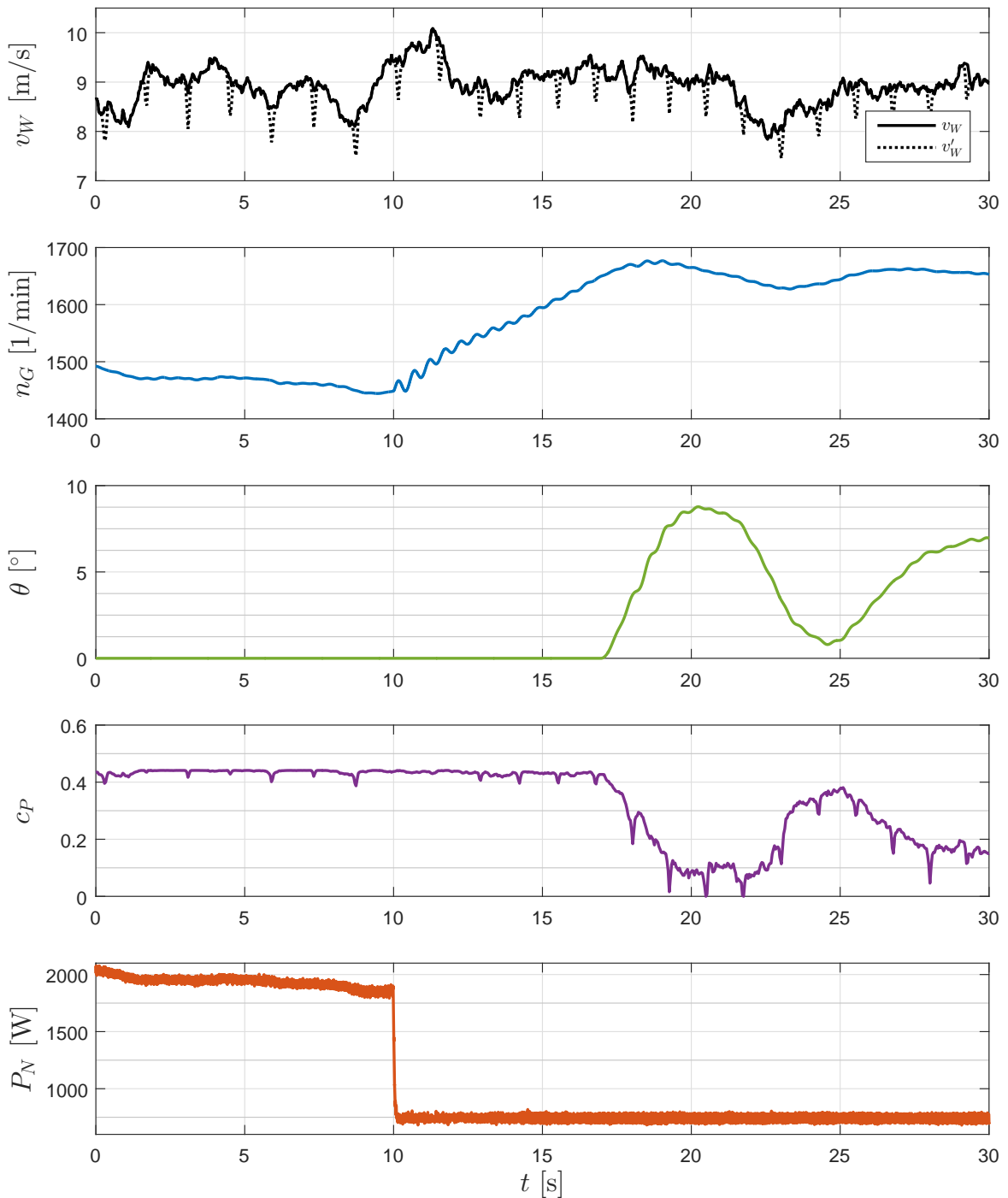


Bild 3.17: Verhalten der WEA mit DGASM als Generator-konzept bei turbulentem Wind

4 Umsetzung am Laborversuchsstand

4.1 Der Laborversuchsstand

In diesem Abschnitt wird der Aufbau des Laborversuchsstands näher beschrieben. Die einzelnen Komponenten und die Umsetzung der verschiedenen Generatorkonzepte werden in Abschnitt 4.1.1 erläutert. Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Änderungen am Laborversuchsstand sind in Abschnitt 4.1.2 ab Seite 83 aufgeführt. Anschließend werden die Änderungen beschrieben, die nötig waren, um die Simulation am Versuchsstand einzubinden. Abschließend werden die Messergebnisse an der Anlage vorgestellt und diskutiert.

4.1.1 Anlagenkonzept

Die Anlage für den Versuchsstand *Windenergie-Netzeinspeisung* besteht aus zwei elektrischen Maschinen, einem Generator und einer Antriebsmaschine. Diese sind über eine Drehmoment-Messwelle miteinander verbunden. Beide Maschinen werden über separate Schaltschränke betrieben, in denen sich die jeweilige Leistungselektronik befindet. Die Antriebsmaschine wird hierbei für die Nachbildung des Winds und des mechanischen Teils einer WEA genutzt. Als Steuer- und Regeleinheit der gesamten

Anlage wird ein Echtzeitrechnungssystem von dSPACE eingesetzt. Eine schematische Darstellung des Versuchsstands ist in Bild 4.1 zu sehen.

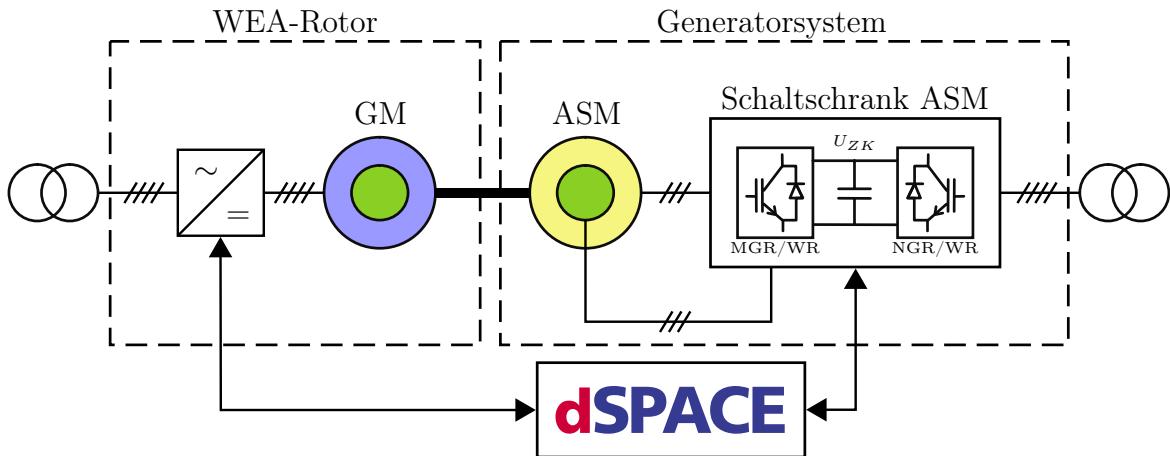


Bild 4.1: Schematische Darstellung des Laborversuchsstands mit Angabe der WEA-Funktion

Der Generator ist eine ASM mit Schleifringläufer und hat eine Nennleistung von 5 kW. Im Schaltschrank des Generators befinden sich ein Maschinen- sowie ein Netzgleich- und Wechselrichter. Diese sind über einen Gleichspannungszwischenkreis miteinander verbunden sind. Über eine Schalttafel an der Schaltschrankfront werden die verschiedenen Generatorsysteme, die in Abschnitt 2.3 ab Seite 38 beschrieben werden, gesteckt. Der netzseitige Umrichter kann im Betrieb als DGASM auch über einen Transformator mit dem Netz verbunden werden. Wie in Büssis [1] beschrieben, kann der Transformator dazu genutzt werden die Zwischenkreisspannung herabzusetzen und so die Stromober-schwingungen bei geringen Rotorspannungen zu senken.

Als Antriebsmaschine wird eine Gleichstrom-Nebenschlussmaschine mit einer Nennleistung von 6,9 kW eingesetzt. Zur Ansteuerung wird ein 4-Quadranten-Stromrichter der Firma Siemens eingesetzt. Dieser verfügt über eine eigene Regelungs- und Steuerungseinheit, kann aber über analoge und digitale Schnittstellen Sollwertvorgaben erhalten. Die Konzeption, der Aufbau und die Inbetriebnahme des Antriebssatzes

der GM¹ werden in Klotz [11] und Lobisch [12] beschrieben. Dabei wurden für den Stromrichter Programme zur Spannungs-, Strom- und Drehzahlregelung der GM entwickelt.

Das Echtzeitsystem von dSPACE besteht aus einzelnen modularen Steckkarten. In diesem System werden vier verschiedene Platinen eingesetzt. Dazu gehört ein Prozessorboard für die Berechnung der Programmschritte in Echtzeit. Das FPGA²-Board ist auf die Messung der Umrichtergrößen und des Winkelgebers sowie die Ansteuerung der Umrichter spezialisiert. Zusätzlich sind auch für die Peripherieansteuerung DAC³-Kanäle vorhanden. Zur Messung und Steuerung weiterer, relevanter Anlagengrößen ist jeweils ein dediziertes Board mit ADC⁴- und digitalen I/O⁵-Kanälen installiert.

Programme für das Echtzeitsystem können mit Matlab Simulink[®] erstellt werden. Diese werden mit einem eigenständigen Compiler für das dSPACE-System übersetzt. Mit Hilfe eines separaten PCs kann über die dSPACE-Software ControlDesk auf das Programm des Echtzeitsystems zugegriffen werden. Über die ControlDesk-Software ist auch die Erstellung eines HMI⁶ möglich. Dazu werden verschiedene Grundelemente, wie Knöpfe, Schalter, Anzeigen und Plotter bereitgestellt.

4.1.2 Änderungen an der Anlage

Die Simulation der WEA-Komponenten wird auf dem Echtzeitsystem ausgeführt. Damit die Simulation der GM ein bestimmtes Verhalten aufprägen kann, muss die Steuerungseinheit des Stromrichters zunächst mit dem dSPACE-Echtzeitsystem verbunden werden. In der vorhergehenden Arbeit von Klotz [11] wurde dafür bereits eine Schnitt-

1 Gleichstrommaschine
2 Field-Programmable-Gate-Array
3 Digital-Analog-Converter
4 Analog-Digital-Converter
5 Input-Output
6 Human-Machine-Interface

stelle am Schaltschrank der GM definiert. Über diese Schnittstelle ist die Auswahl des Regelmodus in dem die GM betrieben wird und die Vorgabe des entsprechenden Sollwerts möglich. Zusätzlich kann der Wert für die Strombegrenzung des Stromrichters vorgegeben werden. Der Sollwert und die Strombegrenzung werden als Analogwerte eingelesen.

Damit das Echtzeitsystem Vorgaben an die Steuerung des Stromrichters übermitteln kann, werden DAC-Känale in Anspruch genommen. Diese sind Teil des FPGA-Boards DS5202 und über die Erweiterungskarte EV1048 verfügbar. Die digitalen Ausgänge für die Reglerauswahl sind ebenfalls auf der Erweiterungskarte vorhanden. Im User Guide zum DS5202-Board [4] ist beschrieben, dass die DAC-Känale keine weitere Schutzbeschaltung besitzen. Deshalb wurden Optokoppler für analoge Signale zur Anbindungen des Stromrichters an das Echtzeitsystem geschaltet. Die digitalen Eingänge des GM-Schaltschranks waren bereits mit Optokopplern ausgestattet. In Tabelle 4.1 ist die Schnittstellenbelegung für den Stromrichter und die Erweiterungskarte dargestellt.

Tabelle 4.1: Schnittstellenbelegung für die Anbindung des GM-Stromrichters an das dSPACE-System

EV1048 Pin	EV1048 Funktion	GM-Schaltschrank-Klemme	Stromrichterfunktion
25	Analog Output 1	X3 9	Sollwert
41	!Analog Output 1	X3 10	!Sollwert
8	Analog Output 2	X3 11	Strombegrenzung
24	!Analog Output 2	X3 12	!Strombegrenzung
6	Digital Output 8	X3 1	Reglerfreigabe
20	Digital Output 9	X3 2	Reglerwahl1
4	Digital Output 10	X3 3	Reglerwahl2
3	GND	X3 6	GND
5	GND	X3 6	GND
36	GND	X3 6	GND

4.2 Einbinden der Simulation in den Versuchsstand

In diesem Abschnitt werden die Unterschiede zwischen den simulierten und realen Generatorkonzepten sowie die dadurch nötigen Anpassungen erläutert, um die Simulation der WEA am Versuchsstand in Betrieb zu nehmen. In den Simulationen der Generatorkonzepte, die für diese Arbeit zur Verfügung standen, werden die Verlustleistungen des realen Versuchsstands unzureichend abgebildet. So wurde durch die Vermessung der Leerlaufleistung bei den verschiedenen Generatorkonzepten am Versuchsstand ersichtlich, dass diese deutlich höher liegt als in den Simulationen. In Tabelle 4.2 sind die Messergebnisse aufgelistet.

Tabelle 4.2: Verlustleistungen der verschiedenen Generatorkonzepte im Leerlauf

	ASM mit direkter Netzkopplung		ASM mit Vollumrichter	DGASM
GM-Zustand	Ein	Aus	Ein	Ein
Wellenmoment [N m]	2,90	-0,16	0,56	1,20
Wellendrehzahl [1/min]	1500	1498	1500	1500
Netzwirkleistung [W]	-100	-600	-460	-400
Netzblindleistung [var]	-5200	-5200	0	-5200

Aufgrund der erhöhten Verlustleistung muss die MPPT-Kurve für die beiden drehzahlvariablen Generatorkonzepte angepasst werden. Dazu wurden die einzelnen Punkte der Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie aus Gleichung (3.36) auf Seite 61 an den beiden Konzepten angefahren und die eingespeiste Netzleistung gemessen. Die sich daraus ergebende MPPT-Kurve für den Vollumrichter ist in Bild 4.2 auf der nächsten Seite zu sehen. Man kann erkennen, dass die Netzleistung im unteren Drehzahlbereich (800/min bis 1500/min) deutlich geringer ist als in der Kurve für die Simulation. Dies liegt vor allem an der erhöhten Verlustleistung der realen ASM.

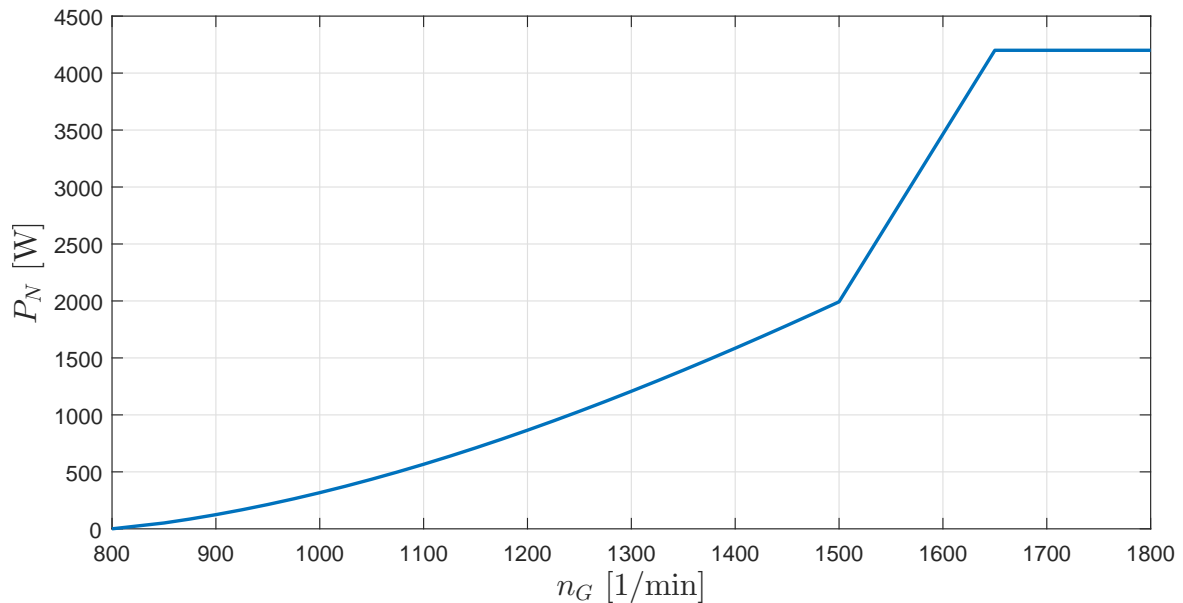


Bild 4.2: MPPT-Kurve für die ASM mit Vollumrichter am Versuchsstand

Für das DGASM-Konzept ist die ermittelte MPPT-Kurve in Bild 4.3 auf der nächsten Seite dargestellt. Hier verringert sich nicht nur die eingespeiste Netzleistung im Vergleich zur Kurve der Simulation, sondern auch die Drehzahl, ab welcher Leistung ins Netz gespeist werden kann, erhöht sich. Damit kann erst ab einer Windgeschwindigkeit von $v_W = 6$ m/s dem Netz Wirkleistung zugeführt werden. Auch hier ist die Ursache in der erhöhten Verlustleistung zu finden. Denn im untersynchronen Drehzahlbereich muss Rotorleistung nach Gleichung (2.84) auf Seite 41 aufgenommen werden, um Statorwirkleistung zu erzeugen. Die Verlustleistung des Generators muss nun durch eine erhöhte Rotorleistungsaufnahme zusätzlich kompensiert werden. Je größer der Schlupf ist, desto größer muss auch die aufzunehmende Rotorleistung sein. Um eine ausreichend große Statorleistung zu generieren, die sowohl die Verlustleistung als auch die notwendige Rotorleistung kompensiert, reicht das Drehmoment des simulierten Windrotors jedoch erst ab $n_G = 1050$ /min aus.

Das Drehmoment der realen ASM schwingt abhängig vom Schlupf in der Amplitude und Frequenz. Der Effekt tritt besonders deutlich bei kurzgeschlossenem Rotor der ASM auf und wurde in Zahel [20] bereits beschrieben. Die Ursache für die Schwingung

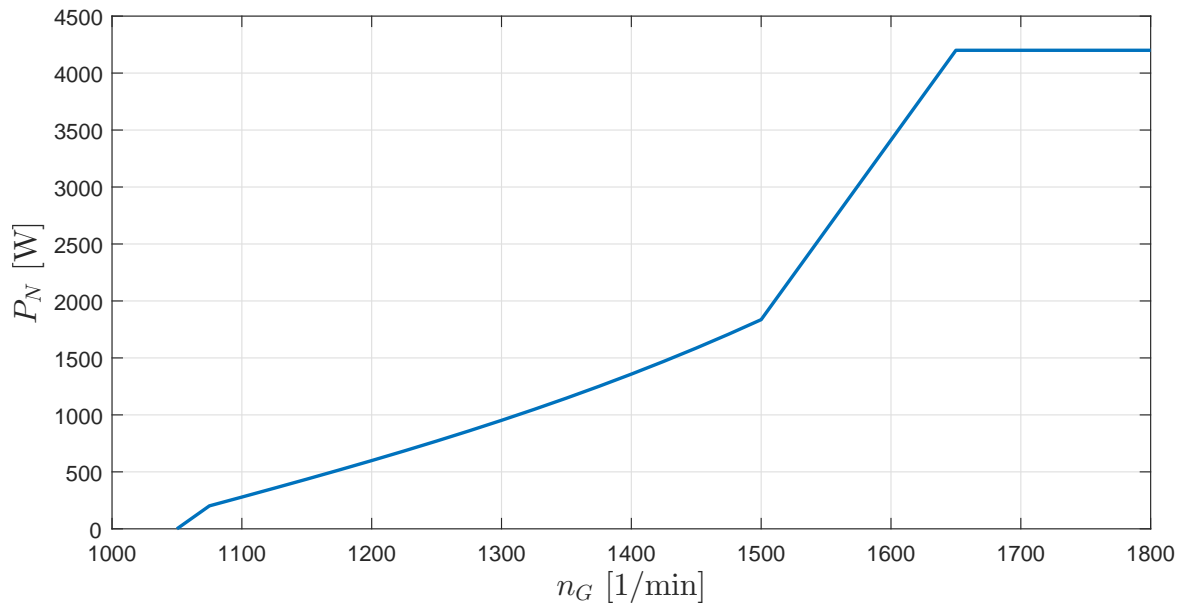


Bild 4.3: MPPT-Kurve für die DGASM am Versuchsstand

konnte bis dato noch nicht zweifelsfrei geklärt werden. Es wird jedoch von einem konstruktionsbedingten Effekt der ASM ausgegangen, da dieser an einer zweiten, baugleichen Maschine unabhängig beobachtet werden konnte. Im Bereich von $P_N = 2500 \text{ W} - 4200 \text{ W}$ erreicht die Drehmomentschwingung beim Vollumrichterkonzept eine ähnliche Frequenz wie die Eigenfrequenz f_E des simulierten Antriebsstrangs. Aus diesem Grund kommt es zu ungewollten Resonanzen und einem Schwingen der simulierten Drehzahl. Um diese Resonanzen zu unterbinden, wird die Dämpfungskonstante D_{pu} des simulierten Antriebsstrangs für den Vollumrichter verdoppelt. Dadurch werden die Drehmomentschwankungen in der Simulation stärker gedämpft und die ungewollten Resonanzen treten nicht mehr auf.

Für die korrekte Ausführung der Simulation am Versuchsstand werden von jedem Generatorkonzept verschiedene Messgrößen benötigt. Bei der ASM mit direkter Netzkopplung ist das zum einen die Netzleistung P_N für die Pitch-Regelung, zum anderen die Drehzahl des Generators n_G als Eingangsgröße für die Simulation des Antriebsstrangs. Beide Werte werden bereits durch das Echtzeitsystem von dSPACE erfasst und können somit in der Simulation direkt genutzt werden. Als Ausgangsgröße wird das Lastmoment

M_L an die Momentenregelung der GM übergeben.

Da sich die Simulationen für den Vollumrichter und die DGASM sehr ähneln, werden hier die gleichen Messwerte vom eigentlichen Versuchsstand benötigt. Dazu gehört die Generator Drehzahl n_G für das MPPT-Verfahren und die Pitch-Regelung. Für die Antriebsstrangsimulation wird das Generatormoment benötigt. Da dieses jedoch nicht vom Echtzeitsystem gemessen wird, muss das Moment auf einem anderen Weg ermittelt werden. Da die Regelung der beiden drehzahlvariablen Konzepte auf der d/q-Transformation beruht, ist die Aufteilung der Stator- bzw. Rotorströme in die moment- und flussbildenden Komponenten bereits vorhanden. Somit kann aus dem momentbildenden Stromanteil das elektrische Moment M_{Mi} der ASM berechnet werden. Dieses wird nun als Eingangsgröße für die Antriebsstrangsimulation genutzt. Für den Vollumrichter kann das elektrische Moment nach Gayer [6] wie folgt ermittelt werden:

$$M_{Mi} = \frac{3}{2} p \cdot \frac{M}{L_R} \cdot i_{Sq} \cdot \Psi_R \quad (4.1)$$

$$\Psi_R(s) = M \cdot i_{Sd}(s) \cdot \frac{1}{1 + s \cdot \frac{L_R}{R_R}} \quad (4.2)$$

Hierbei ist p die Polpaarzahl der ASM, M die Gegeninduktivität zwischen Stator und Rotor, L_R die Induktivität des Rotors, i_{Sq} der momentbildende Statorstromanteil, Ψ_R der magnetische Fluss im Rotor, i_{Sd} der flussbildende Statorstromanteil und R_R der ohmsche Widerstand des Rotors.

Bei der DGASM kann das elektrische Moment über die moment- und flussbildenden Komponenten des Rotorstroms berechnet werden.

$$M_{Mi} = \frac{3}{2} \frac{p \cdot L_{hS}^2}{ma \cdot L_S} \cdot i_{mS} \cdot i_{Rq} \quad (4.3)$$

$$i_{mS} = \frac{|U_S|}{2 \pi \cdot f_0 \cdot L_{hS}} \quad (4.4)$$

Die Übersetzung ma gibt hierbei das Verhältnis von Stator- zu Rotorspannung an.

L_{hS} ist die Statorhauptinduktivität und i_{mS} der erweiterte statorbasierende Magnetisierungsstrom. Die momentbildende Komponente des Rotorstroms ist i_{Rq} , U_S gibt die Statorspannung an und f_0 ist die Netzfrequenz an der die DGASM betrieben wird.

Von der Simulation wird die aktuelle Generator Drehzahl n_G aus dem Antriebsstrang als Sollwertvorgabe an die Drehzahlregelung der GM übermittelt. Die Zeitkonstante des GM-Drehzahlreglers liegt laut Lobisch [12] bei $t_{nGM} = 0,244$ s. Da die Eigenfrequenz des Antriebsstrangs mit $t_{nGM} = 1,91$ Hz = $0,523$ s mehr als doppelt so groß ist, können die Schwingungen des Zweimassenmodells auch von der GM auf die reale Welle umgesetzt werden. Die Leistungsvorgabe aus dem MPPT-Verfahren ist der Sollwert für den Leistungsregler des jeweiligen Generatorkonzepts. Mit diesen Anpassungen ist der Einsatz der Simulation am Versuchsstand möglich.

4.3 Ergebnisse am Versuchsstand

Damit die Ergebnisse aus dem Versuchsstand vergleichbar mit denen aus der Simulation sind, wurden die gleichen Vorgaben für die Messreihen verwendet. Nachfolgend werden die ermittelten Messkurven für die einzelnen Generatorkonzepte vorgestellt und die Unterschiede zu den Ergebnissen aus der Simulation erläutert.

4.3.1 ASM mit direkter Netzkopplung

Das Verhalten des Versuchsstands bei netzgekoppelter ASM für die sprungförmige Änderung der Windgeschwindigkeit ist in Bild 4.4a auf Seite 92 zu sehen. Insgesamt kann der angestrebte Verlauf aus der Simulation gut nachgebildet werden. Durch die erhöhte Verlustleistung der realen ASM wird durch die Anlage eine höhere Wirkleistung bei $v_W = 5$ m/s aufgenommen. Da die Drehmomentregelung der GM einen leichten

Offset hat, liegt die aufgenommene Wirkleistung in Bild 4.4b auf Seite 93 noch über dem Wert aus Tabelle 4.2 auf Seite 85.

Der halbierte Pitch-Winkel bei $v_W = 14 \text{ m/s}$ in Bild 4.4c auf Seite 93 gegenüber des Simulationsergebnisses rührt ebenfalls aus der höheren Verlustleistung des realen Systems. Hier sind auch die Auswirkungen der Drehmomentschwungung auf der Drehzahl und der Leistung zu erkennen.

Die Auswirkungen des simulierten Turmschattens sind auch an der realen Anlage messbar. In Bild 4.5 auf Seite 94 ist aber zu erkennen, dass durch das oszillierende ASM-Moment der simulierte Turmschatten nicht so eindeutig in der Netzwirkleistung P_N des Generators zuzuordnen ist, wie in den Simulationsergebnissen. Das erschwert die Regelung der Netzwirkleistung durch die Pitch-Verstellung zusätzlich. Der vorgegebene Wert von $P_N = 750 \text{ W}$ kann nicht dauerhaft erreicht werden.

Die Messergebnisse am Versuchsstand bei turbulentem Wind in Bild 4.6 auf Seite 95 entsprechen denen aus der Simulation am ehesten. Die Eigenheiten des netzgekoppelten Generatorkonzepts konnten erfolgreich aus der Simulation auf den eigentlichen Versuchsstand überführt werden. Die Vor- und Nachteile werden so für die Studenten im Laborversuch nachvollziehbar.

4.3.2 ASM mit Vollumrichter

In Bild 4.7a auf Seite 96 ist das Gesamtergebnis der Messung dargestellt. Die erhöhte Verlustleistung der realen ASM beeinflusst auch das Ergebnis des Vollumrichters am Versuchsstand. Die Detailansicht in Bild 4.7b auf Seite 97 zeigt, dass bei $v_W = 5 \text{ m/s}$ nur ca. 25 W eingespeist werden. Die leichten, periodischen Drehzahleinbrüche bei ca. 820/min sind auf das oszillierende Moment der ASM zurückzuführen. Durch die höhere Verlustleistung wird für die Generatorkennleistung bei $v_W = 14 \text{ m/s}$ auch eine höhere Windrotorleistung benötigt, weshalb deutlich weniger gepitch werden muss. Dieser Vorgang wird in Bild 4.7c auf Seite 97 abgebildet.

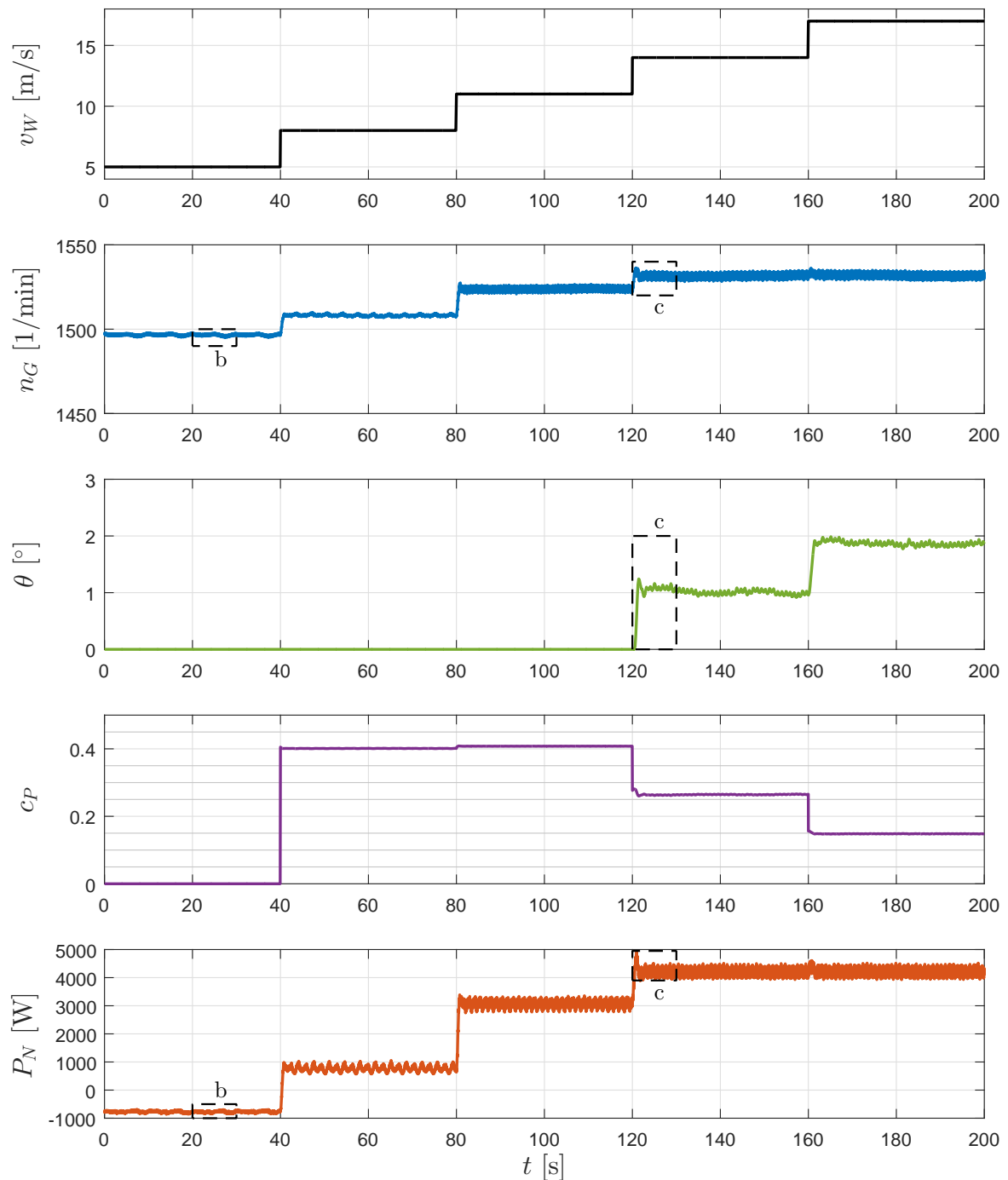
Die Messergebnisse für die Verringerung der Netzsolleistung beim Einfluss durch die 3p-Frequenz und durch turbulenten Wind sind in Bilder 4.8 und 4.9 auf Seite 98 und auf Seite 99 dargestellt. Bei diesen Szenarien kann die Simulation sehr gut am Versuchsstand abgebildet werden. In der Summe kann die WEA-Simulation am Vollumrichter zufriedenstellende Ergebnisse liefern, wodurch auch hier die Eigenheiten des Vollumrichterkonzepts am Versuchsstand gut nachvollzogen werden können.

4.3.3 DGASM-Konzept

Aufgrund der nötigen Änderungen an der MPPT-Kurve für das DGASM-Konzept, die in Abschnitt 4.2 ab Seite 85 beschrieben wurden, ist eine Betrachtung der WEA-Simulation erst ab einer Windgeschwindigkeit von $v_W = 6 \text{ m/s}$ sinnvoll. Die Ergebnisse für Sprünge der Windgeschwindigkeit sind in Bild 4.10a auf Seite 100 zu sehen.

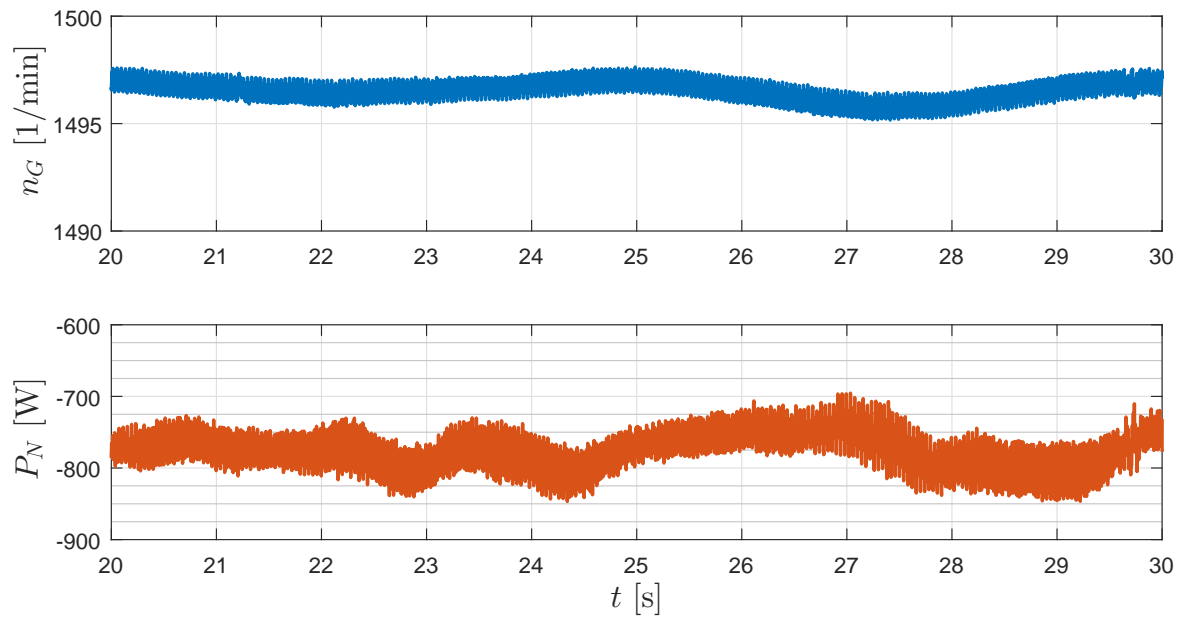
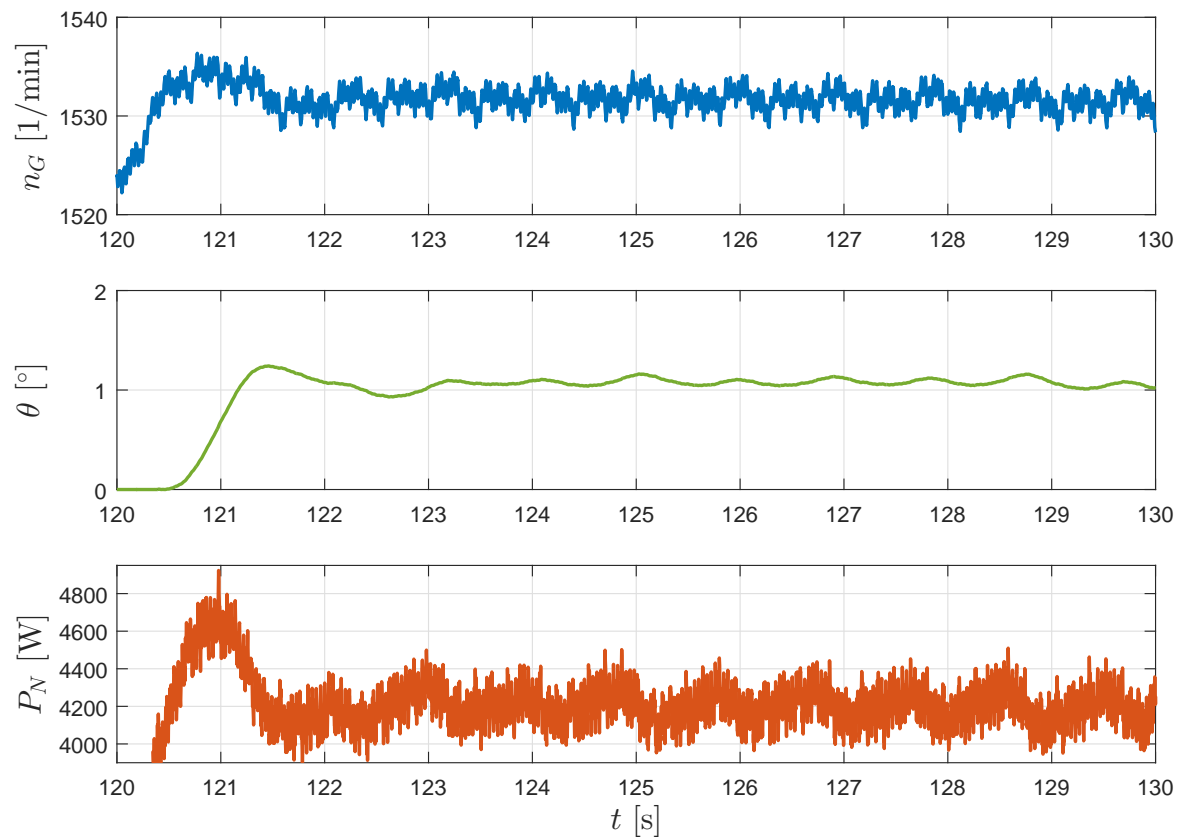
Bei der geringsten, eingesetzten Windgeschwindigkeit von $v_W = 6 \text{ m/s}$ kann kaum Wirkleistung ins Netz eingespeist werden (siehe Bild 3.15b auf Seite 78). Für die weiteren Windgeschwindigkeiten kann aber ein ähnliches Verhalten, wie in der Simulation erzielt werden. So wird in Bild 3.15c auf Seite 78 die Funktion der Pitch-Regelung auch für das DGASM-Konzept nachgewiesen. Für die Verringerung der Netzsolleistung beim Einfluss der 3p-Frequenz unter laminarem und turbulentem Wind sind die Messergebnisse in Bilder 4.11 und 4.12 auf Seite 102 und auf Seite 103 dargestellt. Abermals können die Verläufe aus der Simulation auch am Versuchsstand bestätigt werden. Obwohl sich die minimale Windgeschwindigkeit und Generatorzahl am Versuchsstand von der Simulation unterscheidet, kann daran trotzdem ein realistisches Verhalten einer WEA erzielt werden.

Somit konnte für alle drei Generatorkonzepte, die am Versuchsstand umgesetzt sind, eine WEA-Simulation implementiert werden. Die einzelnen Vor- und Nachteile der verschiedenen Konzepte sind durch die Simulationen ebenfalls ersichtlich.



(a) Gesamtergebnis

Bild 4.4: Sprungantworten der Generatorzahl n_G , des Pitch-Winkels θ , des Leistungsbeiwerts c_P und der Netzleistung P_N für Sprünge der Windgeschwindigkeit v_W bei netzgekoppelter ASM am Versuchsstand

(b) Detailansicht zu P_N und n_G bei $v_W = 5$ m/s

(c) Detailansicht zum Eingriff der Pitch-Regelung am Versuchsstand

Bild 4.4: Detailansichten zu Bild 4.4a auf Seite 92

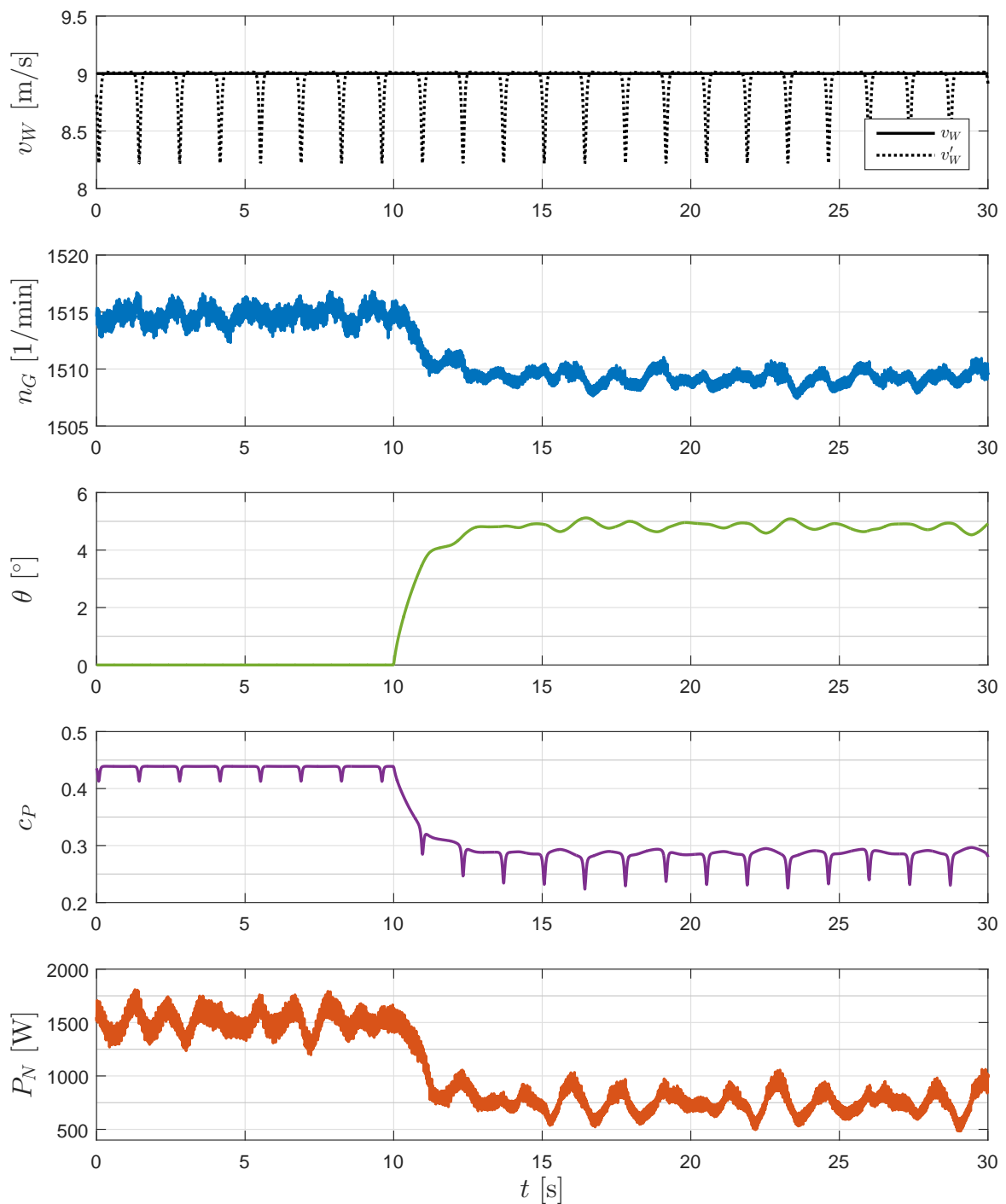


Bild 4.5: Einfluss der 3p-Frequenz auf die Generatordrehzahl n_G , den Pitch-Winkel θ , den Leistungsbeiwert c_P und die Netzleistung P_N bei der ASM mit direkter Netzkopplung am Versuchsstand

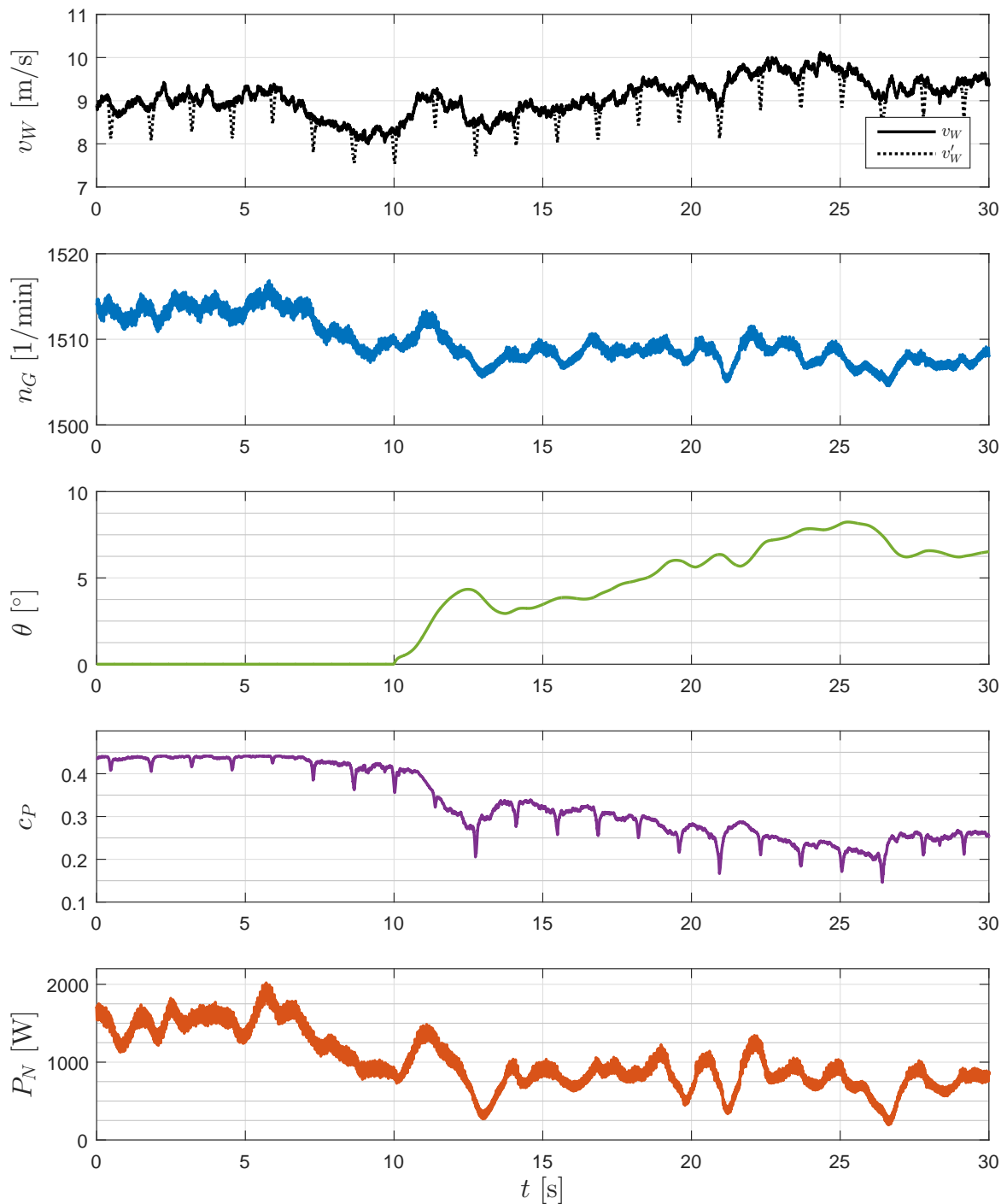
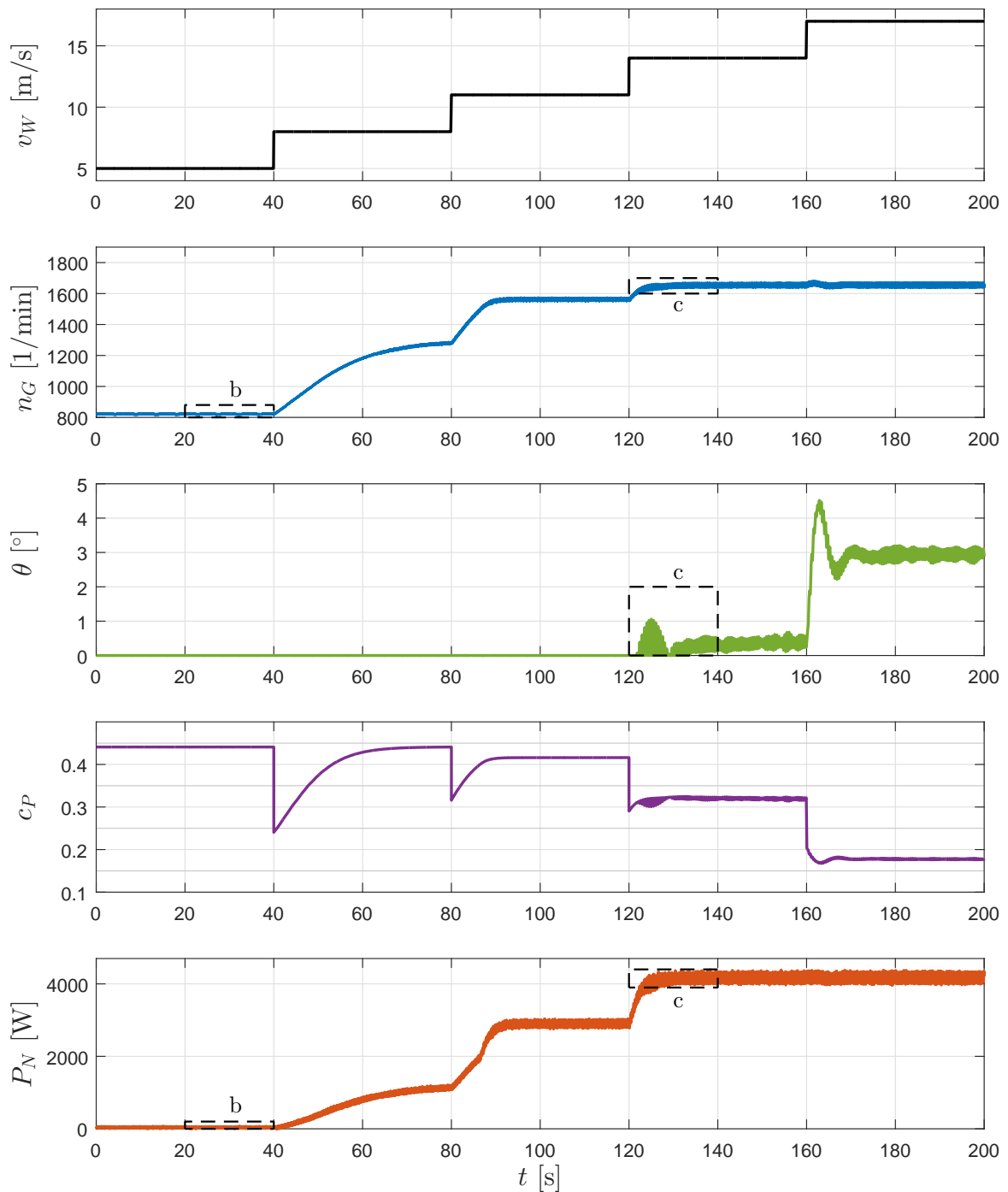
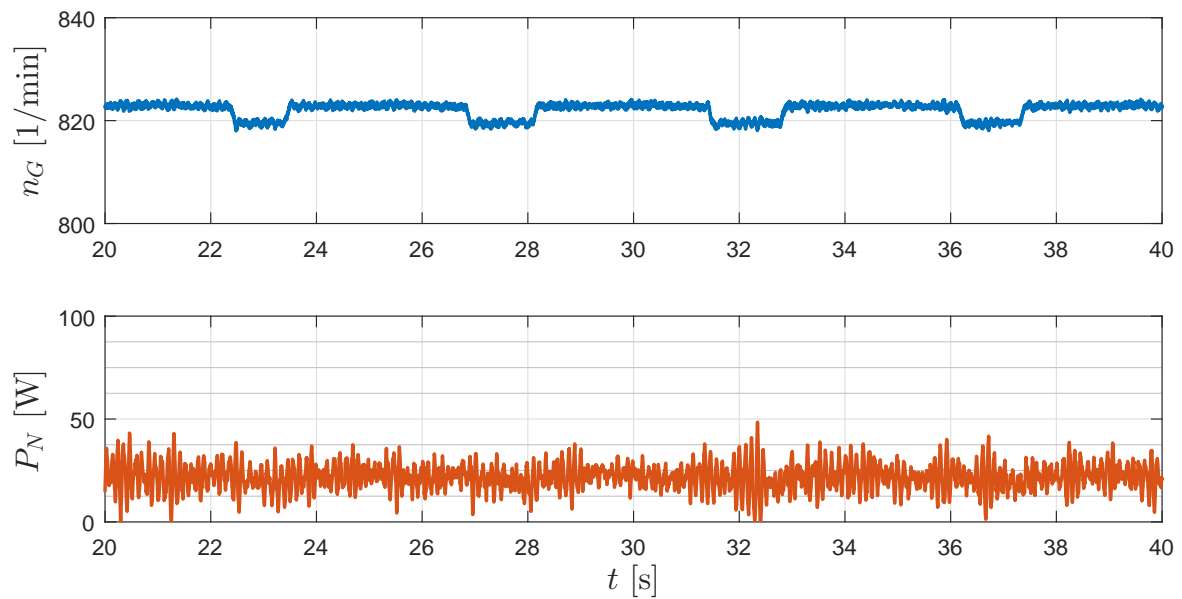
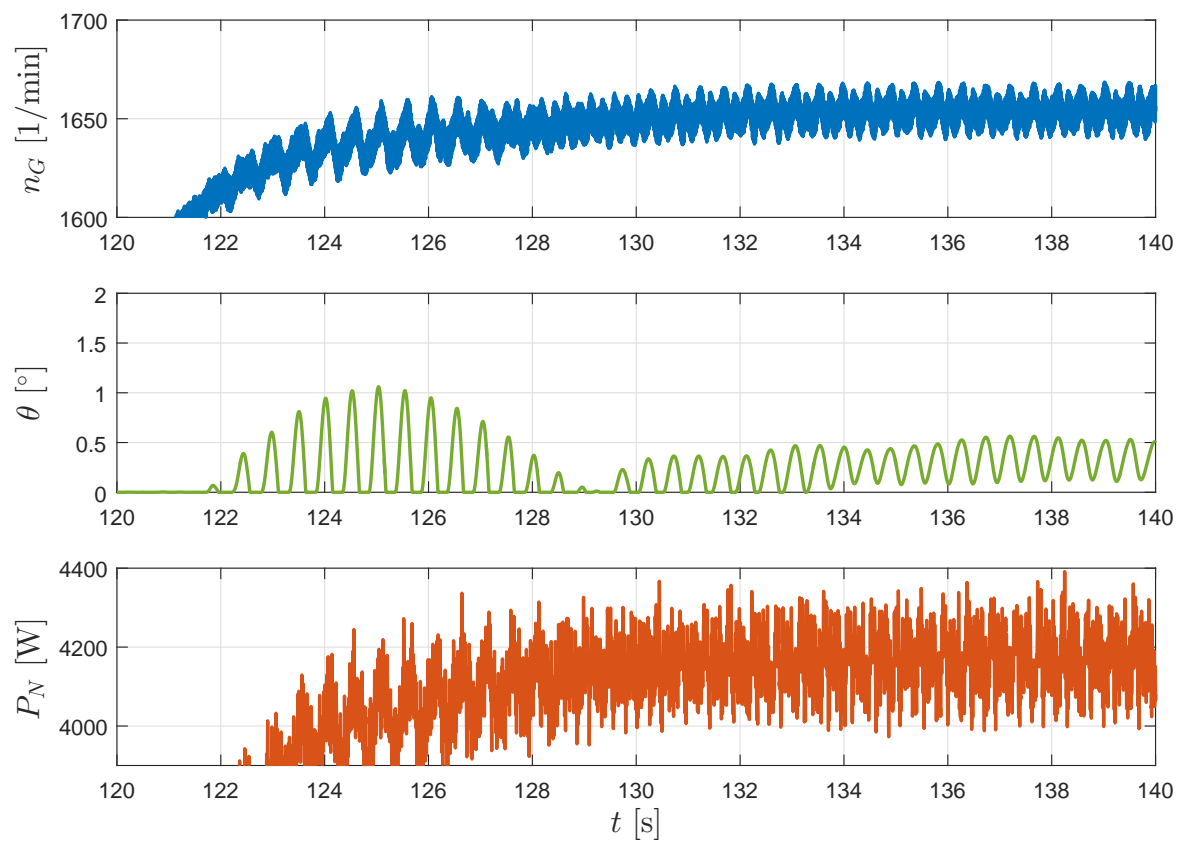


Bild 4.6: Verhalten der Generator-drehzahl n_G , des Pitch-Winkels θ , des Leistungsbeiwerts c_P und der Netzleistung P_N für eine WEA netzgekoppelter ASM bei turbulentem Wind



(a) Gesamtergebnis

Bild 4.7: Sprungantworten der Generatorzahl n_G , des Pitch-Winkels θ , des Leistungsbeiwerts c_P und der Netzleistung P_N für Sprünge der Windgeschwindigkeit v_W beim Vollumrichter-Generatorkonzept am Versuchsstand

(b) Detailansicht von P_N und n_G 

(c) Detailansicht zum Eingriff der Pitch-Regelung

Bild 4.7: Detailansichten zum Vollumrichter am Versuchsstand aus Bild 4.7a auf Seite 96

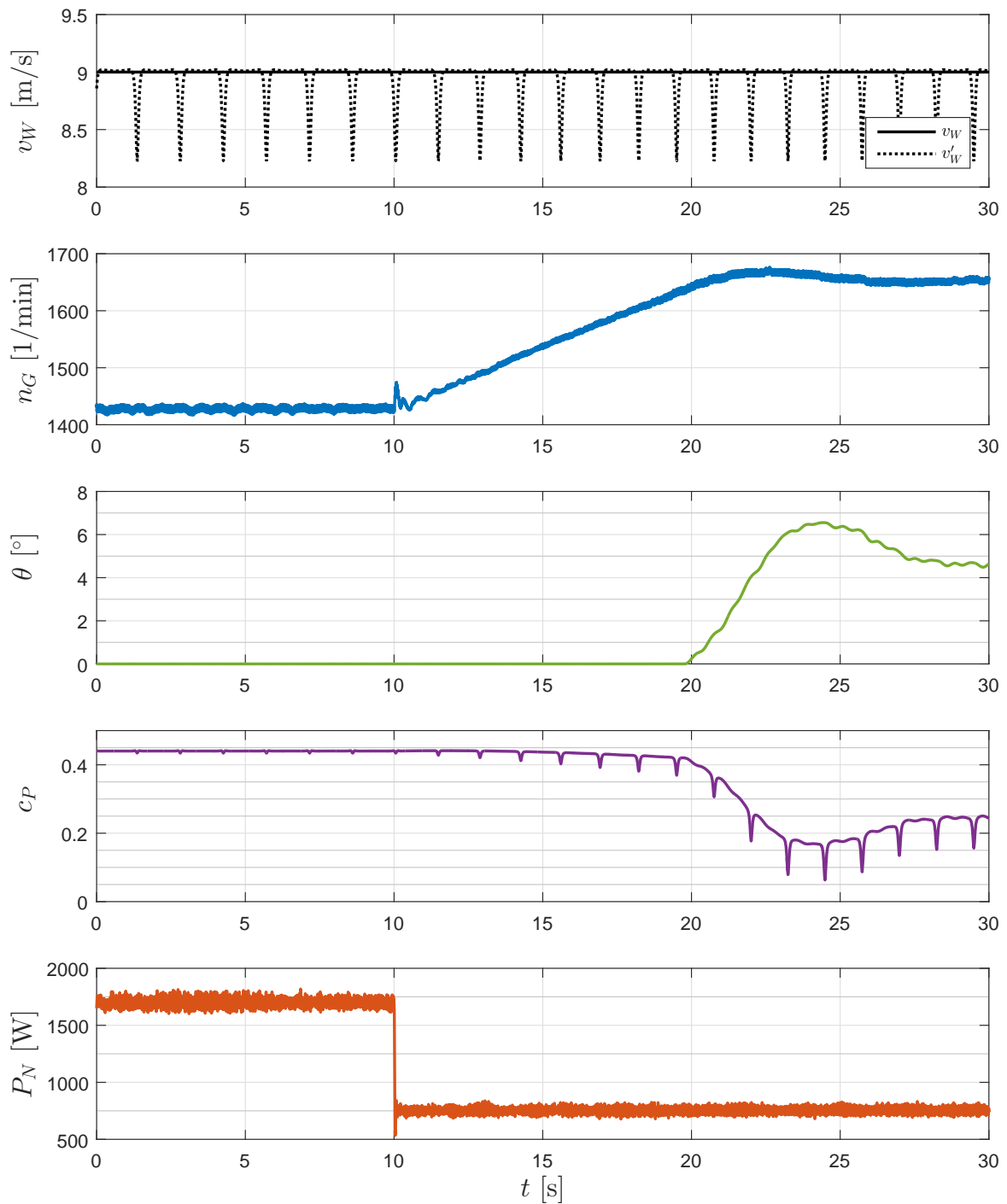


Bild 4.8: Einfluss der 3p-Frequenz auf die WEA mit Vollumrichter-Konzept bei laminarem Wind am Versuchsstand

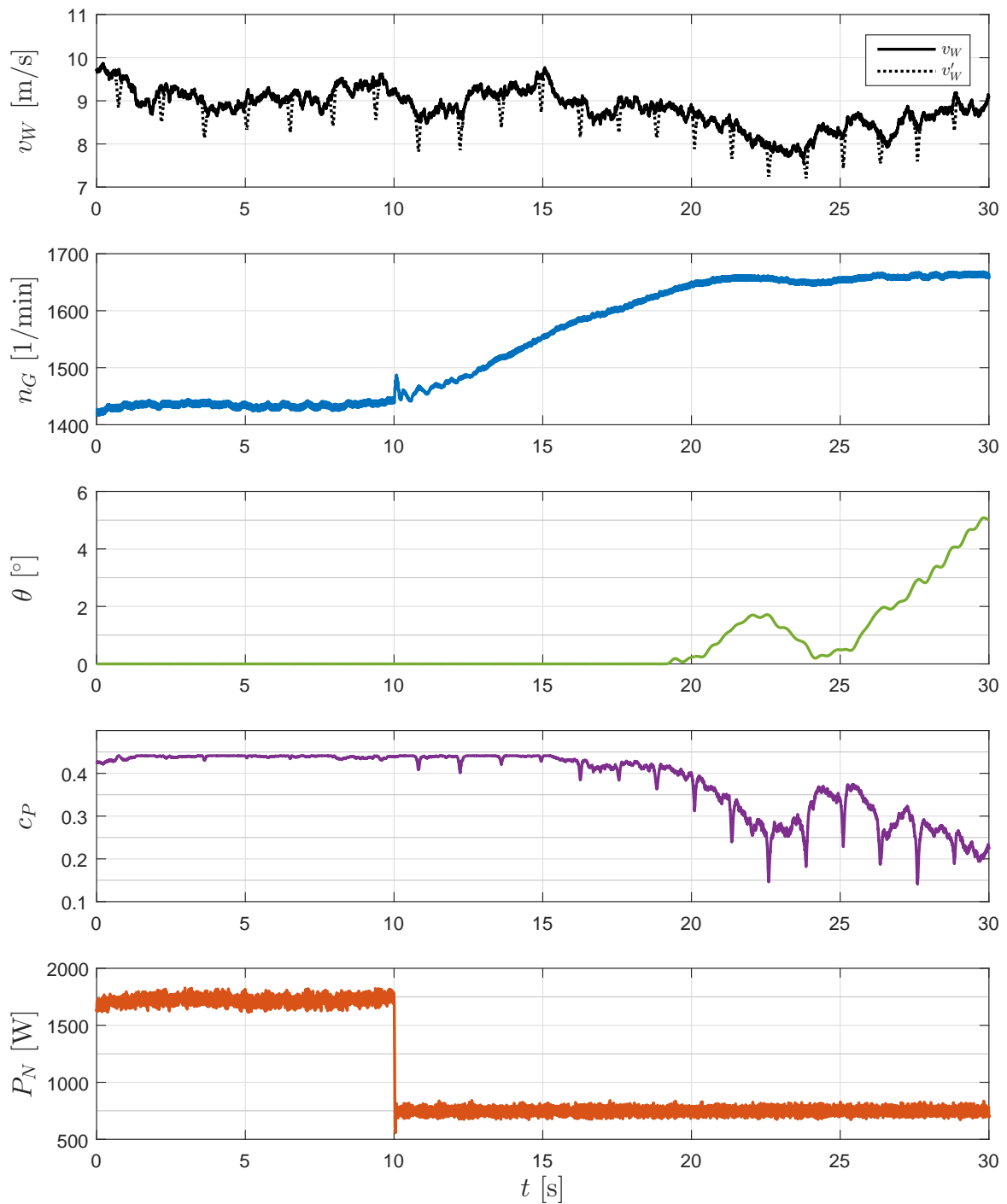
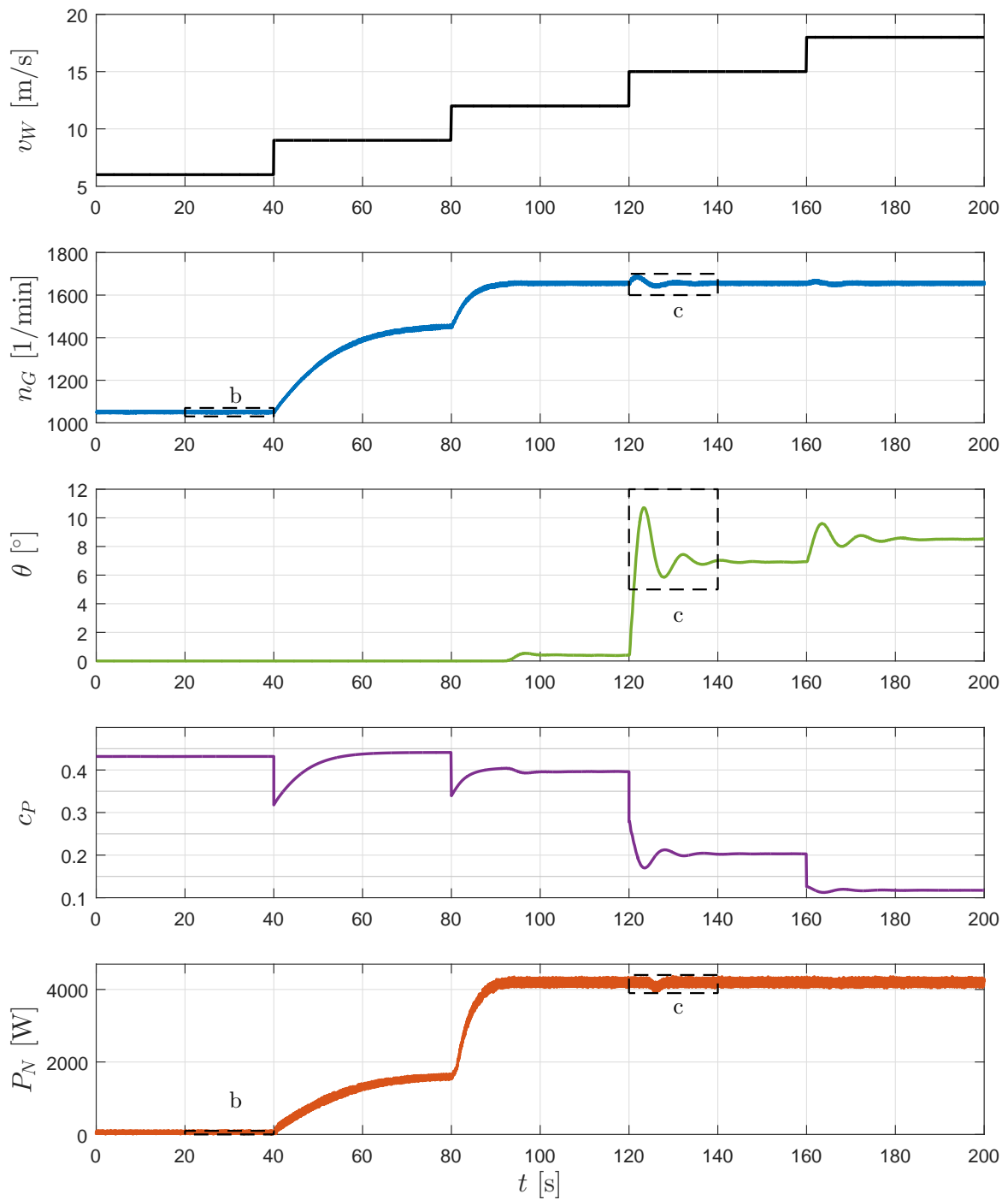
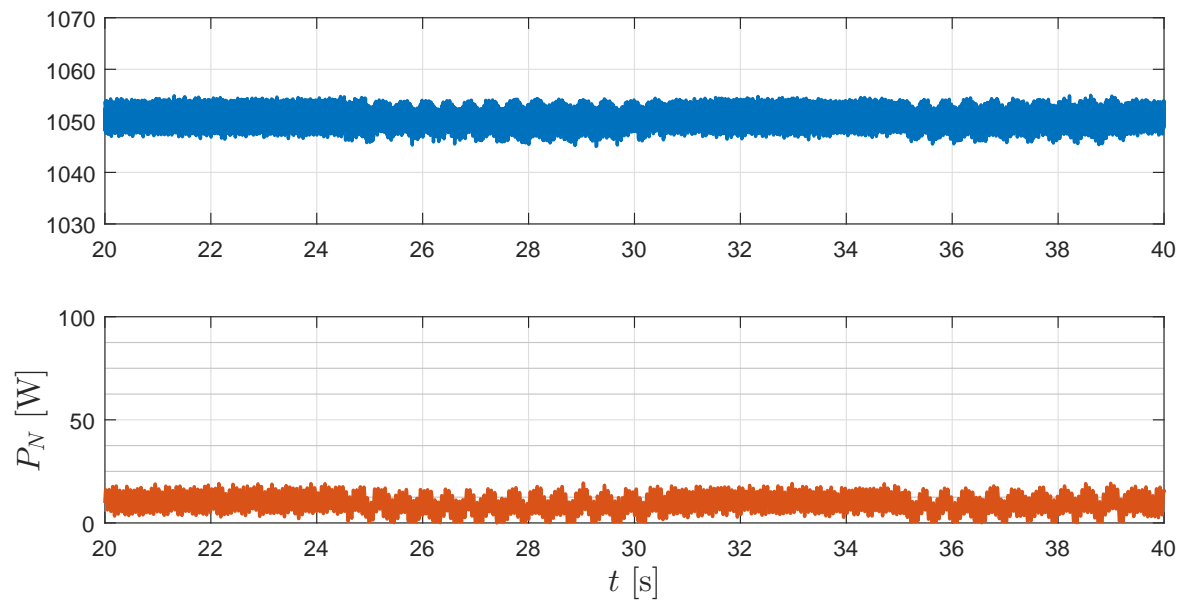
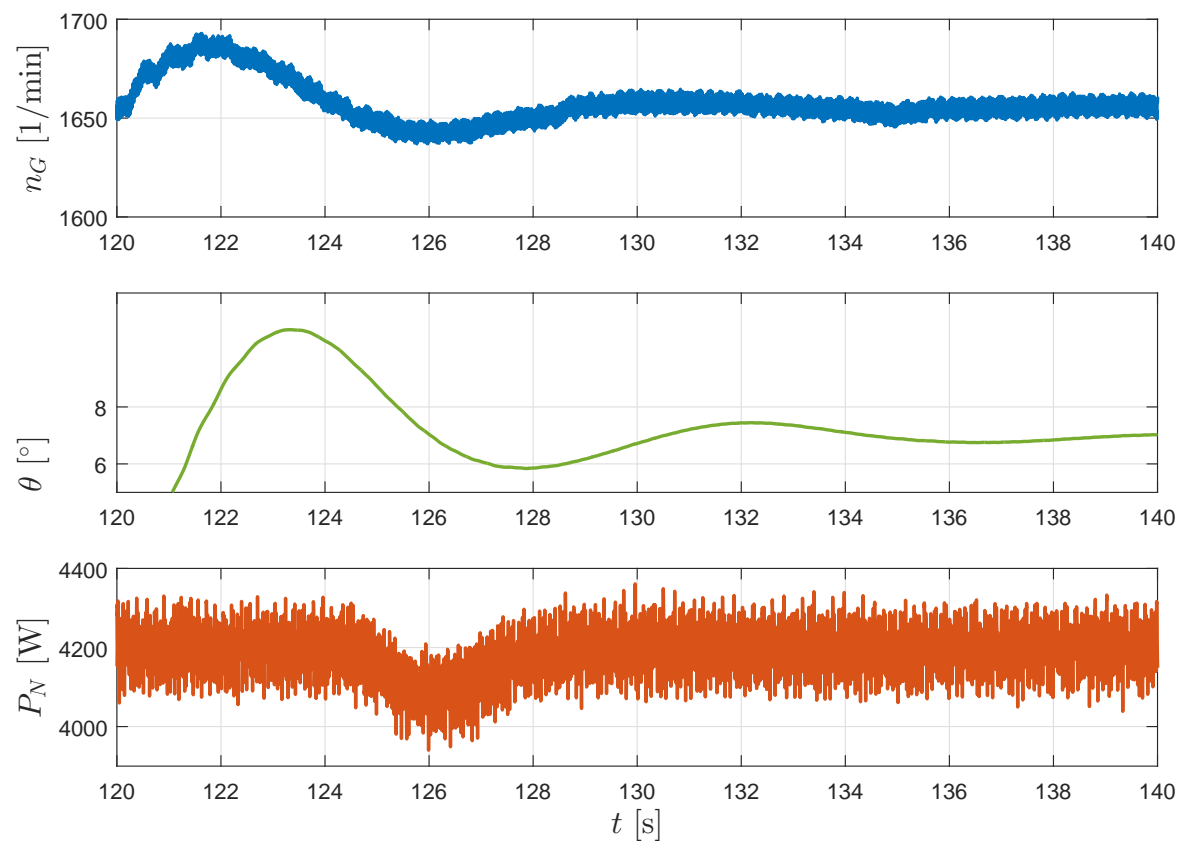


Bild 4.9: Verhalten der WEA mit Vollumrichter bei turbulentem Wind am Versuchsstand



(a) Gesamtergebnis

Bild 4.10: Sprungantworten der Generator-drehzahl n_G , des Pitch-Winkels θ , des Leistungsbeiwerts c_P und der Netzleistung P_N für Sprünge der Windgeschwindigkeit v_W beim DGASM-Konzept am Versuchsstand

(b) Detailansicht von n_G und P_N 

(c) Detailansicht zum Eingriff der Pitchregelung

Bild 4.10: Detailansichten zum DGASM-Konzept am Versuchsstand

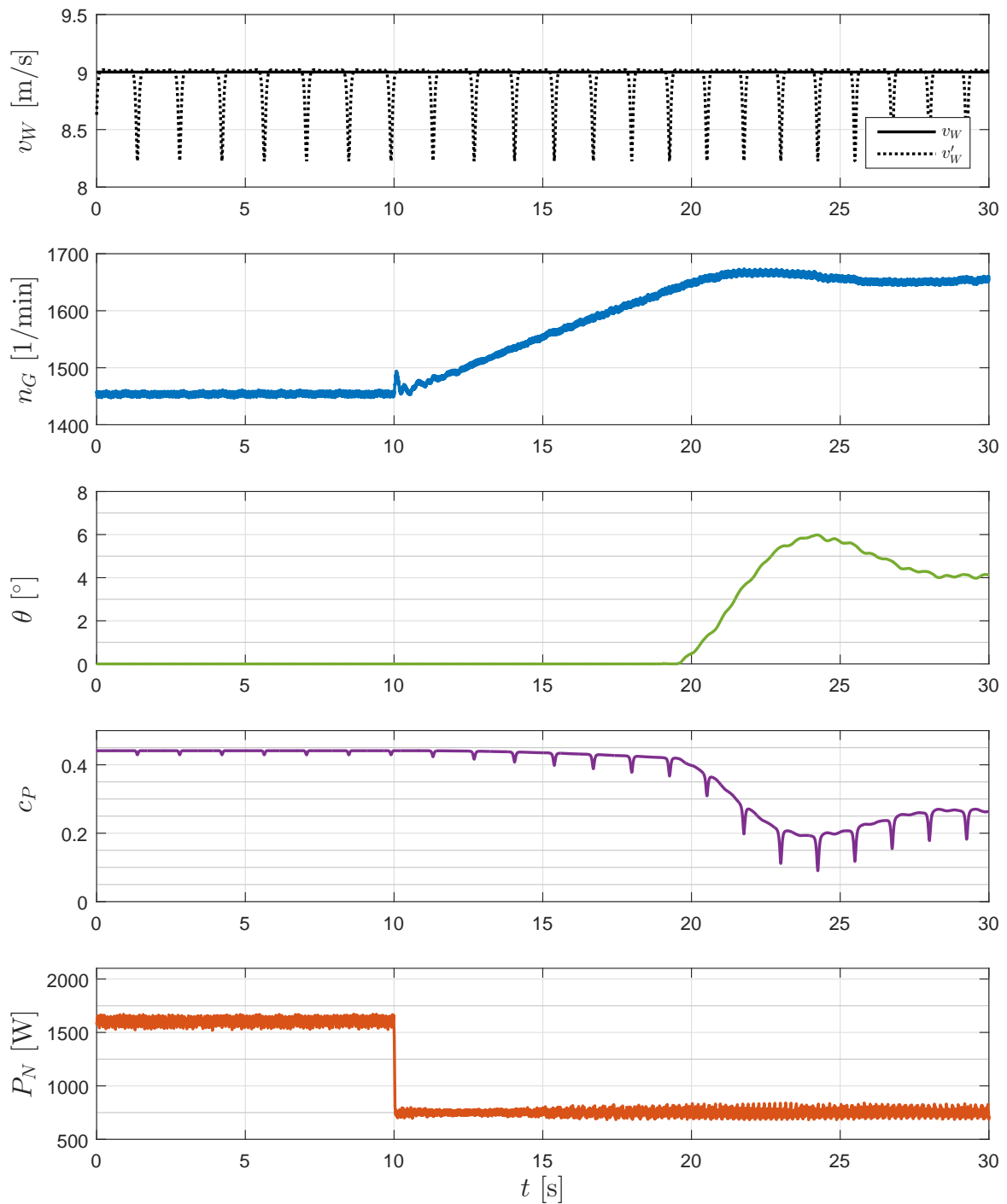


Bild 4.11: Einfluss der 3p-Frequenz auf die WEA mit DGASM-Konzept bei laminarem Wind am Versuchsstand

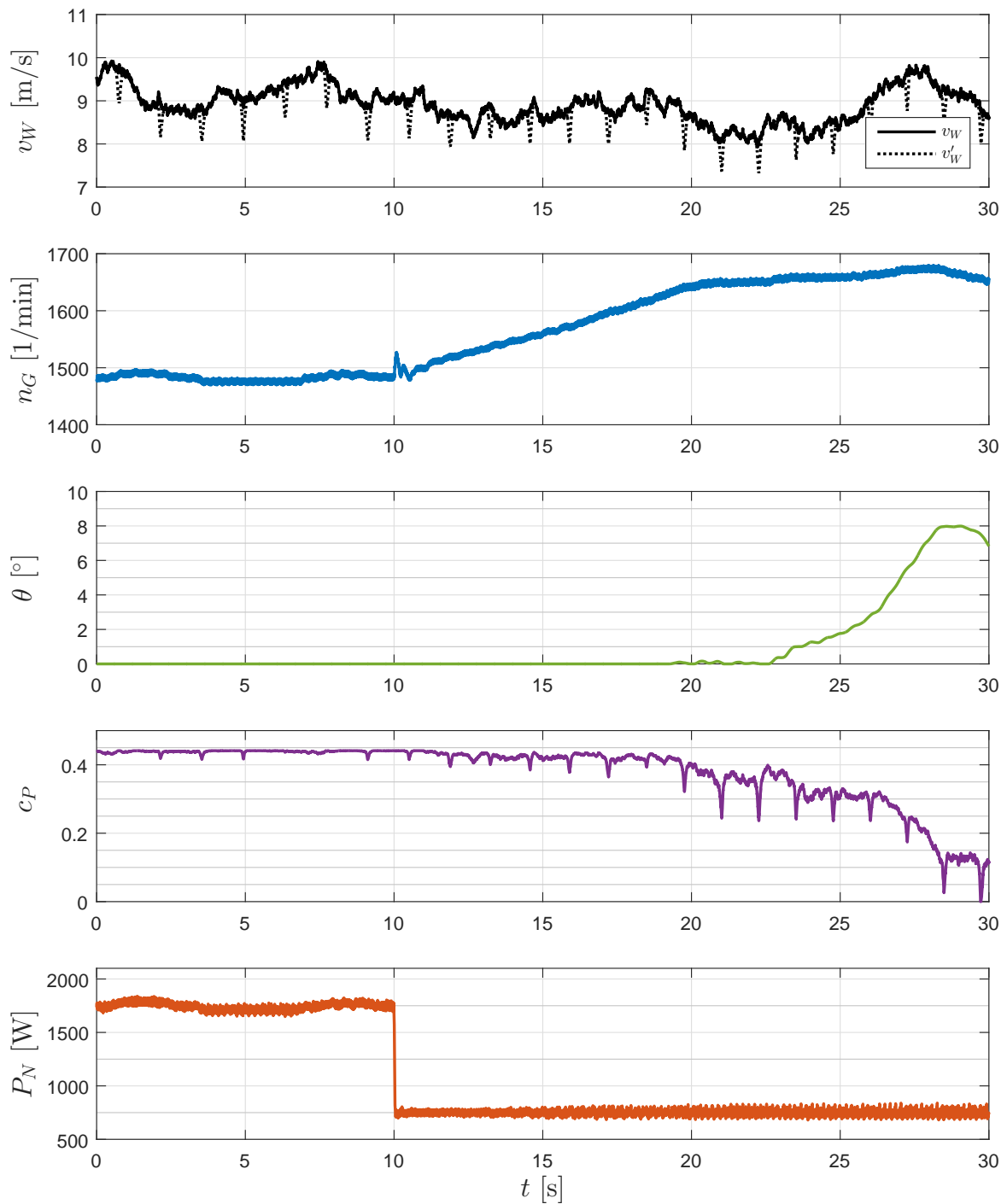


Bild 4.12: Verhalten der WEA mit DGASM als Generatorkonzept bei turbulentem Wind am Versuchsstand

4.4 Bedienkonzept der Anlage

4.4.1 Visualisierungen

Der Versuchsstand für den die WEA-Simulation entstanden ist, soll im Laborbetrieb von den Studenten eigenständig bedient werden. Da den Studenten nur eine begrenzte Zeit zur Versuchsbearbeitung zur Verfügung steht, ist eine einfache und intuitive Bedienung des Versuchsstands nötig. Als Grundgerüst für die Bedienoberfläche (auch HMI) wird das Programm ControlDesk von dSPACE genutzt. Damit ist es möglich auf Variablen und Messgrößen auf dem Echtzeit-System zuzugreifen, diese zu verändern oder aufzunehmen. Für die Manipulation und Betrachtung der Variablen und Messgrößen stehen verschiedene Grundbausteine zur Verfügung. Das Programm bietet außerdem eine Projektverwaltung. Für jedes Projekt können zur Unterteilung zusätzlich Experimente erstellt werden. Dadurch können in einem Projekt unterschiedliche Echtzeit-Programme verwendet werden. Für eine bessere Übersicht können in einem Experiment mehrere Seiten mit verschiedenen Bedienoberflächen erstellt werden.

Diese Hierarchie von ControlDesk wurde genutzt, um ein möglichst übersichtliches HMI zu erstellen. Die drei Generatorkonzepte des Versuchsstands wurden daher in jeweils ein Experiment mit eigenständigem Echtzeit-Programm unterteilt, die dann die WEA-Simulation und die Ansteuerung für die Umrichter der ASM und GM aus Matlab Simulink[®] enthalten. In den Experimenten wurde das jeweilige Programm in einzelne Bereiche eingeteilt und als separate Seite dargestellt. Für alle drei Generatorsysteme wurden folgende Seiten erstellt:

- Übersicht
- Windrotor
- Antriebsstrang

- Generator
- Leistungsregelung

Die Übersicht dient hierbei als zentrale Bedienoberfläche, in der alle wichtigen Daten und Anwahlmöglichkeiten für die Versuchsdurchführung zu finden sind. Für das Vollumrichter-Konzept ist die Übersicht in Bild 4.13 dargestellt. Mit dem Knopf zum System-Start wird das gewählte WEA-Konzept sowohl hochfahren als auch beendet. Die Anzeige vom System-Zustand gibt eine Auskunft über den aktuellen Betriebsmodus der gesamten Anlage. Die weiteren Bedienelemente dienen der Manipulation der Simulation. In der Übersicht wird zentral immer das aktuelle WEA-Konzept als Prinzipschaltbild dargestellt. Zusätzlich wird der aktuelle Leistungsbeiwert im Bezug auf die c_p - λ -Kennlinie für $\theta = 0^\circ$ angezeigt. Mit der MPPT-Kurve erhält man auch eine Auskunft über den aktuellen Arbeitspunkt des Systems.

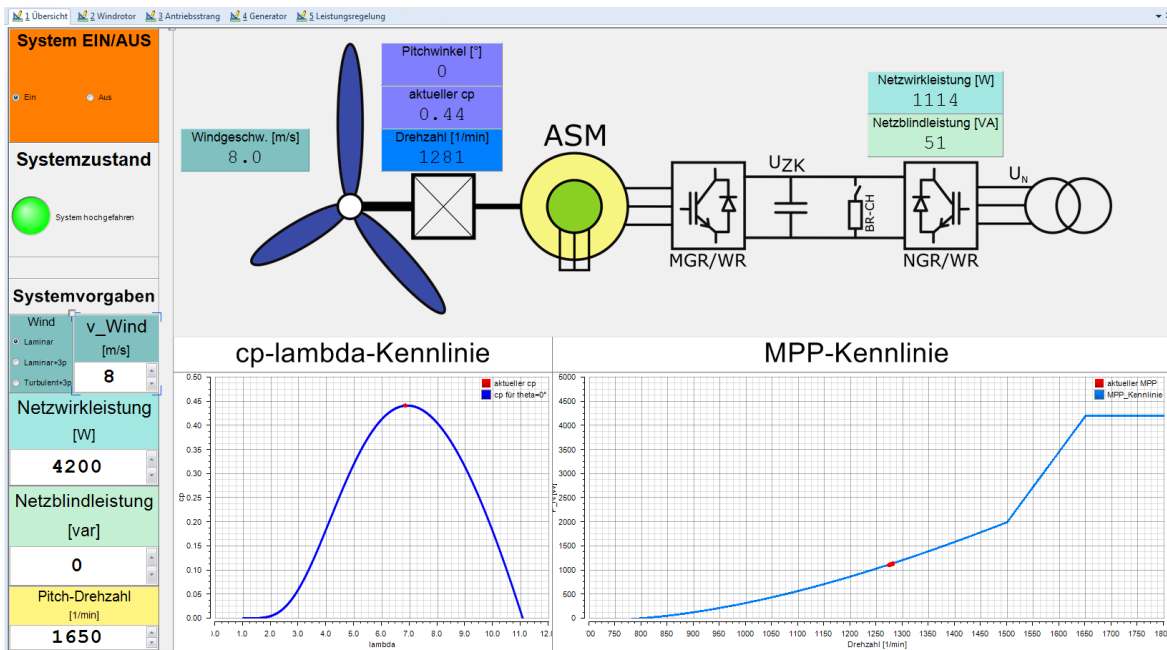


Bild 4.13: Darstellung der Übersicht im HMI des Vollumrichters

Für detaillierte Einstellungsmöglichkeiten der simulierten Windgeschwindigkeit kann

die Bedienoberfläche Windrotor ausgewählt werden (siehe Bild 4.14). Hier kann aus einer Vorauswahl von verschiedenen Werten des dänischen und IEC-Standards für die Turbulenzintensität gewählt werden. Zusätzlich ist auch der zeitliche Verlauf der Windgeschwindigkeit dargestellt. Über die Wind-Auswahl kann zwischen laminarem Wind mit und ohne den Einfluss der 3p-Frequenz sowie turbulentem Wind in Kombination mit der 3p-Frequenz gewechselt werden.

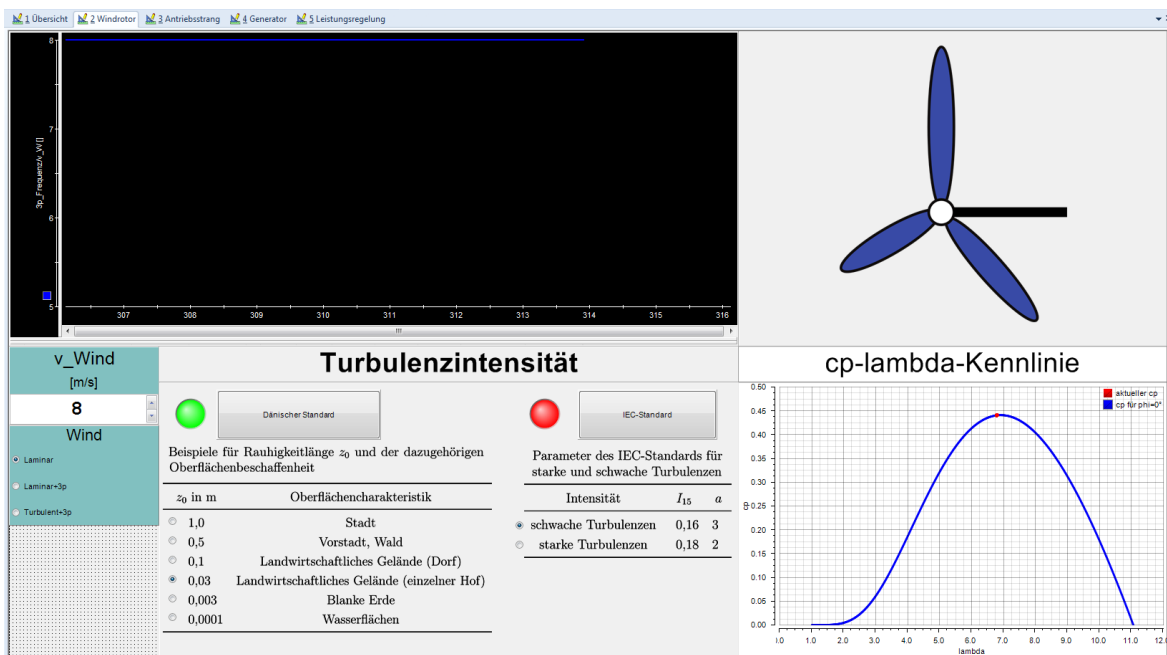


Bild 4.14: Darstellung der Windrotor-Seite im HMI des Vollumrichters für detaillierte Einstellungen des simulierten Winds

Die Bedienoberfläche für den Antriebsstrang ist in Bild 4.15 auf der nächsten Seite zu sehen. Sie bietet die Möglichkeit zwischen dem Ein- und Zweimassenmodell während des Betriebs umzuschalten sowie sämtliche Parameter der beiden Modelle anzupassen. Um die Unterschiede zwischen den beiden Modellen zu verdeutlichen, sind sie jeweils auch als schematische Darstellung eingebunden. Der Plotter im unteren Bereich der Benutzeroberfläche stellt den Verlauf der tatsächlichen Anlagendrehzahl dar.

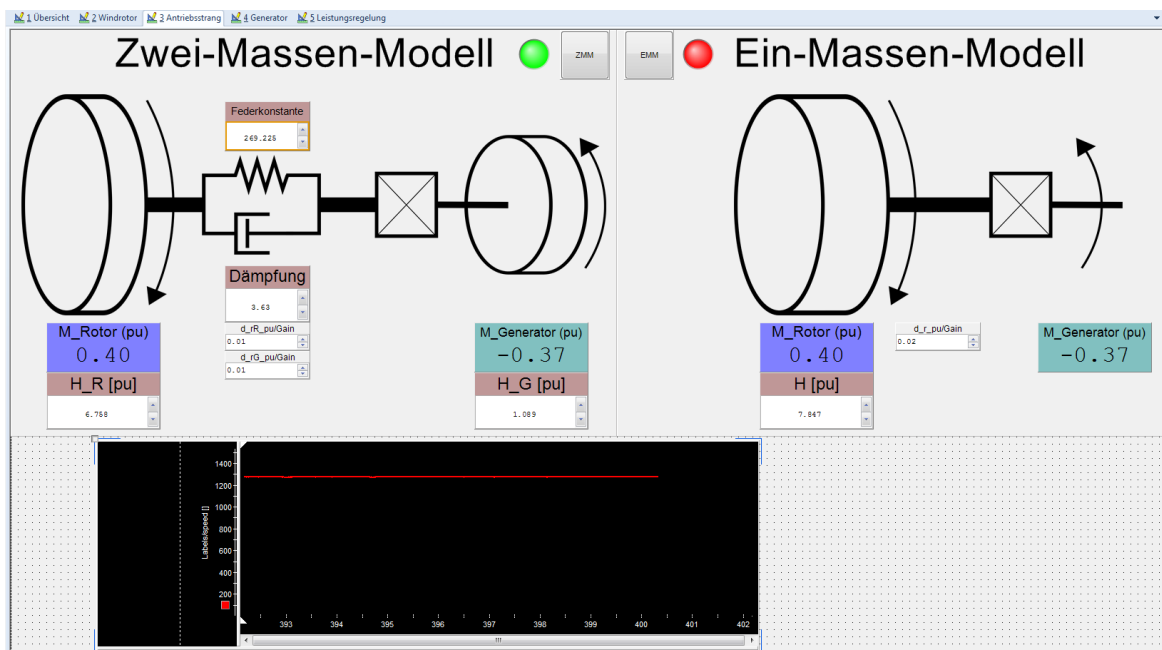


Bild 4.15: HMI für die Auswahl und Einstellung des Antriebsstrangmodells und deren Parameter

Auf der Generator-Seite in den ControlDesk-Experimenten wird die jeweilige Verschaltung des Stators und Rotors der ASM mit dem Netz und dem Umrichtersystem abgebildet. Für das Vollumrichterkonzept ist diese Ansicht in Bild 4.16 auf der nächsten Seite dargestellt. Hier werden die Effektivströme auf Maschinen- und Netzseite angezeigt sowie die ins d/q-System transformierten Ströme des MGR/WR und NGR/WR an den entsprechenden Stellen. Der zeitliche Verlauf der Netzwirk- und Blindleistung ist im unteren Plotter zu sehen.

Schlussendlich enthält die erstellte Bedienoberfläche eine Seite in der sämtliche Funktionen des gesamten Versuchsstands steuerbar sind (siehe Bild 4.17 auf Seite 109). Hier kann das jeweilige Experiment auch in den Handbetrieb versetzt werden, mit der die einzelnen Funktionen nacheinander in Betrieb genommen und getestet werden können. Diese Ansicht wurde vor allem zum Überprüfen und für eine leichtere Fehlersuche erstellt, insbesondere für den Fall, dass Teile der Anlage nicht korrekt funktionieren. Das HMI ist in verschiedene Anlagenteile aufgeteilt. Für die ASM und GM kann

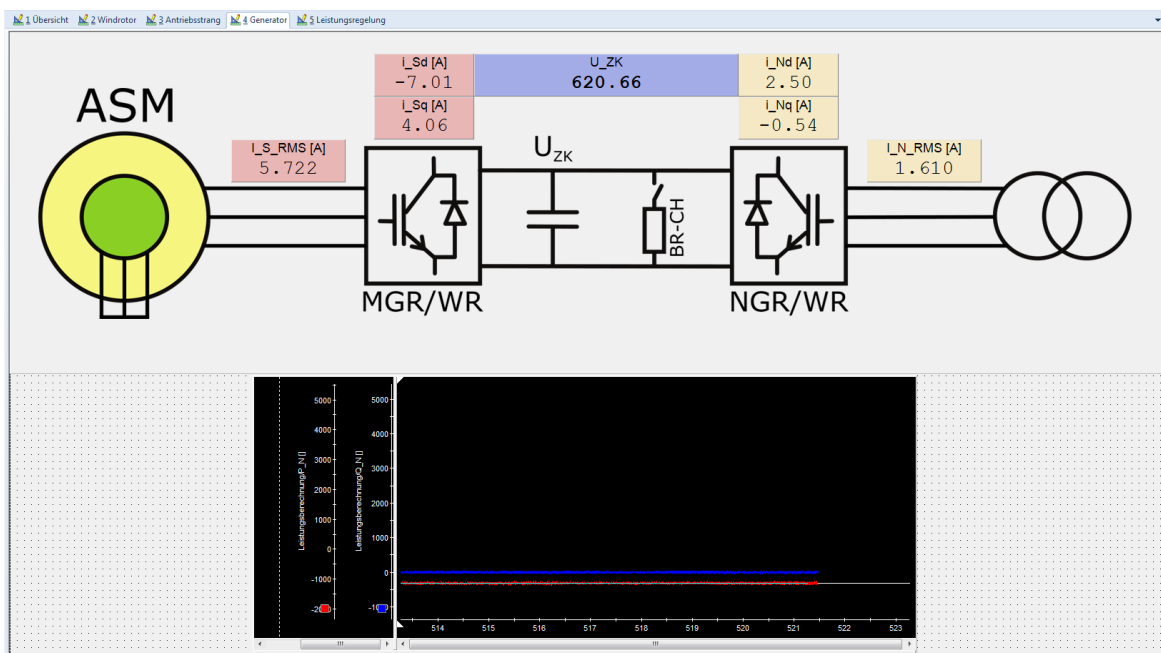


Bild 4.16: Ansicht des gewählten Generatorkonzepts im HMI mit Anzeige der Effektiv- und d/q-Ströme

zwischen den vorhandenen Reglern gewählt werden und für die WEA-Simulation ist die Einstellung des Pitch-Sollwerts möglich.

4.4.2 Automatisierung der Anlage

Für eine strukturierte Versuchsdurchführung an der Anlage wird nicht nur eine übersichtliche Bedienoberfläche, sondern auch eine durchdachte Anlagensteuerung benötigt. Dazu wurde für jedes Generatorkonzept ein Automatik- und Handbetrieb entwickelt. Im Automatikbetrieb wird die Anlage im gewählten Experiment vollständig bis zum WEA-Simulationsmodus hochgefahren. Danach kann sofort mit der Versuchsdurchführung begonnen werden.

Im Handbetrieb können alle Betriebszustände manuell nacheinander zugeschaltet werden. In den jeweiligen Zuständen sind die entsprechenden Reglermodi und Sollwerte

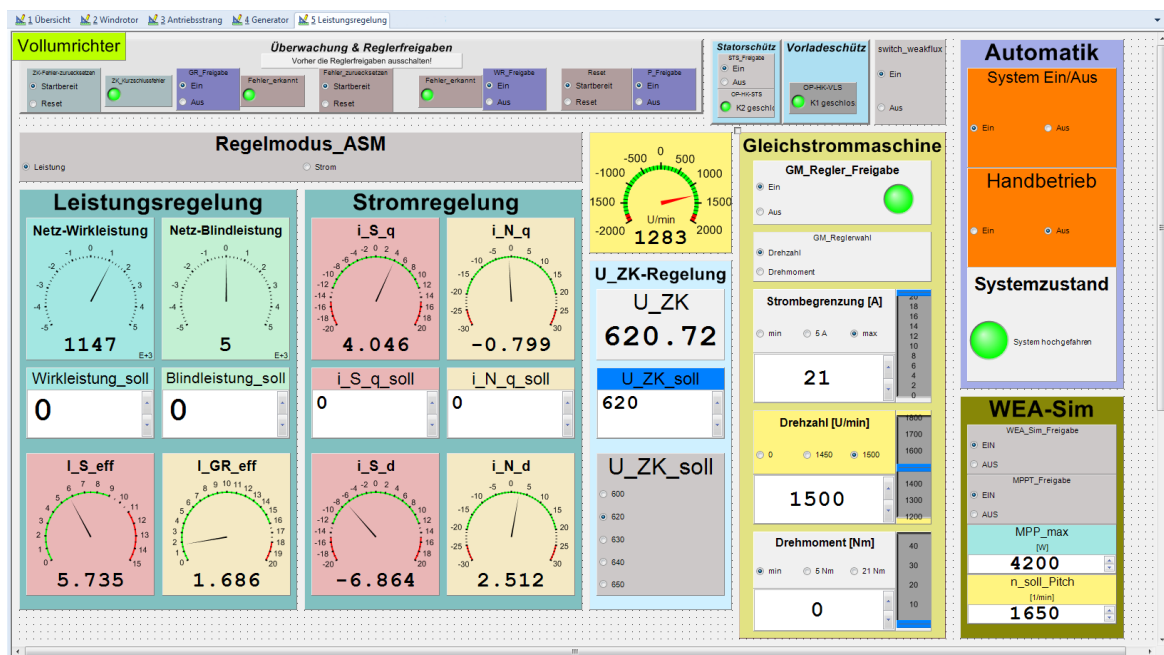


Bild 4.17: Bedienoberfläche für die einzelnen Funktionen des gesamten Versuchsstands

vorzugeben. Wie bereits beschrieben, dient der Handbetrieb vor allem zur Fehleranalyse und Implementierung neuer Funktionen, um die einzelnen Anlagenteile gezielt testen zu können. Die nachfolgenden Bilder 4.18a bis 4.18c auf Seite 111 stellen die Zustandsautomaten für die einzelnen Generatorkonzepte dar. Zur besseren Übersicht sind nicht alle Bedingungen für einen Zustandswechsel aufgeführt. Für genauere Informationen dazu wird auf die erstellten Matlab-Simulink[®]-Programme verwiesen. Diese sind auf der Anhangs-CD dieser Arbeit zu finden.

Die eingetragenen Bedingungen sind so zu verstehen, dass im Automatik- und Handbetrieb immer dieselbe Schrittreihenfolge abgearbeitet wird. Nur im Handbetrieb ist die Bedingung zum Schrittwechsel gezielt über den entsprechenden Knopf im HMI anzuwählen. Im Automatikmodus läuft dies ohne weiteres Zutun ab. Sollte eine Fehlermeldung von den weiteren Programmteilen auf dem Echtzeitsystem an den Zustandsautomaten weitergeleitet werden, schaltet sich der Versuchsstand komplett ab und wechselt in den Initialisierungszustand.

Da die Zustandsautomaten lediglich auf dem Echtzeitsystem laufen und somit keine Möglichkeit haben, die Schalter- und Knopfwerte auf der Bedienoberfläche zu beeinflussen, wurden dafür die erweiterten Automatisierungsfunktionen der ControlDesk-Software genutzt. Es wurde ein Skript-Programm in der Programmiersprache Python entwickelt, das es ermöglicht, die Sollwerte, die durch den jeweiligen Automaten verändert wurden, auch auf der Benutzeroberfläche anzuzeigen. Dadurch ist der aktuelle Betriebszustand am Versuchsstand jederzeit einsehbar.

Die Ausführung des Skript-Programms ist an als sogenanntes Event die Anzeige Systemzustands auf der Übersichtsseite gekoppelt. Bei jedem Zustandswechsel des Automaten auf dem Echtzeitsystem wird auch die Systemzustandsanzeige der Benutzeroberfläche aktualisiert. Diese Anzeigenaktualisierung ist der Auslöser für die Skript-Ausführung.

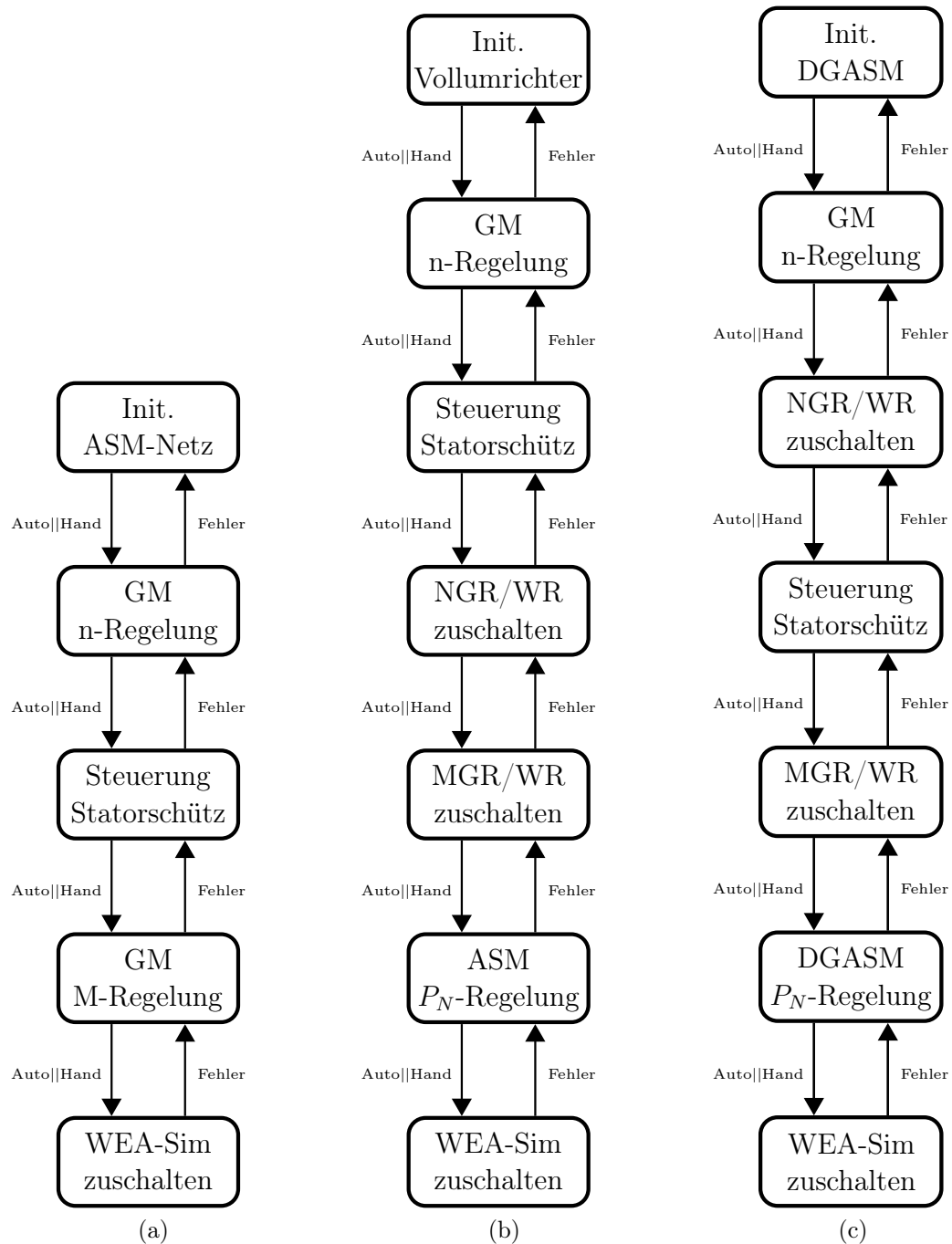


Bild 4.18: Zustandsdiagramme für (a) die direkt netzgekoppelte ASM, (b) den Vollumrichter und (c) die DGASM

5 Fazit und Ausblick

Die in Kapitel 1 ab Seite 6 formulierten Aufgaben zur Entwicklung einer umfangreichen WEA- und Wind-Simulation zum Einsatz in einem studentischen Laborversuch konnten vollständig umgesetzt werden. Dazu wurde zunächst in den Grundlagen beschrieben, wie sich der turbulente Anteil der Windgeschwindigkeit beschreiben und in eine Echtzeit-Simulation einbinden lässt. Im Anschluss wurden die Funktionsweise und mathematische Beschreibung der einzelnen mechanischen Komponenten einer Pitch-regulierten WEA vorgestellt. Mit den präsentierten Steuer- und Regelverfahren für drehzahlstarre und variable Anlagentypen konnte der bestmögliche Betrieb für die verschiedenen Generatorsysteme ermittelt werden. Die korrekte Umsetzung der Teilmodelle und Steuer- und Regelverfahren einer WEA für die drei Generatorsysteme konnte in den erstellten Simulationen bei wechselnden Windverhältnissen und Netzvorgaben nachgewiesen werden. In den Simulationen sind die zuvor beschriebenen Vor- und Nachteile der einzelnen Generatorkonzepte ebenfalls ersichtlich.

Die höhere Verlustleistung und die Eigenheiten der realen ASM mussten einige Anpassungen vorgenommen werden, damit die WEA-Simulation auch am Versuchsstand umgesetzt werden konnte. Trotzdem konnte auch hier das Verhalten einer WEA an den drei Generatorkonzepten nachgebildet werden. In Kombination mit dem entwickelten HMI und der Anlagenautomatisierung kann der Versuchsstand nun für Laborversuche eingesetzt werden. Die Funktionsweise einer WEA und die Unterschiede zwischen den verschiedenen Generatorsystemen kann somit gut nachvollzogen werden.

Obwohl mit dieser Arbeit ein funktionierender Versuchsstand entwickelt wurde, gibt

es noch viel Spielraum für Erweiterungen, so könnte die Windsimulation durch die Berücksichtigung von Böen oder Tagesschwankungen einen speziell gewählten Ort besser abbilden. Die Entwicklung einer Mehrgrößenregelung am Pitch-System, die auf die Minimierung der Laststöße durch den Turmschatten und auf die Begrenzung der Anlagendrehzahl abgestimmt ist, würde den Realitätsgrad der Simulation weiter erhöhen. Am Versuchsstand selbst ist sowohl eine gezielte Untersuchung des mechanischen Aufbaus des Versuchsstands als auch der ASM sinnvoll, um die Ursachen für das Drehmomentschwingen und die erhöhten Verlustleistungen eindeutig zu klären. Mit den umfangreichen Automatisierungsmöglichkeiten der ControlDesk-Software wäre eine gesteigerte Bedienerfreundlichkeit möglich, indem man nur die Bedienelemente auf dem HMI anzeigt, die in dem jeweiligen Zustand der Anlage auch aktiv sind.

Die mit Matlab Simulink[®] erstellten Simulationen und Programme für das Echtzeitsystem sowie das ControlDesk-Projekt zum Betreiben der Anlage sind auf einem Datenträger dieser Arbeit als Anhang beigelegt oder können bei Prof. Dr.-Ing. Michael Röther eingesehen werden.

Abbildungsverzeichnis

1.1	Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung	7
2.1	Übersicht der WEA	10
2.2	Van der Hoven-Spektrum	11
2.3	Schematische Darstellung des Windscherungseffekts	13
2.4	Kaimal-Spektrum nach dänischem und IEC-Standard	15
2.5	Darstellung des Betz'schen Gesetzes	18
2.6	Verlauf des c_P nach Betz	20
2.7	Ringabschnitt bei der BEM	21
2.8	Anströmung eines Rotorblattelements	22
2.9	Approximierte c_P - λ -Kennlinien	26
2.10	Darstellung der Dimensionen des Turmschattens	29
2.11	Darstellung des 3p-Frequenz-Modells	31
2.12	Schematische Darstellung des Zweimassenmodells	33
2.13	Freikörperbild des Zweimassenmodells	34
2.14	Technische Skizze des Einmassenmodells	36
2.15	Prinzipschaltbild einer netzgekoppelten ASM	39
2.16	Prinzipschaltbild ASM mit Vollumrichter	40
2.17	Prinzipschaltbild einer DGASM	40
2.18	Optimale Leistung für verschiedene Wind- und Rotorgeschwindigkeiten	44
2.19	MPPT-Kurve einer drehzahlvariablen WEA	46
2.20	Funktionsweise des MPPT-Verfahrens	46
2.21	Blockschaltbild der gesamten Regelung einer WEA	48
2.22	Blockschaltbild der Pitch-Regelung einer drehzahlstarrten WEA	49

3.1	Blockschaltbild des Kaimal-Filters	51
3.2	Erstellte Wind-Zeitreihe mit approximierten Filter	52
3.3	Vergleich des Kaimal-Spektrums mit dem Filterspektrum	53
3.4	Blockschaltbilder der Antriebsstrangmodelle	59
3.5	Einschwingverhalten des Zweimassenmodells	60
3.6	Ermittelte MPPT-Kurve für die Simulation	62
3.7	Sprungantwort des Pitch-Antriebs	63
3.8	Blockschaltbilder der Pitchregelkreise	64
3.9	Sprungantworten der WEA bei netzgekoppelter ASM	69
3.10	Einfluss der 3p-Frequenz auf eine WEA mit direkter Netzkopplng . . .	71
3.11	Verhalten der WEA mit netzgekoppelter ASM bei turbulentem Wind .	72
3.12	Sprungantworten der WEA beim Vollumrichter	73
3.13	Einfluss der 3p-Frequenz auf die WEA mit Vollumrichter-Konzept . . .	75
3.14	Verhalten der WEA mit Vollumrichter bei turbulentem Wind	76
3.15	Sprungantworten der WEA bei der DGASM	77
3.16	Einfluss der 3p-Frequenz auf die WEA mit DGASM-Konzept	79
3.17	Verhalten der WEA mit DGASM bei turbulentem Wind	80
4.1	Schematische Darstellung des Laborversuchsstands	82
4.2	MPPT-Kurve für die ASM mit Vollumrichter am Versuchsstand	86
4.3	MPPT-Kurve für die DGASM am Versuchsstand	87
4.4	Sprungantworten der WEA bei netzgekoppelter ASM am Versuchsstand	92
4.5	Einfluss der 3p-Frequenz bei netzgekoppelter ASM am Versuchsstand .	94
4.6	Verhalten der WEA mit netzgekoppelter ASM bei turbulentem Wind .	95
4.7	Sprungantworten der WEA beim Vollumrichter am Versuchsstand . . .	96
4.8	Einfluss der 3p-Frequenz beim Vollumrichter-Konzept	98
4.9	Verhalten der WEA mit Vollumrichter bei turbulentem Wind	99
4.10	Sprungantworten der WEA bei der DGASM	100
4.11	Einfluss der 3p-Frequenz beim DGASM-Konzept am Versuchsstand . .	102
4.12	WEA mit DGASM bei turbulentem Wind am Versuchsstand	103
4.13	Darstellung der Übersicht im HMI des Vollumrichters	105
4.14	Darstellung der Windrotor-Seite im HMI des Vollumrichters	106
4.15	HMI für die Auswahl und Einstellung des Antriebsstrangmodells	107

4.16	Ansicht des gewählten Generatorkonzepts im HMI	108
4.17	Bedienoberfläche für sämtliche Funktionen des gesamten Versuchsstands	109
4.18	Zustandsdiagramme für die Generatorkonzepte	111

Tabellenverzeichnis

2.1	Beispiele für Rauigkeitlänge z_0	12
2.2	Parameter des IEC-Standards für Turbulenzen	14
2.3	Nennwerten für verschiedene WEA-Größen, Quelle: Słotweg u. a. [17]	27
3.1	Normierte Parameter für einen Zweimassenschwinger	54
3.2	Normierte Parameter für die Simulation des Zweimassenschwingers	56
4.1	Schnittstellenbelegung für die Anbindung des GM-Stromrichters	84
4.2	Verlustleistungen der verschiedenen Generatorkonzepte im Leerlauf	85

Abkürzungsverzeichnis

ADC Analog-Digital-Converter

ASM Asynchronmaschine

BEM Blattelementmethode

DAC Digital-Analog-Converter

DGASM Doppelt gespeiste Asynchronmaschine

FPGA Field-Programmable-Gate-Array

GM Gleichstrommaschine

HMI Human-Machine-Interface

I/O Input-Output

MPPT Maximum-Power-Point-Tracking

MGR/WR Maschinengleich- und Wechselrichter

NGR/WR Netzgleich- und Wechselrichter

PSD Power Spectral Density

WEA Windenergieanlage

Symbolverzeichnis

Griechische Symbole

α_H	Hellmann-Exponent	
$\ddot{\varphi}_G$	Generatorwinkelbeschleunigung	rad/s ²
$\ddot{\varphi}_R$	Rotorwinkelbeschleunigung	rad/s ²
$\dot{\varphi}_G$	Generatorwinkelgeschwindigkeit	rad/s
$\dot{\varphi}_R$	Rotorwinkelgeschwindigkeit	rad/s
λ	Schnelllaufzahl	
λ_{opt}	optimale Schnelllaufzahl für maximalen c_P	
ω	Winkelgeschwindigkeit	rad/s
ω_{GN}	Nennwinkelgeschwindigkeit des Generators	rad/s
ω_{RN}	Nennwinkelgeschwindigkeit des Rotors	rad/s
ρ	Luftdichte	kg/m ³

σ_u	Standardabweichung der longitudinalen Windgeschw.	
σ	Standardabweichung	
θ	Pitch-Winkel	°
φ_G	Generatordrehwinkel	rad
φ_R	Rotordrehwinkel	rad
Ψ_R	Magnetischer Fluss im Rotor des Generators	Wb

Lateinische Symbole

\bar{u}	Umfangsgeschwindigkeit	m/s
\bar{v}_W	Mittlere Windgeschwindigkeit	m/s
\dot{m}_W	Windmassenstrom	kg/s
A	Fläche	m ²
a	IEC-Turbulenzparameter	
c_A	Auftriebsbeiwert	
c_P	Leistungsbeiwert	
c_W	Luftwiderstandsbeiwert	
D	Dämpfungskonstante der Welle	N m s/rad
d_R	Reibkoeffizient des Rotors	N m s/rad

$d_{G_{pu}}$	Normierte Reibungskonstante des Generators	
d_G	Reibkoeffizient des Generators	N m s/rad
D_{pu}	Normierte Dämpfungskonstante	
$d_{R_{pu}}$	Normierte Reibungskonstante des Rotors	
E_W	kinetische Energie des Windes	J
f	Frequenz	Hz
f_0	Netzfrequenz	Hz
F_A	Auftriebskraft	N
F_W	Kraft auf den Energiewandler	N
F_{LW}	Luftwiderstandskraft	N
$G_K (s)$	Übertragungsfunktion des Kaimalfilter	
G_{Pitch}	Übertragungsfunktion des Pitch-Antriebs	
h	Höhe	m
h_N	Nabenhöhe	m
H_G	Normiertes Generatormassenträgheitsmoment	
H_R	Normiertes Rotormassenträgheitsmoment	
I	Turbulenzintensität	
i	Getriebeübersetzung	
I_u	Turbulenzintensität longitudinal	

I_{15}	IEC-Turbulenzparameter	
i_{mS}	erweiterter statorbasierender Magnetisierungsstrom	A
i_{Rq}	momentbildender Rotorstromanteil	A
i_{Sd}	Flussbildender Statorstromanteil	A
i_{Sq}	Momentbildender Statorstromanteil	A
J_G	Massenträgheitsmoment des Generators	kg m ²
J_R	Massenträgheitsmoment des Rotors	kg m ²
J_{RG}	Massenträgheitsmoment Generator + Rotor	kg m ²
K	Federkonstante der Welle	N m/rad
K_K	Streckenverstärkung des Kaimalfilter	
K_{pu}	Normierte Federkonstante	
L	Drehimpuls	kg m ² /s
L_R	Rotorinduktivität	H
L_S	Statorinduktivität	H
L_u	Turbulenzlängenskala	m
L_{hS}	Statorhauptinduktivität	H
M	Gegeninduktivität zwischen Stator und Rotor	H
m	Korrekturfaktor Windscherung	
M_D	Dämpfungsmoment der Welle	N m

M_F	Torsionsfedermoment der Welle	N m
M_G	Generatordrehmoment	N m
M_R	Rotordrehmoment	N m
m_W	Masse des Luftstroms	kg
M_{Mi}	Elektrisches Moment der ASM	N m
M_{rG}	Generatorreibmoment	N m
M_{rR}	Rotorreibmoment	N m
M_r	Reibmoment von Generator + Rotor	N m
ma	Übersetzungsverhältnis von Stator zur Rotor	
n_0	Synchrondrehzahl des Generators	1/min
n_{Rmin}	minimale Rotordrehzahl	1/min
n_{RN}	Rotornennndrehzahl	1/min
p	Polpaarzahl der ASM	
P_N	Netzwirkleistung	W
P_R	entnommene Mechanische Leistung	W
P_W	Windleistung	W
P_{GR}	Rotorleistung des Generators	W
P_{GS}	Statorleistung des Generators	W
P_{Ropt}	Rotorleistung bei optimalem Leistungsbeiwert	W

P_{RN}	Rotornennleistung	W
R	Rotorradius	m
R_R	Ohmscher Widerstand des Generatorrotors	Ω
R_T	Turmradius	m
s	Schlupf des Generators	
S_u	longitudinales Kaimal-Spektrum	$\text{m}^2/(\text{s}^2\text{Hz})$
t	Zeit	s
t_F	Flügeltiefe	m
T_K	Zeitkonstante des Kaimalfilter	s
T_{Pitch}	Zeitkonstante des Pitch-Antriebs	s
U_S	Statorspannung	V
U_{ZK}	Zwischenkreisspannung	V
V	Volumen	m^3
v_1	Windgeschwindigkeit vor dem Energiewandler	m/s
v_2	Windgeschwindigkeit am Energiewandler	m/s
v_3	Windgeschwindigkeit hinter dem Energiewandler	m/s
v_T	Turbulenzwindgeschwindigkeit	m/s
v_W	Windgeschwindigkeit	m/s
v_{TS}	Windgeschwindigkeit durch Turmschatten	m/s

v_{Wh_N}	Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	m/s
v_{WS}	Windgeschwindigkeit durch Windscherung	m/s
x_T	Abstand Rotorblatt zu Turmmitte	m
z	Anzahl der Flügel	
z_0	Rauhigkeitslänge	m

Literaturverzeichnis

- [1] BÜSSIS, Fabian: *Steuerung und Regelung einer Windenergie-Netzeinspeisung mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator*. Masterthesis. 2015
- [2] BURTON, T. ; SHARPE, David ; JENKINS, Nick ; BOSSANYI, Ervin: *Wind Energy Handbook*. John Wiley & Sons, 2001
- [3] DOLAN, D. S. L. ; LEHN, P. W.: Simulation Model of Wind Turbine 3p Torque Oscillations due to Wind Shear and Tower Shadow. In: *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, Oct 2006, S. 2050–2057
- [4] DSPACE: *dSPACE AC Motor Control Solution User Guide*. Application Notes. 2013
- [5] GASCH, R. ; TWELE, J.: *Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*. Teubner, 2005 (Lehrbuch Maschinenbau)
- [6] GAYER, Max: *Netzleistungsregelung eines Windenergie-Laborversuchsstands mit Asynchrongenerator für Vollumrichter- und doppelt gespeisten Betrieb*. Masterthesis. 2016
- [7] HAHN, Benjamin: *Entwurf und Aufbau eines Prüfstandes für Windenergie-Netzeinspeisung mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator*. Bachelorthesis. 2011

-
- [8] HANSEN, M. H. ; HANSEN, A. ; LARSEN, T. J. ; OYE, S. ; SORENSEN, P. ; FUGLSANG, P.: *Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine*
- [9] HAU, E.: *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. Springer Berlin Heidelberg, 2008 (VDI-Buch)
- [10] HEIER, S.: *Windkraftanlagen: Systemauslegung, Netzintegration und Regelung*. Vieweg+Teubner Verlag, 2009 (Studium : Elektrotechnik)
- [11] KLOTZ, Tim Eberhard T.: *Planung, Erstellung, Inbetriebnahme und regelungstechnische Analyse eines Gleichstromantriebssystems als Belastungseinrichtung für einen Windenergieanlagen Simulator*. Bachelorthesis. 2014
- [12] LOBISCH, Julian A.: *Aufbau, Optimierung und Simulation eines Gleichstrommaschinen-Antriebssystems für den Versuchsstand Windenergie-Netzeinspeisung*. Bachelorthesis. 2016
- [13] MESSTECHNIK, Lorenz: *Bedienungsanleitung für Drehmomentsensor DR-2212*. Application Notes. 2006
- [14] MICHALKE, Gabriele: *Variable Speed Wind Turbines - Modelling, Control, and Impact on Power Systems*. Darmstadt, Technische Universität, Dissertation, August 2008
- [15] MILLER, N. W. ; SANCHEZ-GASCA, J. J. ; PRICE, W. W. ; DELMERICCO, R. W.: Dynamic modeling of GE 1.5 and 3.6 MW wind turbine-generators for stability simulations. In: *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE* Bd. 3, July 2003, S. 1977–1983 Vol. 3
- [16] MUYEEN, S.M. ; TAMURA, J. ; MURATA, T.: *Stability Augmentation of a Grid-connected Wind Farm*. Springer London, 2009 (Green Energy and Technology)
- [17] SLOOTWEG, J. G. ; HAAN, S. W. H. D. ; POLINDER, H. ; KLING, W. L.: General

- Model for Representing Variable-Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations. In: *IEEE Power Engineering Review* 22 (2002), Nov, Nr. 11, S. 144–151
- [18] VEPA, Ranjan: *Dynamic modeling, simulation and control of energy generation*. Springer, 2013
- [19] WEISS, Dimitri: *Entwurf einer Windenergie-Netzeinspeisung mit Umrichter gespeistem Asynchrongenerator und dSPACE Regelsystem*. Masterthesis. 2012
- [20] ZAHHEL, Marco: *Leistungsfluss- und Wirkungsgradanalysen an Asynchrongenerator-Systemen für den Versuchsstand Windenergie-Netzeinspeisung*. Bachelorthesis. 2016
- [21] ZENELI, Shaban: *Steuerung und Regelung für eine Windenergie-Netzeinspeisung mit vollumrichter gespeistem Asynchrongenerator*. Masterthesis. 2014

A Anhang

Der Anhang dieser Abschlussarbeit befindet sich auf CD und kann bei Prof. Dr.-Ing. Michael Röther eingesehen werden. Die CD ist in folgender Verzeichnisstruktur untergliedert:

- Anhang A - PDF der Arbeit

- Anhang B - Matlab:
 - Simulationen

 - dSpace-Programme

- Anhang C - ControlDesk-Projekt

Versicherung über die Selbstständigkeit

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit im Sinne der Prüfungsordnung nach §16(5) APSO-TI-BM ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen habe ich unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

Hamburg, 17. November 2016

Ort, Datum

Unterschrift