



Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin

University of Applied Sciences

Modellierung, Simulation und Regelung einer drehzahlvariablen Windturbine

Automation in regenerativen Energiesystemen (VA3)

Name:	Matrikelnummer:
Christopher Berg	579665
Sebastian Richter	572906
Aaron Zielstorff	567183

Fachbereich:	FB1
Studiengang:	M. Elektrotechnik
Fachsemester:	3. FS
Fach:	VA3 Automation in regenerativen Energiesystemen
Dozent:	Prof. Dr.-Ing. Horst Schulte
Abgabe am:	10. Februar 2023

Inhaltsverzeichnis

1 Einführung in die Windenergieanlage	10
2 Theoretische Grundlagen	12
2.1 Stromröhrentheorie	12
2.2 Tragflügeltheorie	17
2.3 Zusammenführung von Stromröhren- und Tragflügeltheorie	25
2.4 WEA-Kennfelder	27
3 Modellierung des Antriebsstranges	33
3.1 Modell des Antriebsstranges	33
3.2 Simulative Modellverifikation des Antriebsstranges	36
4 Modellierung von Rotorblatt und Turm	39
4.1 Vorbetrachtung	39
4.2 Feder-Masse-Dämpfer-System	40
4.3 Modellierung	41
4.4 Simulationsergebnisse	42
5 Erstellung des Gesamtmodells	45
6 Momentenregelung des Antriebstranges	46
6.1 Regelungsziele und Regelkreis	46
6.2 Unterer Teillastbereich	47
6.3 Linearisierung der Streckenübertragungsfunktion	49
6.4 Oberer Teillastbereich	51
6.5 Volllastbereich	53
6.6 Zustandsautomat	54
6.7 Reglervalidierung	57
7 Ausblick	74
Literaturverzeichnis	75

Abbildungsverzeichnis

1.1	Aufbau NREL Windturbine	10
2.1	Ungestörte Luftröhre	12
2.2	Gestörte Luftröhre	14
2.3	Anströmverhältnisse eines Tragflügels	17
2.4	Saug- und Druckseite	17
2.5	Auftriebs- und Widerstandskraft	18
2.6	Beispielverlauf der Beiwerte	18
2.7	Anströmverhältnisse eines Rotorblattes	19
2.8	Anstell- und Anströmwinkel	20
2.9	Bauwinkel	21
2.10	Wirkung der Auftriebs- und Widerstandskraft	22
2.11	Pitchwinkel	24
2.12	Leistungsoptimierung durch Drehzahlanpassung	25
2.13	Arbeitspunkte bei Leistungsoptimierung	28
2.14	Arbeitspunkte bei Leistungsbegrenzung	29
2.15	Kennfeld der Leistungsbeiwerte	30
2.16	Kennfeld der Momentenbeiwerte	31
2.17	Kennfeld der Schubkraftbeiwerte	32
3.1	Übersicht Antriebsstrangteilmodell	33
3.2	Modelldarstellung des Antriebsstranges	34
3.3	Antriebsstrang Simulink	36
3.4	Winkelgeschwindigkeiten Antriebsstrang	37
3.5	Wellentorsion Antriebsstrang	38
4.1	Schematische Darstellung der Auslenkung der kollektiven Blätter (<i>links</i>) und des Turms (<i>rechts</i>)	39
4.2	Feder-Masse-Dämpfer-System	40
4.3	Feder-Masse-Dämpfer-System: Turm und Blätter	41
4.4	Blockdarstellung Turm- und Blattmodell	43
4.5	Turm- und Blattauslenkung	44
5.1	Zusammenführung der Teilmodelle	45
6.1	Standardregelkreis	47
6.2	Übersicht Steuerung unterer Teillastbereich	49
6.3	Reglerkreis - oberer Teillastbereich	52
6.4	Reglerkreis - Volllastbereich	54
6.5	Regeleinheit der WEA	55
6.6	Statemachine WEA	56
6.7	Simulationsergebnisse langsamer konstanter Wind	58

6.8	Simulationsergebnisse moderater konstanter Wind	59
6.9	Simulationsergebnisse schneller konstanter Wind	60
6.10	Vergleich bei Verschiedenen Windgeschwindigkeiten	61
6.11	Windböensimulation bei langsamem Wind	63
6.12	Windböensimulation bei schnellem Wind	64
6.13	Simulationsergebnisse bei langsamen turbulenten Winden	65
6.14	Simulationsergebnisse bei moderaten turbulenten Winden	66
6.15	Simulationsergebnisse bei schnellen turbulenten Winden	67
6.16	Simulationsergebnisse bei stufenförmigem Wind	68
6.17	Simulation des Moment-Drehzahl-Kennfelds	69
6.18	Simulation der Leistungsoptimierung	70
6.19	Constraint Leistungsbegrenzung	71
6.20	Constraint Turm- und Blattauslenkung	72

Tabellenverzeichnis

1.1	Modellparameter	11
6.1	Hauptziele des Reglers für die jeweiligen Arbeitsbereiche	46

Symbolverzeichnis

A	Querschnittsfläche
A_i	Querschnittsfläche an Stelle i
A_1	Eintritts- (kontroll-) Fläche einer Strömungsröhre
A_2	Rotorfläche
A_3	Austritts- (kontroll-) Fläche einer Strömungsröhre
b_{Flug}	Breite eines Tragflügels
c	Anströmgeschwindigkeit
c_A	Auftriebsbeiwert
c_M	Momentenbeiwert
$c_{M,\text{opt}}$	optimaler Momentenbeiwert

c_P	Leistungsbeiwert
$c_{P,\max}$	max. Leistungsbeiwert
$c_{P,\text{opt}}$	optimaler Leistungsbeiwert
c_s	Schubbeiwert
c_T	Schubkraftbeiwert
c_w	Widerstandsbeiwert
d_B	Dämpfungsfaktor eines Blattes
d_s	Dämpfungsfaktor des Triebstranges bezogen auf die schnelle Welle
d_T	Dämpfungsfaktor des Turmes
E_W	Kinetische Energie des Windes
F_A	Auftriebskraft (am Flügel-/Blattprofil)
F_{res}	resultierende Kraft
F_S	Schubkraft auf den Rotor
$F_{S,A}$	Schubkraftanteil der Auftriebskraft
F_{ST}	Staukraft am Rotor
$F_{S,W}$	Schubkraftanteil der Widerstandskraft
$F_{U,A}$	Umfangskraftanteil der Auftriebskraft
$F_{U,W}$	Umfangskraftanteil der Widerstandskraft
F_W	Widerstandskraft (am Flügel-/Blattprofil)
ΔF_S	anteilige Schubkraft
ΔF_U	anteilige Umfangskraft
J_B	Massenträgheitsmoment eines Rotorblattes
J_G	Massenträgheitsmoment des Generators

J_{LW}	Massenträgheitsmoment der langsamten (Haupt-) Welle
J_{N}	Massenträgheitsmoment der Nabe
J_{R}	Massenträgheitsmoment des Rotors (= Nabe + Blätter)
J_{SW}	Massenträgheitsmoment der schnellen (Zwischen-) Welle
k_{B}	Ersatzsteifigkeit eines Blattes
k_s	Triebstrangsteifigkeit bezogen auf die schnelle Welle
k_{T}	Ersatzsteifigkeit des Turmes
k_v	Linearisierungskoeffizient
k_{I}	Faktor für die Steuerung im unteren Teillastbereich, konstant
k_{θ}	Linearisierungskoeffizient
$k_{\omega\text{R}}$	Linearisierungskoeffizient
m	Luftmasse
m_{B}	Effektiv schwingende Blattmasse
m_{Bla}	Masse eines Rotorblattes
m_i	Luftmasse an Stelle i
m_{Nac}	Gondelmasse
m_{Rot}	Rotormasse (= Nabe + Blätter)
m_{T}	Ersatzmasse der gesamten Windkraftanlage
m_{Tow}	Turmmasse
\dot{m}	Luftmassenstrom
\dot{m}_i	Luftmassenstrom an Stelle i
\dot{m}_1	Luftmassenstrom an Stelle 1
\dot{m}_2	Luftmassenstrom an Stelle 2

m_3	Luftmassenstrom an Stelle 3
M_B	Blattdrehmoment
M_G	Generatordrehmoment
$M_{G,I}$	Generatordrehmoment unterer Teillastbereich
$M_{G,II}$	Generatordrehmoment oberer Teillastbereich
$M_{G,nenn}$	Generatorenndrehmoment
$M_{G,soll}$	Generatorsolldrehmoment
M_R	Rotordrehmoment
M_W	„Wind“-drehmoment
n_g	Getriebeübersetzung
n_G	Generatordrehzahl
$n_{G,nenn}$	Generatorenndrehzahl
n_R	Rotordrehzahl
P_G	Generatorleistung
$P_{G,nenn}$	Generatorenleistung
P_R	Mechanische Leistung des Rotors
P_W	Mechanische Leistung des Windes
r	Effektive Blattlänge
r_i	Radius an Stelle i
R	Rotoraußenradius
t_{Flug}	Tiefe eines Tragflügels
u	Bewegungsgeschwindigkeit
u'	relative Bewegungsgeschwindigkeit

v	Hauptwindgeschwindigkeitsrichtung des Windvektors \underline{v}
v_i	Windgeschwindigkeit an Stelle i
v_1	Windgeschwindigkeit vor Rotorebene
v_2	Windgeschwindigkeit in der Rotorebene
v_3	Windgeschwindigkeit hinter der Rotorebene
$v_{1,krit}$	kritische Windgeschwindigkeit
\dot{v}_i	Windgeschwindigkeitsänderung an Stelle i
y_B	Blattverbiegung
y_T	Turmverbiegung
z	Anzahl der Rotorblätter eines Rotors
α	Anstellwinkel
α_{opt}	optimaler Anstellwinkel
β	Bauwinkel
γ	Anströmwinkel
ϵ	Gleitzahl
ϵ_{opt}	optimale Gleitzahl
θ	Pitchwinkel
θ_{III}	Pitchwinkel Vollastbereich
θ_{soll}	Soll-Pitchwinkel
λ	Schnelllaufzahl
λ_{opt}	optimale Schnelllaufzahl
π	Kreiszahl
ρ	Luftdichte

ρ_i	Luftdichte an Volumenstelle i
p_{ST}	Staudruck
ρ_1	Luftdichte an Volumenstelle 1
ρ_2	Luftdichte an Volumenstelle 2
ρ_3	Luftdichte an Volumenstelle 3
φ_G	Generatorwinkel
φ_R	Rotorwinkel
$\dot{\varphi}_G$	Generatorwinkelgeschwindigkeit
$\dot{\varphi}_R$	Rotorwinkelgeschwindigkeit
$\tilde{\varphi}_R$	Rotorwinkel bezogen auf die Generatorseite des Getriebes
ω	Winkelgeschwindigkeit
ω_G	Generatorwinkelgeschwindigkeit
ω_R	Rotorwinkelgeschwindigkeit
$\omega_{R,ist}$	Ist-Wert der Rotorwinkelgeschwindigkeit
$\ddot{\omega}$	Winkelbeschleunigung

1 Einführung in die Windenergieanlage

Ziel dieser Arbeit soll es sein, eine drehzahlvariable 5 MW Windturbine zu modellieren, simulieren und die Regelung umzusetzen. Konkret handelt es sich um eine *NREL*-Turbine, die für den Offshore-Einsatz konzipiert ist.

Dafür sollen folgende Anforderungen umgesetzt werden:

1. Erstellung des mathematischen Modells der Windturbine
2. Implementierung des Modells in Matlab/Simulink
3. Untergliederung des Modells in die Teilmodelle Antriebsstrang, Aerodynamik, Turm- und Blattdynamik
4. Umsetzung eines reduzierten Windturbinen-Modells für den Teil- und Volllastbereich
5. Reglerentwurf für alle Arbeitspunkte (über kennfeldbasierte, arbeitspunktabhängige Nachführung der Reglerkoeffizienten)

Der modellhafte Aufbau einer Windturbine ist nachfolgend in Abbildung 1.1 dargestellt.

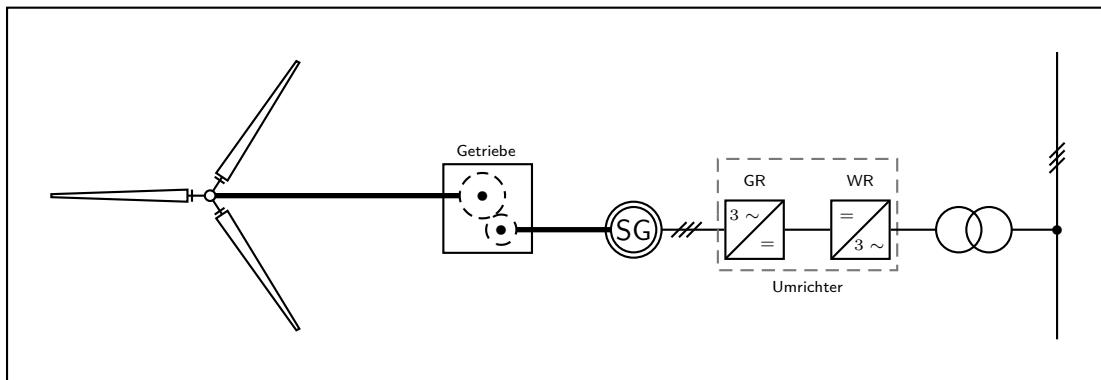


Abb. 1.1: Modellhafte Darstellung einer NREL Windturbine

Wie bereits aus den Anforderungen hervorgeht, soll das umzusetzende Modell unterteilt werden. Dabei besitzt jedes Teilmodell eigene Parameter/Konstanten, die in Tabelle 1.1 aufgezeigt sind.

Symbol	Parameter	Wert
Antriebsstrang		
n_g	Getriebeübersetzungsverhältnis	97.0
J_R	Rotorträgheitsmoment	$38759 \cdot 10^3 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$
J_G	Generatorträgheitsmoment	$534.1 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$
k_s	Triebstrangsteifigkeit bez. auf schnelle Welle	$92.21 \cdot 10^3 \text{ N} \cdot \text{m}^{-1}$
d_s	Dämpfungsfaktor d. Triebstranges	$660.54 \text{ N} \cdot \text{s} \cdot \text{m}^{-1}$
Turm		
m_{Nac}	Gondelmasse	240000 kg
m_{Rot}	Rotormasse (Blätter und Narbe)	11000 kg
m_{Tow}	Turmmasse	347460 kg
m_T	Ersatzmasse der Windkraftanlage	337865 kg
k_T	Ersatzsteifigkeit des Turmes	$1981900 \text{ N} \cdot \text{m}^{-1}$
d_T	Dämpfungsfaktor des Turmes	$7 \cdot 10^4 \text{ N} \cdot \text{s} \cdot \text{m}^{-1}$
Rotorblatt		
R	Rotoraußenradius	63 m
m_{Bla}	Masse eines Rotorblattes	17740 kg
r	Effektive Blatlänge	21.975 m
m_B	Effektiv schwingende Blattmasse	4435 kg
k_B	Ersatzsteifigkeit eines Blattes	$40000 \text{ N} \cdot \text{m}^{-1}$
d_B	Dämpfungsfaktor eines Blattes	$2 \cdot 10^4 \text{ N} \cdot \text{s} \cdot \text{m}^{-1}$
Weitere Parameter		
ρ	Luftdichte	$1.225 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$

Tab. 1.1: Modellparameter der NREL Windturbine

Ziel soll es sein eine Regelung für den Teillast- und Volllastbetrieb umzusetzen, die auf die in Simulink implementierten (Teil-)Modelle angewendet wird. Als Stellgröße gelten das Generatormoment und der kollektive Pitchwinkel. Dabei sind folgende Systemgrenzen zu berücksichtigen:

1. Stellgrößenbegrenzung des Pitchantriebes von maximal $8^\circ/\text{s}$
2. Maximale Narbenauslenkung bei Böen sei 1.5 m
3. Maximale Blattauslenkung an der Spitze sei 7 m
4. Die Rotordrehzahl darf maximal 1.2-fach so groß sein wie die Nenndrehzahl

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Stromröhrentheorie

Mithilfe der Stromröhrentheorie wird eine Energie- bzw. Leistungsbilanz des Luftmassenstromes \dot{m} in einer Stromröhre aufgestellt. Eine Stromröhre beschreibt einen Bilanzraum, welcher den Einfluss eines WEA-Rotors auf die Umgebung beinhaltet. Der Bilanzraum beginnt vor der WEA und endet hinter dieser. Die Ausbreitungsrichtung wird durch die Windrichtung vor dem Rotor bestimmt.

Durch eine erste vereinfachte Annahme, dass der Luftmassenstrom ungestört ist, wird eine mathematische Formel zur Berechnung der Windleistung P_W bestimmt. Anschließend erfolgt die Adaptierung durch die Annahme eines gestörten Luftmassenstromes. Dies führt zur Herleitung der entnommenen Rotorleistung P_R und des Leistungsbeiwertes c_P .

2.1.1 Ungestörter Luftmassenstrom

2.1.1.1 Stromröhrenmodell

Zur Modellierung der Stromröhre werden drei Querschnittsflächen (A_1 , A_2 und A_3) mit dem gleichen Flächeninhalt definiert. Die Ein- und Austrittsflächen (A_1 und A_3) sind raumfest, d.h. diese ändern weder die Größe noch die Lage. Durch die Verbindung beider Flächen mithilfe von Stromlinien wird eine richtungsstationäre Mantelfläche aufgespannt (Abbildung 2.1).

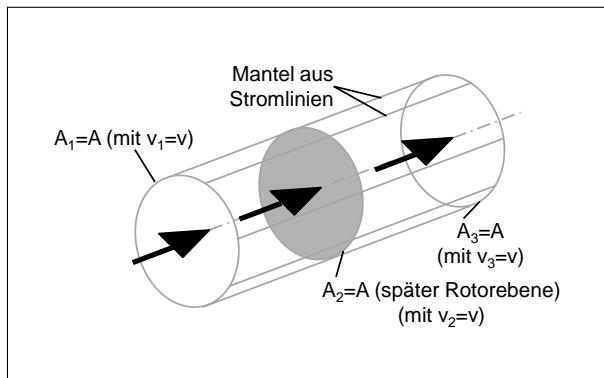


Abb. 2.1: Ungestörte Luftröhre [3]

Folgende weitere Annahmen werden getroffen:

- konstante Querschnittsflächen: $A_i = const.$
- stationäre gleichförmige Strömung: $v_i(t_1) = v_i(t_2) = v_i = const.$

- geringe Druckunterschiede: $\rho_i = const.$
- Index i = 1; 2; 3

Der ungestörte Luftmassenstrom folgt zu:

$$\boxed{\dot{m}_i = \rho_i \cdot v_i \cdot A_i = const.} \quad (2.1)$$

2.1.1.2 Windleistung P_W

Zur Berechnung der Windleistung P_W wird der ungestörte Luftmassenstrom (Gleichung 2.1) mit der Annahme, dass die Querschnittsflächen aus dem Rotoraußenradius R berechnet werden (Gleichung 2.2), verwendet.

$$A_i = \pi \cdot R^2 \quad (2.2)$$

Die Windleistung folgt aus der zeitlichen Differentiation der kinetischen Windenergie E_W nach der Luftmasse m und der Windgeschwindigkeit v .

$$\begin{aligned} E_W &= \frac{1}{2} \cdot m_i \cdot v_i^2 \\ P_W &= \frac{d}{dt}(E_W) \end{aligned} \quad (2.3)$$

$$P_W = \frac{1}{2} \cdot \dot{m}_i \cdot v_i^2 + \frac{1}{2} \cdot m_i \cdot 2 \cdot \dot{v}_i^2 \quad (2.4)$$

Da eine stationäre Strömung vorliegt, ist die Änderung der Windgeschwindigkeit gleich Null ($\dot{v}_i = 0$). Folglich wird die Gleichung 2.4 vereinfacht.

$$P_W = \frac{1}{2} \cdot \dot{m}_i \cdot v_i^2 \quad (2.5)$$

Durch das Einsetzen des ungestörten Luftmassenstromes aus Gleichung 2.1 in die Gleichung 2.5 resultiert die mathematische Formel zur Berechnung der zugefügten Windleistung P_W . Die Windgeschwindigkeit v_1 und die Zwischenfläche A_2 sind entscheidend. Die Luftdichte ρ wird wie o.g. als konstant angenommen.

$$\begin{aligned} P_W &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1 \cdot A_2 \cdot v_1^2 \\ P_W &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_2 \cdot v_1^3 \end{aligned} \quad (2.6)$$

2.1.1.3 Staukraft F_{ST}

Zur Vorbereitung auf die Tragflügeltheorie wird die Formel zur Berechnung der Windleistung zu einem Produkt aus Staukraft F_{ST} und ungestörter Windgeschwindigkeit v_1 vereinfacht. Die Staukraft resultiert aus dem Produkt von Staudruck p_{ST} und der Querschnittsfläche A_2 .

$$p_{ST} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^2$$

$$F_{ST} = p_{ST} \cdot A_2$$

$$P_W = F_{ST} \cdot v_1 \quad (2.7)$$

2.1.2 Gestörter Luftmassenstrom

2.1.2.1 Adaptierung des ungestörten Stromröhrenmodells

In der Realität liegt zwischen der Ein- und Austrittsfläche der Stromröhre ein Objekt (z.B. ein WEA-Rotor), welcher ein Strömungshindernis darstellt und den Luftmassenstrom verzögert (Abbildung 2.2). Die Verzögerung hat einen Abfall der Windgeschwindigkeiten v_2 und v_3 zur Folge.

$$v_1 > v_2 > v_3$$

Wird der ungestörte Luftmassenstrom mit gleichbleibender Windgeschwindigkeit v_2 und Querschnittsfläche A_2 vorausgesetzt, muss die Querschnittsfläche A_1 verjüngt und die Fläche A_3 vergrößert werden, sodass weiterhin Gleichung 2.1 gilt.

$$A_1 < A_2 < A_3$$

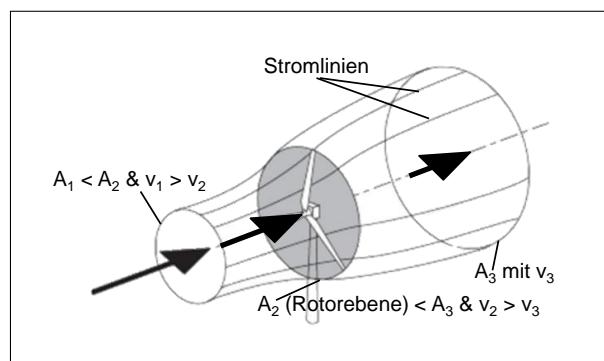


Abb. 2.2: Gestörte Luftröhre [3]

2.1.2.2 Drehzahlunabhängige Rotorleistung P_R

Die direkte Messung der Windgeschwindigkeit v_2 am Rotorblatt ist kaum möglich. Somit wird im ersten Ansatz die Rotorleistung P_R mithilfe der Gleichung 2.5 aus der Differenz der Windleistung vor dem Rotor und nach dem Rotor berechnet.

$$P_R = P_W(v_1) - P_W(v_3)$$

$$P_R = \frac{1}{2} \cdot \dot{m}_i \cdot (v_1^2 - v_3^2) \quad (2.8)$$

2.1.2.3 Einfluss der Rotordrehzahl n_R

Die entnommene Rotorleistung ist abhängig von der Windgeschwindigkeit v_2 , der Rotordrehzahl n_R und aerodynamischen Effekten. Um die maximal mögliche Leistung für unterschiedliche Arbeitspunkte zu bestimmen, werden WEA-Kennfelder aufgenommen, welche im späteren Verlauf weiter definiert werden. Für eine erste Betrachtung über die Lage des Maximums werden zwei extreme Betriebspunkte festgelegt:

- Rotorstillstand: $n_R = 0 \rightarrow$ kaum Verzögerung
- Verblockung: $n_R \gg 0 \rightarrow$ nahezu Verstopfung

In beiden Fällen ist die entnommene Rotorleistung annähernd Null. Aus den Grenzfällen wird geschlussfolgert, dass das Maximum der Rotorleistung zwischen diesen Punkten liegen muss. Aus dem Froude-Rankineschen Theorem geht hervor, dass die Windgeschwindigkeit des Rotors v_2 den Mittelwert der ungestörten Windgeschwindigkeit v_1 und der reduzierten Windgeschwindigkeit v_3 darstellt. Somit gilt:

$$v_2 = \frac{v_1 + v_3}{2} \quad (2.9)$$

Der resultierende Luftmassenstrom gemäß Gleichung 2.5 folgt zu:

$$\dot{m} = \rho \cdot v_2 \cdot A_2$$

$$\dot{m} = \rho \cdot \frac{v_1 + v_3}{2} \cdot A_2 \quad (2.10)$$

Durch das Einsetzen der Zusammenhänge aus Gleichung 2.8 in Gleichung 2.10 folgt die

Gleichung zur Berechnung der Rotorleistung P_R in Abhängigkeit der Rotordrehzahl n_R .

$$\begin{aligned} P_R &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \frac{v_1 + v_3}{2} \cdot A_2 \cdot (v_1^2 - v_3^2) \\ P_R &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_2 \cdot \frac{1}{2} \cdot v_1 \cdot \left(1 + \frac{v_3}{v_1}\right) \cdot v_1^2 \cdot \left(1 - \frac{v_3^2}{v_1^2}\right) \end{aligned}$$

Wird nun der Term $(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1 \cdot A_2 \cdot v_1^2)$ durch P_W aus Gleichung 2.6 ersetzt, resultiert:

$$P_R = P_W \cdot \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{v_3}{v_1}\right) \cdot \left(1 - \frac{v_3^2}{v_1^2}\right) \quad (2.11)$$

2.1.2.4 Leistungsbeiwert c_P

Die Gleichung 2.11 wird weiter zu einem Produkt aus der Windleistung P_W und einem dimensionslosen Leistungsbeiwert c_P zusammengefasst. Der Leistungsbeiwert nimmt nur Werte zwischen Null und Eins an und beschreibt das Verhältnis von entnommener Rotorleistung P_R zu zugefügter Windleistung P_W .

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

$$P_R = P_W \cdot c_P \quad (2.12)$$

$$c_P = \frac{P_R}{P_W} \quad (2.13)$$

Ist der Leistungsbeiwert gleich Eins, entnimmt die WEA 100% der Windleistung. Dies ist in der Realität u.a. aufgrund von aerodynamischen Effekten nicht möglich. Bei einer optimalen Verzögerung wird ein Wert von ca. 59% ($\frac{16}{27}$) erreicht, welcher als Betzscher Leistungsbeiwert ($c_{P,\max}$) bezeichnet wird. Dieser Wert wird ausschließlich bei folgender Konstellation ausgehend von der Windgeschwindigkeit v_1 erreicht. Diese Annahme ist jedoch hypothetisch, d.h. in Realität liegt der maximale Leistungsbeiwert bei ca. 45 bis 48%.

- $v_2 = \frac{2}{3} \cdot v_1$
- $v_3 = \frac{1}{3} \cdot v_1$

Weichen die Windgeschwindigkeiten am Rotor und hinter der WEA von den o.g. Faktoren ab, ist das Verhältnis von entnommener zu zugefügter Leistung geringer als der Betzsche Leistungsbeiwert.

2.2 Tragflügeltheorie

2.2.1 Auftrieb und Widerstand eines Tragflügels

Wird ein Tragflügel von einem Wind der Geschwindigkeit v erfasst, entsteht eine resultierende Geschwindigkeit c (Anströmgeschwindigkeit) (Abbildung 2.3), welche über die Wurzel der quadratischen Summe aus Windgeschwindigkeit v und der relativen Bewegungsgeschwindigkeit u' berechnet wird (Gleichung 2.14). Die relative Bewegungsgeschwindigkeit u' folgt aus der Negation der quer zur Windgeschwindigkeit stehenden Bewegungsgeschwindigkeit u .

$$c = \sqrt{v^2 + (u')^2} \quad (2.14)$$

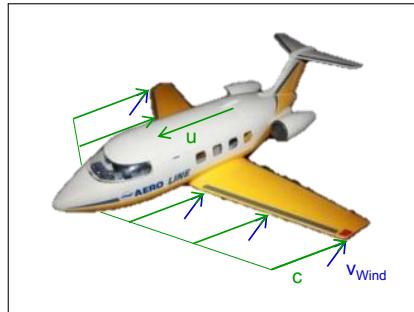


Abb. 2.3: Anströmverhältnisse eines Tragflügels [3]

Die Anströmgeschwindigkeit ist über die Tragflügelänge konstant. Durch die Luftanströmung werden Luftpartikel an der oberen Tragflügelseite beschleunigt und an der unteren Tragflügelseite abgebremst. Dadurch entstehen eine Saugseite (beschleunigte Luftpartikel) und eine Druckseite (gebremste Luftpartikel). Die unterschiedlichen Strömungsgeschwindigkeiten führen zu einem Druckunterschied zwischen der oberen und unteren Tragflügelseite. Der Überdruck unter dem Tragflügel führt zu einer Auftriebskraft F_A , wohingegen der Unterdruck auf der Oberseite eine Widerstandskraft F_W hervorruft (Abbildung 2.4).

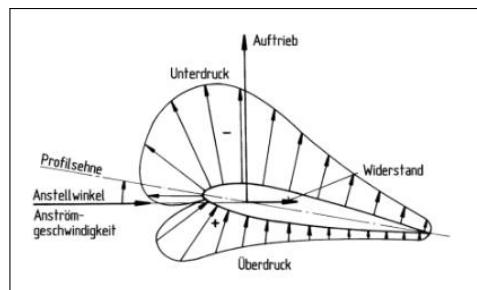


Abb. 2.4: Saug- und Druckseite [3]

2.2.1.1 Auftriebskraft F_A und Widerstandskraft F_W

Durch die Abgrenzung von Saug- und Druckseite durch eine Profilsehne entsteht ein Anstellwinkel α zwischen der Profilsehne und des Vektors der Anströmgeschwindigkeit c . Die Widerstandskraft verläuft in Richtung der Anströmgeschwindigkeit, wohingegen die Auftriebskraft senkrecht zu dieser steht (Abbildung 2.5). Aus den Kenntnissen über die Tiefe t_{Flug} und Breite b_{Flug} eines Tragflügels werden die Auftriebs- und Widerstandskraft nach Gleichung 2.15 und Gleichung 2.16 berechnet.

$$F_A = c_A(\alpha) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c^2 \cdot (t_{\text{Flug}} \cdot b_{\text{Flug}}) \quad (2.15)$$

$$F_W = c_W(\alpha) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c^2 \cdot (t_{\text{Flug}} \cdot b_{\text{Flug}}) \quad (2.16)$$

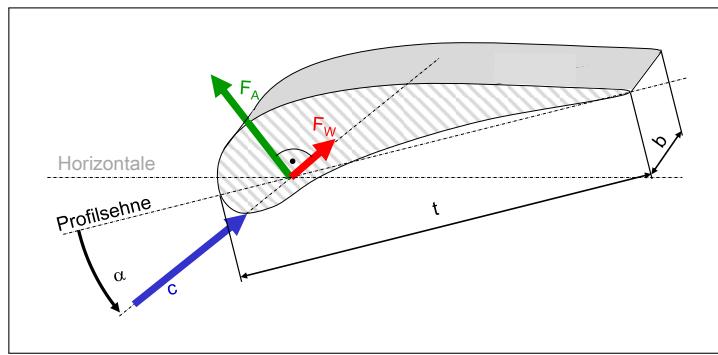


Abb. 2.5: Auftriebs- und Widerstandskraft [3]

2.2.1.2 Auftriebsbeiwert c_A und Widerstandsbeiwert c_W

Die Faktoren c_A und c_W stellen den Auftriebs- und Widerstandsbeiwert dar und hängen vom Anstellwinkel α ab. Die jeweiligen Werte werden messtechnisch ermittelt und sind für jede Tragflügelkontur unterschiedlich (Abbildung 2.6).

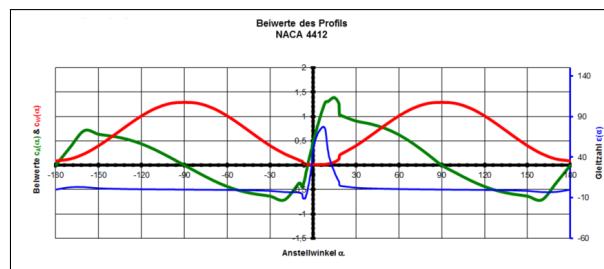


Abb. 2.6: Beispielverlauf der Beiwerte [3]

Wird der Quotient aus Antriebskraft F_A und Widerstandskraft F_W gebildet, folgt die Gleitzahl ϵ . Diese Verhältnis wird optimal, wenn im Verhältnis zum Widerstand ein maximaler Auftrieb erzeugt wird. Daraus resultiert ein optimaler Anstellwinkel α_{opt} .

$$\frac{F_A}{F_W} = \frac{c_A(\alpha) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c^2 \cdot (t_{\text{Flug}} \cdot b_{\text{Flug}})}{c_W(\alpha) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c^2 \cdot (t_{\text{Flug}} \cdot b_{\text{Flug}})}$$

$$\frac{F_A}{F_W} = \frac{c_A(\alpha)}{c_W(\alpha)} \quad (2.17)$$

$$\boxed{\epsilon(\alpha) = \frac{F_A}{F_W}} \quad (2.18)$$

Wird ein blattprofilspezifischer Wert des Anstellwinkels überschritten, folgt ein Strömungsabriss, d.h. die Luftpartikel folgen nicht länger der Tragflügelkontur.

2.2.2 Anströmverhältnisse am Rotorblatt

2.2.2.1 Anströmungs- und Umfangsgeschwindigkeit

Basierend auf Gleichung 2.14 wird die Anströmungsgeschwindigkeit $c(R, n_R)$ aus der Wurzel der quadratischen Summe von der Windgeschwindigkeit v_2 in der Rotorebene und der Umfangsgeschwindigkeit $u(R, n_R)$ infolge der Rotordrehung berechnet (Gleichung 2.19) (Abbildung 2.7).

$$\boxed{c(R, n_R) = \sqrt{v_2^2 + u(R, n_R)^2}} \quad (2.19)$$

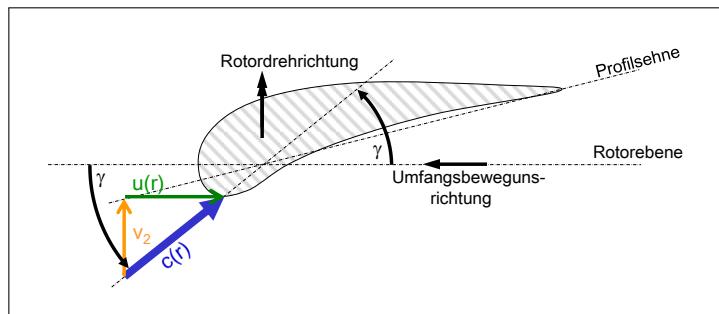


Abb. 2.7: Anströmverhältnisse eines Rotorblattes [3]

Die Umfangsgeschwindigkeit u des Rotors ist abhängig von der Rotordrehzahl n_R und dem Rotoraußenradius R (Gleichung 2.20). Mit steigendem Radius zur Blattspitze nimmt die Umfangsgeschwindigkeit und somit auch die Anströmgeschwindigkeit zu.

$$\boxed{u(R, n_R) = \omega_R \cdot R = 2 \cdot \pi \cdot n_R \cdot R} \quad (2.20)$$

2.2.2.2 Schnelllaufzahl λ

Zur aerodynamischen Auslegung der Rotorblätter ist die Kenntnis über das Verhältnis von Blattspitzengeschwindigkeit $u(R, n_R)$ zur ungestörten Windgeschwindigkeit v_1 wichtig. Dieses Verhältnis wird als Schnelllaufzahl λ deklariert.

$$\lambda(R, n_R) = \frac{u(R, n_R)}{v_1} = \frac{\omega_R(n_R) \cdot R}{v_1} \quad (2.21)$$

2.2.2.3 Anstellwinkel α und Anströmwinkel γ

Der Anstellwinkel $\alpha(R)$ hängt vom Tragflügelprofil ab und repräsentiert den Winkel zwischen der Anströmgeschwindigkeit $c(R, n_R)$ und der Profilsehne, welche die Trennlinie zwischen der Druck- und Saugseite darstellt (Abbildung 2.8).

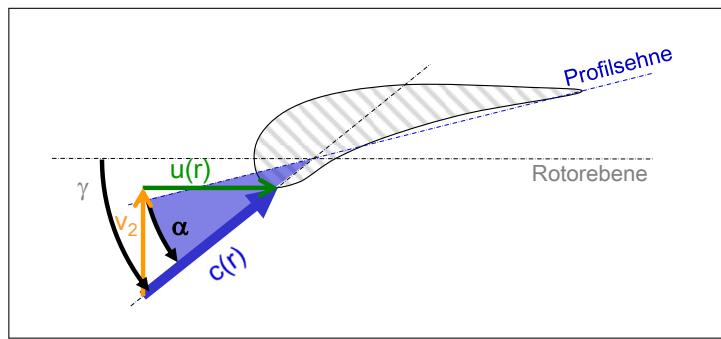


Abb. 2.8: Anstell- und Anströmwinkel [3]

Der Anströmwinkel $\gamma(R, n_R)$ hängt von der Windgeschwindigkeit v_2 und der Umfangsgeschwindigkeit $u(R, n_R)$ ab. Sind beide Größen bekannt, resultiert der Anströmwinkel aus folgender Gleichung 2.22.

$$\gamma(R, n_R) = \arctan\left(\frac{v_2}{u(R, n_R)}\right) \quad (2.22)$$

Die eben aufgeführte Gleichung hängt ebenso wie die Anströmgeschwindigkeit c nur von der Windgeschwindigkeit v_2 in der Rotorebene und der Umfangsgeschwindigkeit $u(R, n_R)$ ab. Somit hängt die Anströmgeschwindigkeit γ direkt vom Anströmwinkel α ab. Es gilt:

$$c(R, n_R) = c(\gamma(R, n_R)) \quad (2.23)$$

2.2.2.4 Bauwinkel β

Der Bauwinkel $\beta(R, n_R)$ wird beim Entwurf eines neuen Rotorblattes festgelegt und liegt zwischen der Rotorebene und der Profilsehne (Abbildung 2.9). Auf Grundlage dessen resultiert ein optimales Anströmverhältnis aus Antriebskraft $F_A(\alpha(R, n_R))$ zu Widerstandskraft $F_W(\alpha(R, n_R))$. Der Anstellwinkel $\alpha(R, n_R)$ liegt genau im Optimum $\alpha_{\text{opt}}(R, n_R)$. Durch den Einbauwinkel kann der Anströmwinkel $\gamma(R, n_R)$ aus der Summe von Anstellwinkel $\alpha(R, n_R)$ und Bauwinkel $\beta(R, n_R)$ berechnet werden (Gleichung 2.24).

$$\gamma(R, n_R) = \alpha(R, n_R) + \beta(R, n_R) \quad (2.24)$$

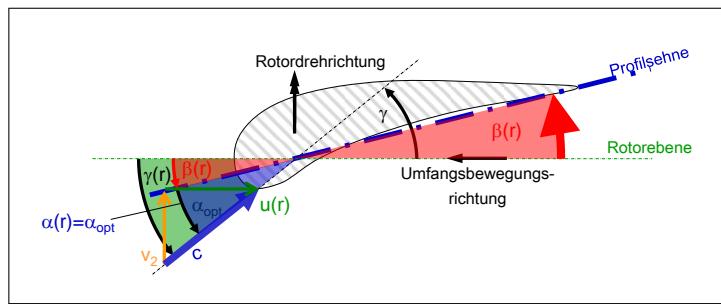


Abb. 2.9: Bauwinkel [3]

Da die Umfangsgeschwindigkeit bei gleichbleibenden Windverhältnissen von der Blattspitze bis zur Blattwurzel linear abnimmt und trotzdem ein optimale Anstellwinkel über die gesamte Blattlänge erreicht werden soll, muss das Rotorblatt verbogen werden. Andernfalls würde das Anströmverhältnis nicht im Optimum liegen. Der Bauwinkel nimmt zur Blattspitze hin ab. Die Blattkontur kann während des Betriebs nicht weiter verändert werden, folglich kann der Anstellwinkel nur noch durch die Anpassung der Rotordrehzahl, als auch durch das Verdrehen des gesamten Rotorblattes (Pitchen) verändert werden.

2.2.2.5 Wirkung der Auftriebs- und Widerstandskraft

Die Gleichungen zur Berechnung der Auftriebs- und Widerstandskraft beruhen auf Gleichung 2.15 und Gleichung 2.16. Da die Anströmgeschwindigkeit $c(R, n_R)$ ebenfalls vom Anströmwinkel $\gamma(R, n_R)$ abhängt, folgt:

$$F_A(\alpha(R, n_R), \gamma(R, n_R)) = c_A(\alpha(R, n_R)) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c(\gamma(R, n_R))^2 \cdot (t_{\text{Flug}} \cdot b_{\text{Flug}}) \quad (2.25)$$

$$F_W(\alpha(R, n_R), \gamma(R, n_R)) = c_W(\alpha(R, n_R)) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c(\gamma(R, n_R))^2 \cdot (t_{\text{Flug}} \cdot b_{\text{Flug}}) \quad (2.26)$$

Aus der Wurzel der quadratischen Addition von Auftriebs- und Widerstandskraft folgt eine resultierende Gesamtkraft $F_{\text{res}}(\alpha, \gamma)$ (Gleichung 2.27), welche aus einer resultierenden Umfangskraft $\Delta F_U(\alpha, \gamma)$ und einer Schubkraft $\Delta F_S(\alpha, \gamma)$ besteht (Abbildung 2.10). Die resultierende Umfangskraft hat Biege- und Schubbelastungen von den Rotorblättern, Gondel, Turm und des Fundaments zur Folge. Hingegen erzeugt die Schubkraft eine Beschleunigung und Verzögerung der Rotordrehung.

$$F_{\text{res}}(\alpha, \gamma) = \sqrt{F_A(\alpha, \gamma)^2 + F_W(\alpha, \gamma)^2} \quad (2.27)$$

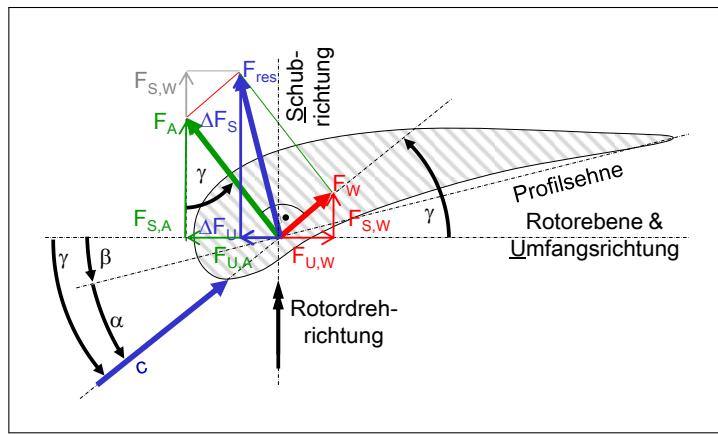


Abb. 2.10: Wirkung der Auftriebs- und Widerstandskraft [3]

Die Kräfte $\Delta F_U(\alpha, \gamma)$ und $\Delta F_S(\alpha, \gamma)$ können aus den Längs- und Querkräften der Antriebs- und Widerstandskräften berechnet werden.

$$\begin{aligned} F_{U,A}(\alpha, \gamma) &= F_A(\alpha, \gamma) \cdot \sin(\gamma(R, n_R)) \\ F_{U,W}(\alpha, \gamma) &= F_W(\alpha, \gamma) \cdot \cos(\gamma(R, n_R)) \\ \Delta F_U(\alpha, \gamma) &= F_{U,A}(\alpha, \gamma) - F_{U,W}(\alpha, \gamma) \end{aligned}$$

$$\Delta F_U(\alpha, \gamma) = F_A(\alpha, \gamma) \cdot \sin(\gamma(R, n_R)) - F_W(\alpha, \gamma) \cdot \cos(\gamma(R, n_R)) \quad (2.28)$$

$$\begin{aligned} F_{S,A}(\alpha, \gamma) &= F_A(\alpha, \gamma) \cdot \cos(\gamma(R, n_R)) \\ F_{S,W}(\alpha, \gamma) &= F_W(\alpha, \gamma) \cdot \sin(\gamma(R, n_R)) \\ \Delta F_S(\alpha, \gamma) &= F_{S,A}(\alpha, \gamma) + F_{S,W}(\alpha, \gamma) \end{aligned}$$

$$\boxed{\Delta F_S(\alpha, \gamma) = F_A(\alpha, \gamma) \cdot \cos(\gamma(R, n_R)) - F_W(\alpha, \gamma) \cdot \sin(\gamma(R, n_R))} \quad (2.29)$$

Die Gleichung 2.28 und Gleichung 2.29 gelten für ein Blattelement. Ein Rotorblatt besteht aus mehreren Blattelementen.

2.2.3 Drehmomente und Leistungen

2.2.3.1 Rotormoment M_R und Blattmoment M_B

Das Rotordrehmoment M_R resultiert aus der Summation aller Teilmomente, welche aus dem Produkt von resultierender Umfangskraft ΔF_U und zugehöriger Radius resultieren. Da die WEA aus drei Rotorblättern besteht, wird die Summe zusätzlich mit dem Faktor drei multipliziert (Gleichung 2.30).

$$\boxed{M_R(R, n_R) = 3 \cdot \sum_i \Delta F_U(r_i) \cdot r_i} \quad (2.30)$$

Für das Blattmoment M_B kann die Gleichung 2.30 als Referenz herangezogen werden. Die Umfangskraft wird lediglich durch die Schubkraft ΔF_S ersetzt (Gleichung 2.31).

$$\boxed{M_B(R, n_R) = 3 \cdot \sum_i \Delta F_S(r_i) \cdot r_i} \quad (2.31)$$

2.2.3.2 Rotorleistung P_R

Durch die gewonnenen Erkenntnisse aus Gleichung 2.30 über das Rotormoment M_R und mithilfe der Rotorwinkelgeschwindigkeit ω_R kann nun eine Gleichung zur Berechnung der Rotorleistung aufgestellt werden, welche in direkter Abhängigkeit zur Rotordrehzahl n_R steht.

$$\boxed{P_R(R, n_R) = \left(3 \cdot \sum_i \Delta F_S(r_i) \cdot r_i \right) \cdot \omega_R(R, n_R)} \quad (2.32)$$

2.2.4 Leistungsanpassung

2.2.4.1 Leistungsbegrenzung durch Pitchen

Beim Pitchen kann der Anstellwinkel α durch das Drehen des gesamten Blattes um den Pitchwinkel θ an unterschiedliche Windgeschwindigkeiten v angepasst werden. Der Anströmwinkel γ bleibt dabei unverändert (Abbildung 2.11).

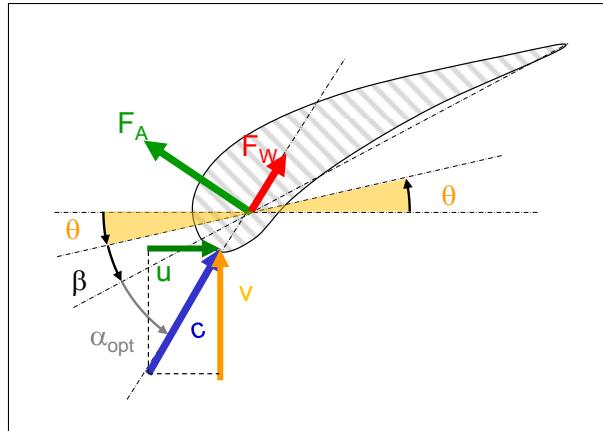


Abb. 2.11: Pitchwinkel [3]

Da die Drehung jedoch eine langsame Stellgröße darstellt und die Windgeschwindigkeiten schnellen Änderungen unterliegen, ist das Pitchen lediglich zur Leistungsbegrenzung sinnvoll. Ein weiterer Nachteil ist, dass der optimale Anstellwinkel α_{opt} lediglich für ein Blattelement eingestellt wird, nicht aber für die gesamte Blattlänge.

2.2.4.2 Leistungsoptimierung durch Drehzahlanpassung

Als Alternative zum Pitchen wird die Rotordrehzahl n_R und somit die Umfangsgeschwindigkeit u entsprechend der Windgeschwindigkeiten in der Rotorebene nachgeführt, um ein optimales Anströmverhältnis und ein daraus resultierenden optimalen Anstellwinkel α_{opt} zu garantieren (Abbildung 2.12). Der optimale Anstellwinkel hängt direkt vom Anströmwinkel ab, d.h. der Anstellwinkel ändert die Größe indirekt zur Rotordrehzahl. Durch die dynamische Drehzahlanpassung kann im Gegensatz zur Pitchwinkelverstellung der optimale Anstellwinkel für alle Blattelemente eingestellt werden.

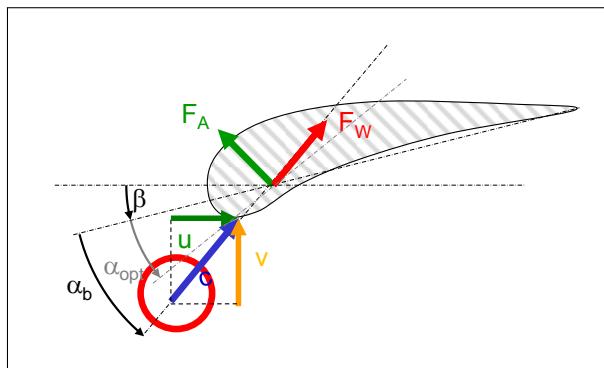


Abb. 2.12: Leistungsoptimierung durch Drehzahlanpassung [3]

2.3 Zusammenführung von Stromröhren- und Tragflügeltheorie

Die Grundlage der Zusammenführung bildet der Leistungsbeiwert c_P , welcher das Verhältnis von Rotorleistung P_R zu Windleistung P_W widerspiegelt (Gleichung 2.13).

Die Rotorleistung folgt dabei aus den Kenntnissen der Tragflügeltheorie in Abhängigkeit der resultierend Umfangskraft $\Delta F_U(\alpha, \gamma)$ (Gleichung 2.28). Die Berechnung der zur Verfügung stehenden Windenergie resultiert aus der Stromröhrentheorie (Gleichung 2.6). Durch die Zusammenführung ist ein Zusammenhang zwischen Anstellwinkel α und dem Leistungsbeiwert c_P hergestellt worden.

2.3.1 Zusammenhang zwischen Anstellwinkel und Leistungsbeiwert

Der Anstellwinkel α bestimmt die Größe der Gleitzahl ϵ (Gleichung 2.18), welche das Verhältnis von Antriebskraft $F_A(\alpha)$ zu Widerstandskraft $F_W(\alpha)$ bzw. der beiden Beiwerte $c_A(\alpha)$ und $c_W(\alpha)$ wiedergibt. Bei einem optimalen Anstellwinkel α_{opt} wird dieses Verhältnis ebenfalls optimal und somit auch die Gleitzahl ϵ_{opt} .

$$\alpha \rightarrow \alpha_{opt} \Rightarrow \epsilon \rightarrow \epsilon_{opt}$$

Die resultierende Umfangskraft $\Delta F_U(\alpha, \gamma)$ erreicht aufgrund der Abhängigkeit zu den Beiwerten ebenfalls das Optimum, wenn die Gleitzahl im Optimum ist.

$$\epsilon_{\text{opt}} \Rightarrow \Delta F_{U_{\text{opt}}}$$

Da die notwendige Rotorleistung von der Umfangskraft abhängt, führt eine Steigerung der Umfangskraft ΔF_U zu einer Steigerung der Rotorleistung P_R .

$$\Delta F_U \uparrow \Rightarrow P_R \uparrow$$

Durch den Anstieg der Rotorleistung, steigt das Verhältnis von Rotorleistung zu Windleistung und somit der Leistungsbeiwert c_P .

$$P_R \uparrow \Rightarrow c_P \uparrow$$

Somit wird geschlussfolgert, dass ein optimaler Anstellwinkel α_{opt} zu einem optimalen Leistungsbeiwert $c_{P,\text{opt}}$ führt. Da der Zusammenhang über die nicht monotone Funktion der Gleitzahl ϵ hergestellt wurde, ist die Änderung des Leistungsbeiwertes c_P nicht proportional zu einer Änderung des Anstellwinkels α .

2.3.2 Momentenbeiwert c_M

Der Momentenbeiwert c_M wird als Quotient aus Leistungsbeiwert c_P und Schnellaufzahl λ definiert (Gleichung 2.33).

$$c_M = \frac{c_P}{\lambda} \quad (2.33)$$

Aus den Kenntnissen über die Zusammenhänge von Leistungen und Momenten (Gleichung 2.34 und Gleichung 2.35) folgt bei Gleichsetzung der Rotor- und Windleistung, dass der Momentenbeiwert ebenfalls den Quotienten aus Rotormoment M_R zu Windmoment M_W repräsentiert (Gleichung 2.36).

$$P_W = M_W \cdot \omega_R \cdot c_M \quad (2.34)$$

$$P_R = M_R \cdot \omega_R \quad (2.35)$$

$$c_M = \frac{M_R}{M_W} \quad (2.36)$$

2.3.3 Zusammenfassung der Leistungen und Drehmomente von Rotor und Wind

Das Winddrehmoment resultiert aus dem Produkt von Schukraft F_{ST} und Blattradius R . Zur Berechnung der Windleistung gilt Gleichung 2.7.

$$M_{\text{W}} = F_{\text{ST}} \cdot R$$

$$M_{\text{W}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^2 \cdot A_2 \cdot R \quad (2.37)$$

$$P_{\text{W}} = F_{\text{ST}} \cdot v_1$$

$$P_{\text{W}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^3 \cdot A_2 \quad (2.38)$$

Die Gleichungen zur Berechnung des Rotordrehmoments M_{R} und der Rotorleistung P_{R} ruhen auf Basis von Gleichung 2.12 und Gleichung 2.36.

$$M_{\text{R}} = F_{\text{ST}} \cdot R \cdot c_{\text{M}}$$

$$M_{\text{R}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^2 \cdot A_2 \cdot R \cdot c_{\text{M}} \quad (2.39)$$

$$P_{\text{R}} = F_{\text{ST}} \cdot v_1 \cdot c_{\text{P}}$$

$$P_{\text{R}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^2 \cdot A_2 \cdot v_1 \cdot c_{\text{P}} \quad (2.40)$$

2.4 WEA-Kennfelder

In den nachfolgenden Kapiteln werden die WEA-Kennfelder näher erläutert. Hierbei wird insbesondere auf die dimensionslosen Kennfelder eingegangen, da diese direkt verwendet werden. Die dimensionsbehafteten Kennfelder werden lediglich in der Theorie beschrieben und nicht mit grafischen Beispielen dargestellt.

2.4.1 Kennlinien

Zur Unterscheidung von leistungsoptimalen und leistungsbegrenzenden Arbeitsbereichen werden Rotorkennfelder aufgenommen. Diese visualisieren die aus dem Zusammenwirken von Rotor und Generator ergebenen Arbeitspunkte und beschreiben das Betriebsverhalten von Antriebs- und Arbeitsmaschinen. Der Verlauf von Kennfeldern kann von einem oder mehreren Parametern abhängen und somit als 2D oder nD-Plot aufgenommen werden. Sind in diesen die separaten Kennfelder von Arbeits- und Antriebsmaschine aneinander angepasst, kann beim Schnittpunkt beider ein stationärer Arbeitspunkt abgelesen werden, in dem ein Gleichgewicht des Systems vorliegt.

Im Fall der Leistungsoptimierung, d.h. bis zum Erreichen der optimalen Rotorleistung bei Nenngeschwindigkeit muss die veränderliche Generatorleistungskennlinie die Rotorleistungskennlinie so schneiden, dass der stationäre Arbeitspunkt stets im Optimum der Rotorleistungskennlinie liegt (Abbildung 2.13). Dies ist Teil der Reglerauslegung.

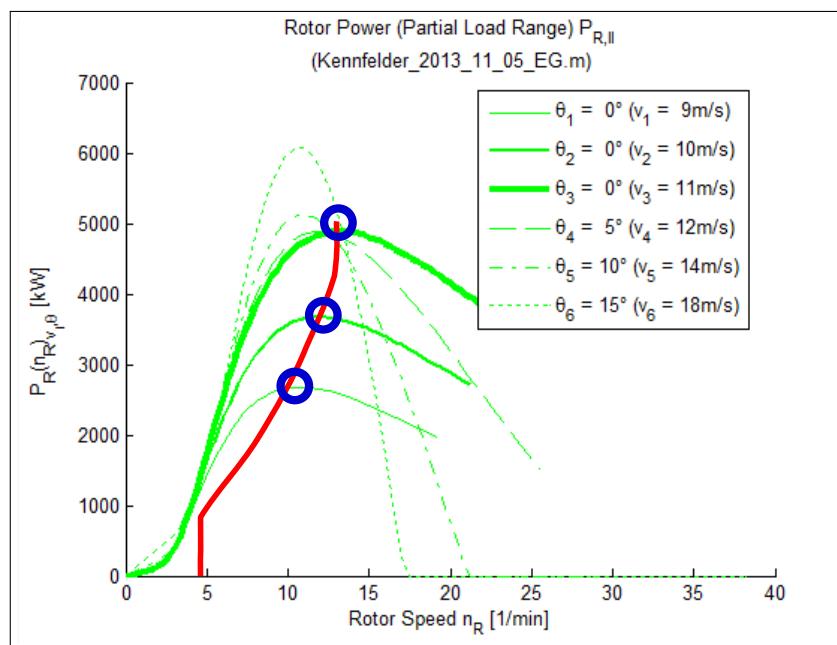


Abb. 2.13: Arbeitspunkte bei Leistungsoptimierung [3]

Bei der Leistungsbegrenzung muss das Rotorkennfeld durch Pitchen verändert werden, dass alle Rotorkennlinien den Nennarbeitspunkt schneiden (Abbildung 2.14). Dies ist damit begründet, dass ein Generator nicht oberhalb der Nenndrehzahl $n_{G,nenn}$ bzw. des Nennmoments $M_{G,nenn}$ betrieben werden darf. Der Nennarbeitspunkt liegt vor, wenn die Generatordrehzahl

n_G , die Generatorleistung P_G , als auch das Generatormoment M_G im Nennpunkt sind.

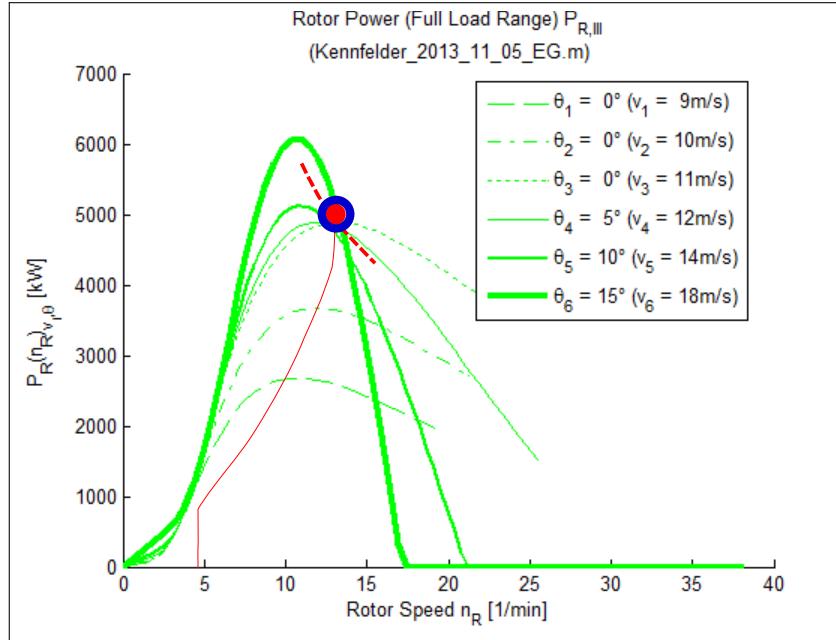


Abb. 2.14: Arbeitspunkte bei Leistungsbegrenzung [3]

2.4.2 Dimensionslose Rotorkennfelder

Als dimensionslose Rotorkennfelder werden die Kennfelder der Leistungsbeiwerte c_P und der Momentenbeiwerte c_M bezeichnet, da diese von der dimensionslosen Schnelllaufzahl λ abhängen, welche wiederum von der nicht beeinflussbaren Windgeschwindigkeit v_1 bestimmt wird. Als weitere Parameter werden die Blattkontur und der Pitchwinkel θ herangezogen. Alle drei Parameter beeinflussen den Anstellwinkel α . Somit folgt eine Schar an Kurvenverläufen von Leistungsbeiwerten (Abbildung 2.15). Jede Blattkontur weist ein eigenes c_P -Kennfeld auf, welches dem WEA-Hersteller vom Blatt-Hersteller zur Reglerauslegung und Anlagenkonstruktion zur Verfügung gestellt wird.

Durch eine analytische Berechnung des Leistungsbeiwertes folgt:

$$c_P(t_{\text{Flug}}, b_{\text{Flug}}, c_A, c_W, \gamma, \lambda_{\text{opt}}) = c_P(\lambda_{\text{opt}})$$

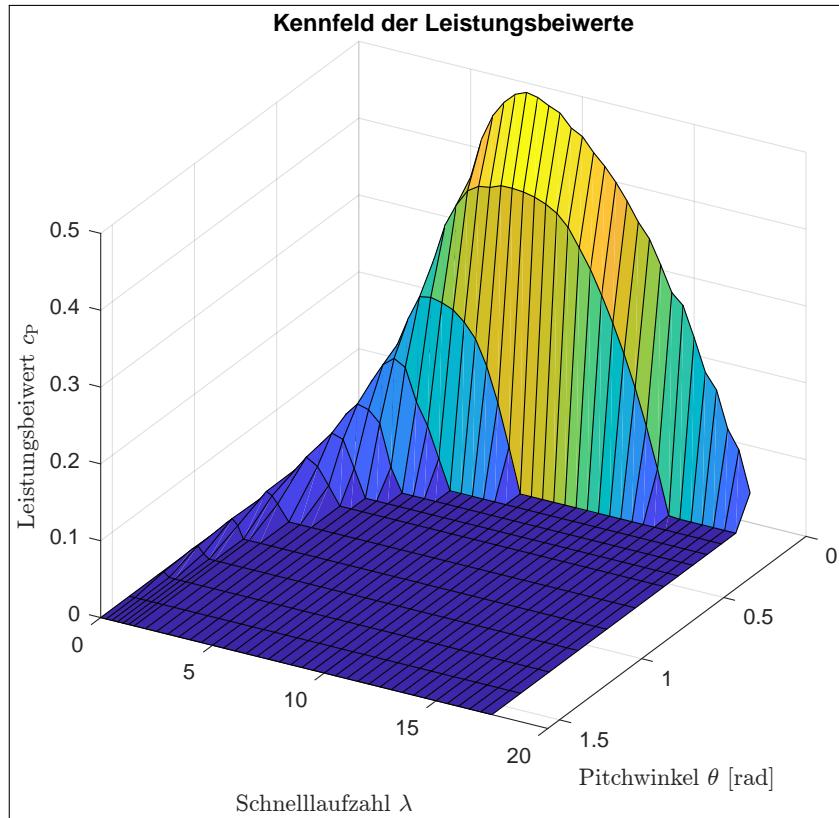


Abb. 2.15: Kennfeld der Leistungsbeiwerte

Basierend auf der Umrechnung Gleichung 2.33 kann das Kennfeld der Momentenbeiwerte c_M erstellt werden. Dieses sieht folgendermaßen aus (Abbildung 2.16).

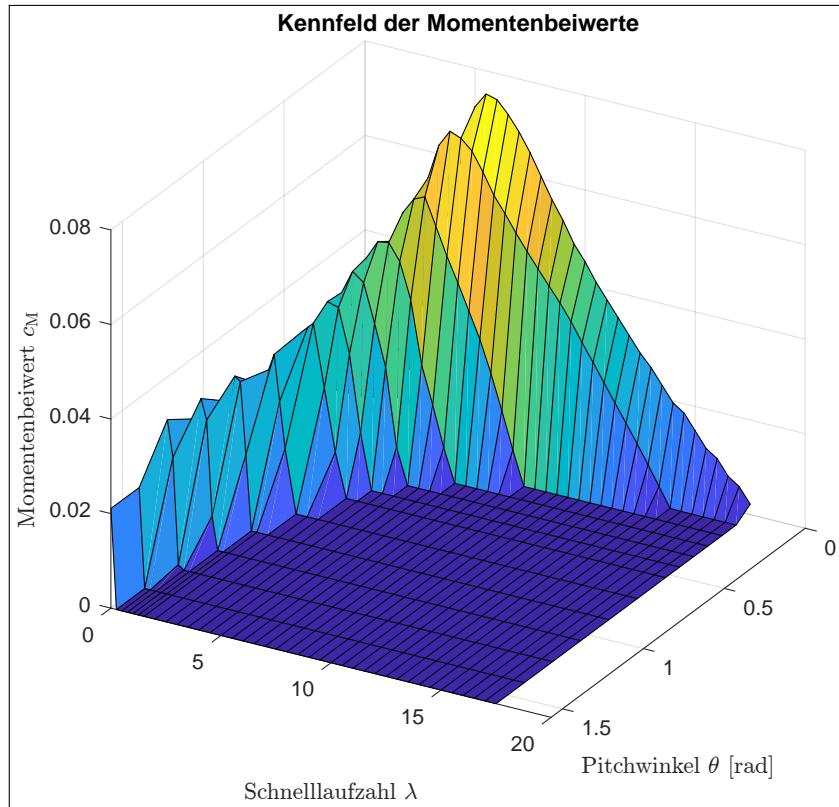


Abb. 2.16: Kennfeld der Momentenbeiwerte

Im c_M -Kennfeld ist zu erkennen, dass im Rotorstillstand ($\lambda = 0$) ein Wert ungleich Null vorliegt. Durch die Beziehung aus Gleichung 2.33 folgt ein c_P -Wert gleich Null. Weiter ist zu erkennen, dass das c_P -Kennfeld bis zum Optimum $c_{P,\text{opt}}$ ansteigt, welches bei λ_{opt} liegt. Selbiges ist im c_M -Kennfeld sichtbar. Die erreichte Schnelllaufzahl im Optimum ist hier jedoch kleiner als im c_P -Kennfeld. Für Schnellaufzahlen größer als das jeweilige Optimum, fallen beide Kennfelder wieder ab. Durch Vergrößerung des Pitchwinkels θ folgt eine Reduktion des maximalen Leistungs- bzw. Momentenbeiwertes durch den Übergang in die Leistungsbegrenzung.

Der Pitchwinkel als auch die Schnelllaufzahl haben über das Kennfeld der Schubkraftbeiwerte c_T Einfluss auf die Schubkraft F_S , welche Auswirkung auf die Turm- und Blattauslenkung hat. Dies ist ebenso ein dimensionsloses Kennfeld und wird hier zur Vollständigkeit dargestellt (Abbildung 2.17).

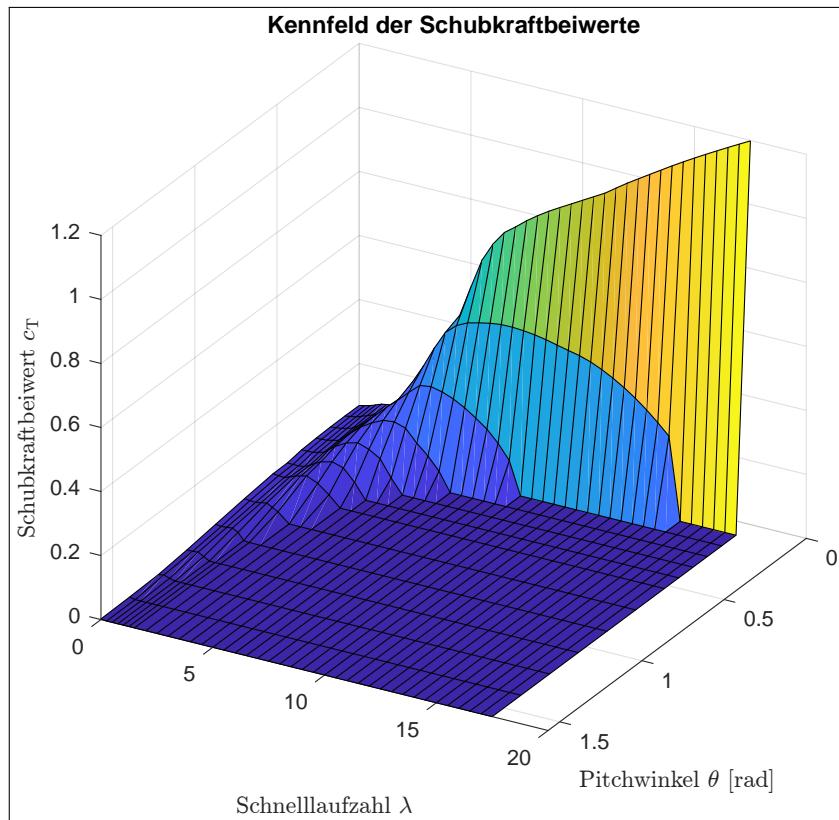


Abb. 2.17: Kennfeld der Schubkraftbeiwerte

2.4.3 Dimensionsbehaftete Rotorkennfelder

Die in Kapitel 2.4.2 betrachteten dimensionslosen Rotorkennfelder können in dimensionsbehaftete Rotorkennfelder umgerechnet werden. Diese hängen von der Rotordrehzahl n_R ab, welche in Abhängigkeit der Schnelllaufzahl λ steht.

$$n_R = \frac{v_1}{2 \cdot \pi \cdot R} \cdot \lambda$$

Die Windgeschwindigkeit wird nun als Parameter vorgegeben, wonach nun die Rotordrehzahl n_R als Variable gilt. Die Berechnung der Rotorleistung und des Rotordrehmoments erfolgt mithilfe der Gleichung 2.39 und Gleichung 2.40. Auf Grundlage der Rotorleistung in Abhängigkeit der Rotordrehzahl kann über das Getriebeübersetzungsverhältnis die Generatorleistung bestimmt werden.

3 Modellierung des Antriebsstranges

Dieser Abschnitt befasst sich mit der Modellierung und Simulation des Antriebsstranges der Windturbine. Das Modell soll anschließend zusammen mit dem Modell des Turmes und des Blattes, sowie der Aerodynamik als Teilmodelle in Simulink zusammengeführt werden. Der Antriebsstrang besteht dabei grundsätzlich aus einem Rotor (Blätter und Nabe), einem Getriebe, einem Synchrongenerator sowie einer Welle, welche alle Komponenten mechanisch verbindet. Abbildung 3.1 zeigt eine Übersichtsgrafik der Modellparameter als Ein- bzw. Ausgänge des Teilmodells.

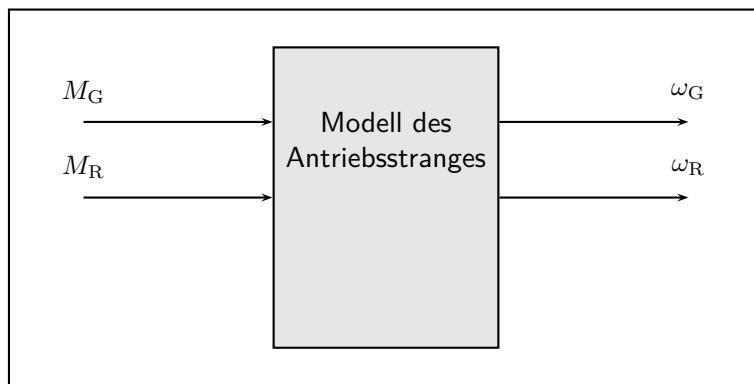


Abb. 3.1: Blockdarstellung des Antriebsstrangteilmodells inklusive der Ein- und Ausgangsparameter

Zu erkennen sind das Generatordrehmoment (M_G) und das Rotordrehmoment (M_R) als Eingangsgrößen des Modells. Das Rotordrehmoment wird in der Gesamtsimulation später vom Modell der Aerodynamik (inkludiert in der Regel-/Steuereinheit) bereitgestellt. Das Generatordrehmoment geht ebenfalls aus der Steuereinheit hervor, in welcher auch die Momentenregelung der Windkraftanlage umgesetzt ist.

Als Ausgänge werden die Generatorwinkelgeschwindigkeit (ω_G) und die Rotorwinkelgeschwindigkeit (ω_R) benötigt. Erstere wird für die Berechnung Abgeleiteter Größen wie z. B. für die Mechanische Leistung des Rotors (P_R) benötigt. Die Rotorwinkelgeschwindigkeit wird für die Berechnung der Stellgröße der beiden Regler für den oberen Teillastbereich und den Volllastbereich zurückgeführt.

3.1 Modell des Antriebsstranges

Zunächst soll das Modell für den Antriebsstrang entwickelt werden, bevor es anschließend simulativ losgelöst in Simulink getestet und verifiziert werden kann. Abbildung 3.2 zeigt

modellhaft die Struktur des Antriebsstranges mitsamt der wirkenden Momente. Auf Basis der Abbildung erfolgt anschließend die Modellierung des Teilsystems.

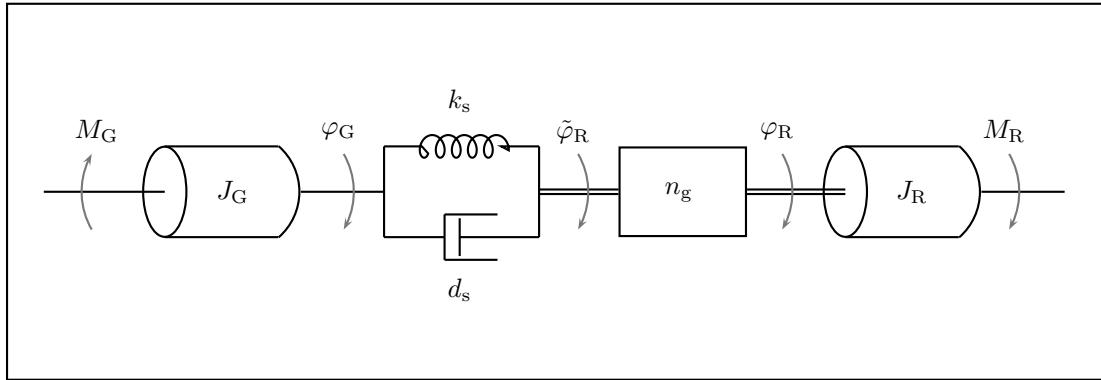


Abb. 3.2: Modellhafte Darstellung des Antriebsstrangteilmodells inklusive der wirkenden Momente

Die Modellbildung erfolgt über die Momentenbilanzierung. Diese besagt, dass die Summe aller wirkenden Momente gleich Null ist. Zunächst lässt sich die Summe aller Momente allgemein berechnen zu:

$$\sum M = J \cdot \ddot{\varphi}. \quad (3.1)$$

Nachfolgend wird eine Bilanzgleichung für den Generator (high speed shaft) und den Rotor (slow speed shaft) aufgestellt. Erstere ist in Gleichung 3.2 und Letztere in Gleichung 3.3 dargestellt.

$$J_R \cdot \ddot{\varphi}_R + \tilde{M}_{d_s} + \tilde{M}_{k_s} - M_R = 0 \quad (3.2)$$

$$J_G \cdot \ddot{\varphi}_G - M_{d_s} - M_{k_s} + M_G = 0 \quad (3.3)$$

Bei \tilde{M}_{d_s} handelt es sich um das Moment, welches sich aus dem Dämpfungsfaktor des Triebstranges bezogen auf die schnelle Welle (d_s) ergibt. Es wird berechnet zu

$$\tilde{M}_{d_s} = d_s \cdot (\dot{\varphi}_G - \dot{\varphi}_R). \quad (3.4)$$

Bei \tilde{M}_{k_s} wiederum handelt es sich um das Moment, welches sich aus dem Triebstrangsteifigkeit bezogen auf die schnelle Welle (k_s) ergibt. Dieses wird berechnet zu:

$$\tilde{M}_{k_s} = k_s \cdot (\varphi_G - \tilde{\varphi}_R) . \quad (3.5)$$

Da es sich bei beiden Momenten um bezogene Größen (bezogen auf die schnelle Welle) handelt, müssen diese noch umgerechnet werden. Dies geschieht über die Getriebeübersetzung (n_g). M_{d_s} und M_{k_s} folgen somit zu

$$M_{d_s} = n_g \cdot \tilde{M}_{d_s} \quad (3.6)$$

$$M_{k_s} = n_g \cdot \tilde{M}_{k_s} . \quad (3.7)$$

Auch bei $\tilde{\varphi}_R$ muss das Getriebeübersetzungsverhältnis wie folgt berücksichtigt werden:

$$\tilde{\varphi}_R = n_g \cdot \varphi_R \quad (3.8)$$

Somit kann der Antriebsstrang abschließend modelliert werden zu:

$$J_R \cdot \ddot{\varphi}_R + n_g \cdot d_s \cdot (\dot{\varphi}_G - n_g \cdot \tilde{\varphi}_R) + n_g \cdot k_s \cdot (\varphi_G - n_g \cdot \tilde{\varphi}_R) - M_R = 0 \quad (3.9)$$

$$J_G \cdot \ddot{\varphi}_G - d_s \cdot (\dot{\varphi}_G - n_g \cdot \tilde{\varphi}_R) - k_s \cdot (\varphi_G - n_g \cdot \tilde{\varphi}_G) - M_G = 0 . \quad (3.10)$$

3.2 Simulative Modellverifikation des Antriebsstranges

In diesem Unterkapitel wird das zuvor entwickelte Modell in Simulink implementiert und getestet. Auf eine vollständige Verifikation wird an dieser Stelle jedoch verzichtet, da diese erst nach der Integration in das Gesamtsystem (mit allen anderen Teilmodellen) erfolgen kann. Geprüft wird jedoch, wie sich die Winkelgeschwindigkeiten des Rotors und des Generators nach einer sprunghaften Anregung verhalten. Ebenfalls wird verifiziert, inwiefern eine Torsion der Antriebswelle auftritt, wenn sich das Generatordrehmoment und das Rotordrehmoment sprunghaft zeitversetzt ändern.

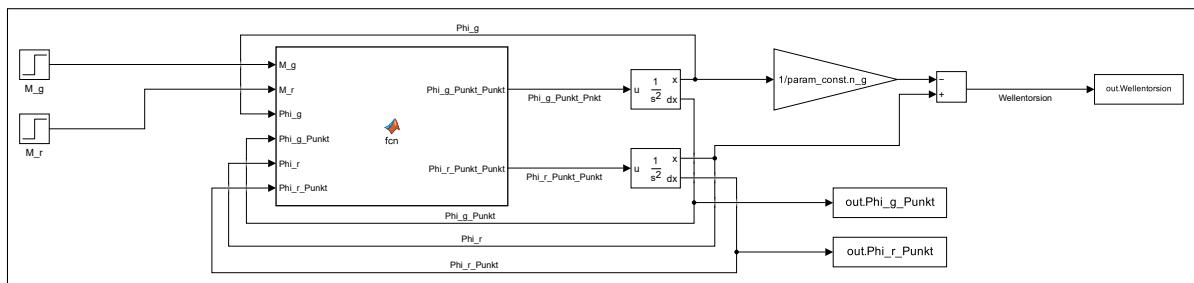


Abb. 3.3: Simulink Blockstruktur des Antriebsstranges der WEA

Abbildung 3.3 zeigt die Blockstruktur, welche in Simulink umgesetzt wurde. Der Funktionsblock in der Mitte der Abbildung enthält die Modellgleichungen, welche zuvor in Gleichung 3.9 und Gleichung 3.10 hergeleitet wurden. Eingangsseitig wird ein Sprung von M_G bzw. M_R eingeprägt. Ersterer setzt nach 15 s ein, Zweiterer bereits nach 5 s. Ausgangsseitig werden durch die Nutzung von Integratoren die Winkelgeschwindigkeiten ω_R und ω_G zurückgegeben. Für die Modellverifikation wurde noch ein weiterer Ausgang hinzugefügt, welcher die Differenz des Rotorwinkel (φ_R) und des Generatorwinkel (φ_G) bereitstellt.

In Abbildung 3.4 ist klar zu erkennen, dass durch die Einprägung des Momentensprunges auf den Rotor die Winkelgeschwindigkeit der Welle annähernd linear ansteigt. Dies zeigt sich sowohl auf Seiten des Rotors als auch auf Seiten des Generators. Der Kurvenverlauf beider Winkelgeschwindigkeiten ist annähernd identisch. Der Unterschied um zwei Zehnerpotenzen ergibt sich aus der Getriebeübersetzung (n_g), welche bei ca. 100 (97) liegt.

Der generatorseitige Momentensprung zeigt sich in Abbildung 3.4 besonders gut in der Betrachtung der Generatorwinkelgeschwindigkeit ($\dot{\varphi}_G$). Es kommt zu einem Schwingvorgang, der nach etwas über 5 s wieder ausgeglichen ist. Durch die Elastizität der Welle ist der Momentensprung am Generator rotorseitig abgedämpft. Die Rotorwinkelgeschwindigkeit ($\dot{\varphi}_R$) schwingt nur leicht.

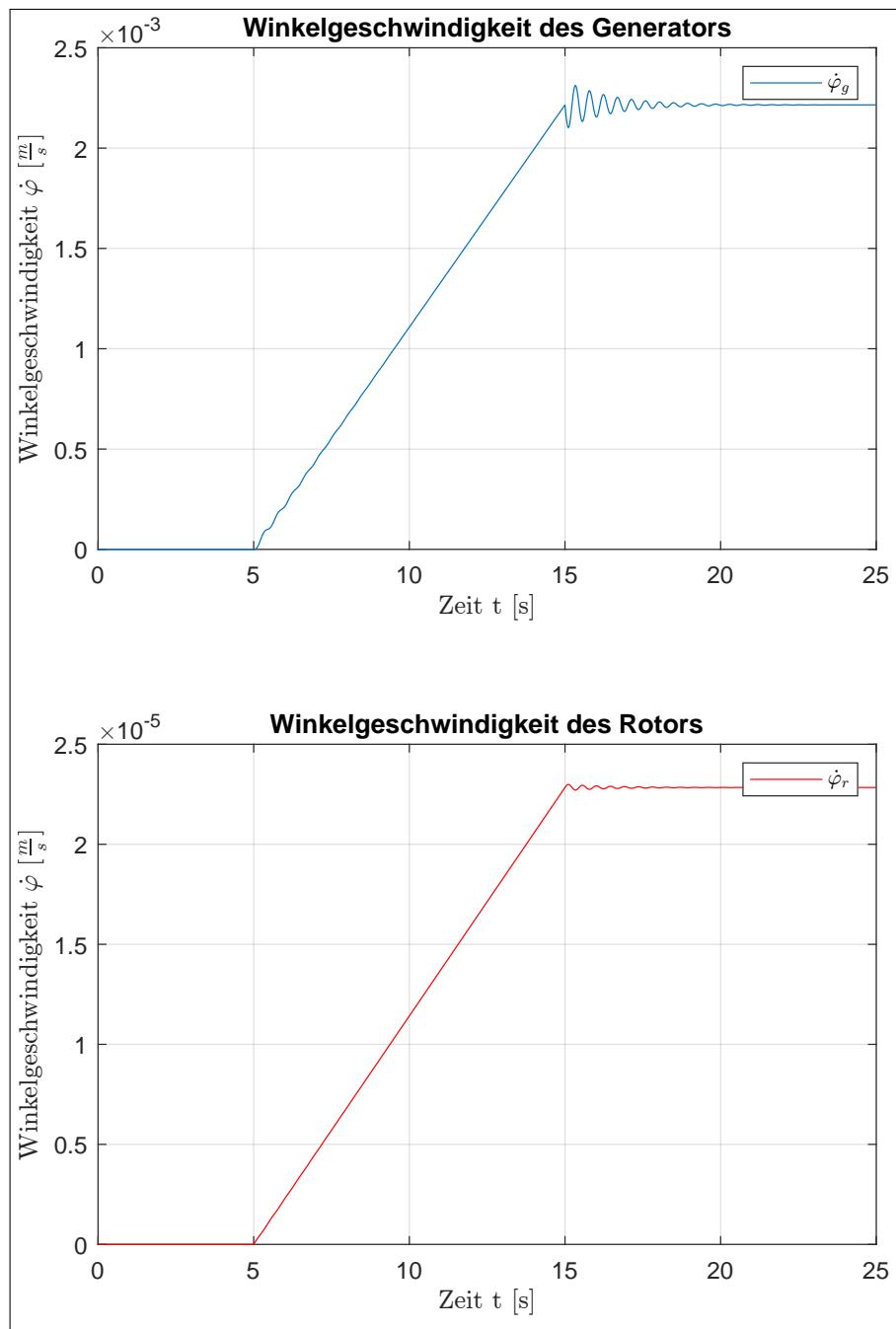


Abb. 3.4: Visualisierung der Winkelgeschwindigkeit des Rotors und des Generators nach zeitversetzter Sprunganregung

Abbildung 3.5 zeigt die Differenz zwischen Rotorwinkel (φ_R) und Generatorwinkel (φ_G). Diese gibt eine Aussage darüber, inwiefern es zu einer Torsion der Antriebswelle kommt. Es ist zu erkennen, dass nach 5 s eine erste Torsion auftritt, die sich nach kurzem Schwingen auf einen stationären Wert von rund einem Millionstel eines Grades einpegelet. Nach dem generatorseitigen Momentensprung (bei 15 s kommt es erneut zu einem Schwingvorgang in der Wellentorsion. Da das eingeprägte Moment signifikant größer ist, ist die Schwingungsamplitude ebenfalls deutlich größer als zuvor beim rotorseitigen Momentensprung. Nach ca. 10 s ist auch dieser Schwingvorgang abgeschlossen und ein stationärer Endwert von rund einem Einhunderttausendstel Grad wird erreicht.

Es kann zusammenfassend argumentiert werden, dass die Simulationsergebnisse plausibel und hinreichend genau sind, um das Antriebsstrangmodell als Teilmodell der Simulation und Regelung der Windenergieanlage einsetzen zu können.

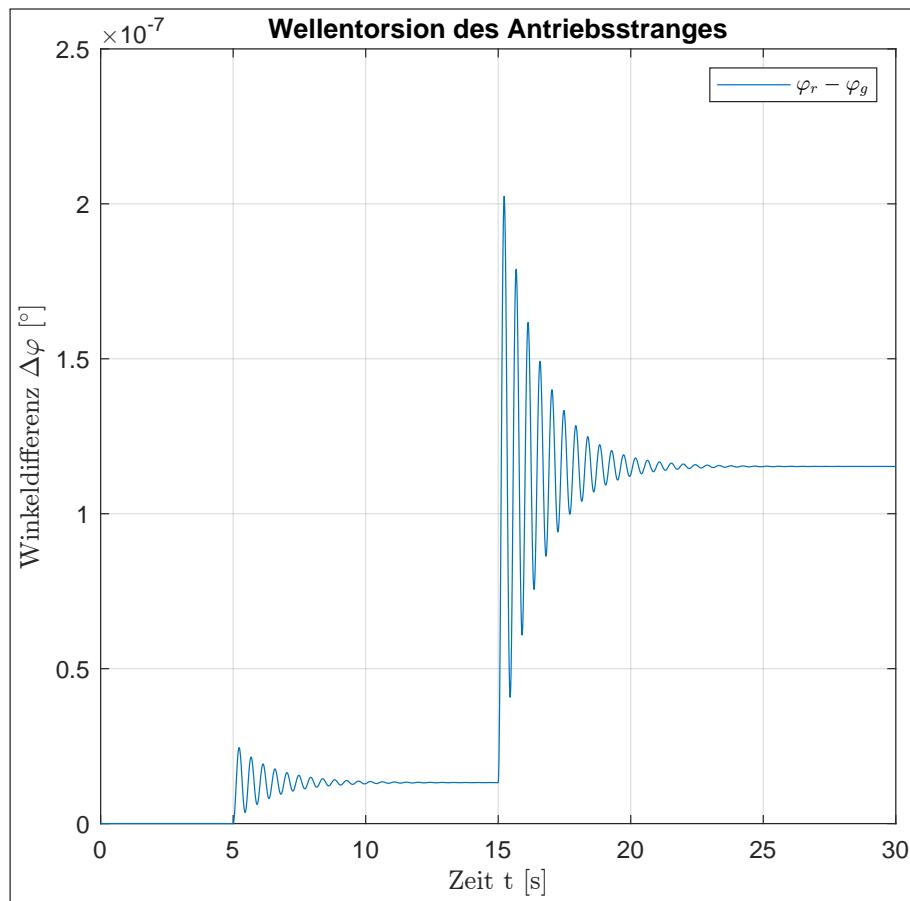


Abb. 3.5: Visualisierung der Wellentorsion des Antriebsstranges nach zeitversetzter Sprunganregung

4 Modellierung von Rotorblatt und Turm

4.1 Vorberichtung

Die Modellierung der Rotorblätter (weiter als Blatt bezeichnet) und des Turms erfolgt analog zur Modellierung des Triebstranges. Als Grundlage für die Modellbildung dient das Feder-Masse-Dämpfer-System. Daraus soll die Bewegungs-DGL für die Blätter und des Turms abgeleitet werden. Allerdings wird hier für die Modellierung eine translatorische Bewegung betrachtet. Damit die reale Auslenkung der Blätter und des Turms modelliert wird, müssen hierzu mathematische Modelle formuliert werden, die die Dynamik des Systems in Abhängigkeit von äußeren Belastungen beschreiben. Genauer wird hier die Auslenkung infolge von außen angreifenden Kräften betrachtet. Die Verwendung eines mathematischen Ersatzmodells dient zur Vereinfachung und Überführung komplexer technischer Systeme. Dies macht das System beschreibbar und deterministisch.

Für die reale Auslenkung der Blätter und des Turms wird die Blattverbiegung als kollektiv in Windrichtung und die Turmverbiegung in Windrichtung betrachtet. Ähnlich wie beim Triebstrang haben die Systemgrößen wie Steifigkeit, Dämpfung und Masse ebenfalls eine entscheidende Rolle bei der Modellierung. Die Abbildung 4.1 zeigt schematisch die Auslenkung von Blätter und Turm. Die Schubkraft F_T bewirkt dabei die Blatterverbiegung y_B und die Turmverbiegung y_T . Die Auslenkung hängt maßgeblich von der Steifigkeit und Dämpfung beider Systeme ab. Eine hohe Steifigkeit und Dämpfung führt zur einer geringeren Auslenkung und damit auch zu einem schnelleren Ausschwingen bei Belastung, während eine geringe Steifigkeit und Dämpfung zu einer höheren Auslenkung und langsameres Ausschwingen bei Belastung führt.

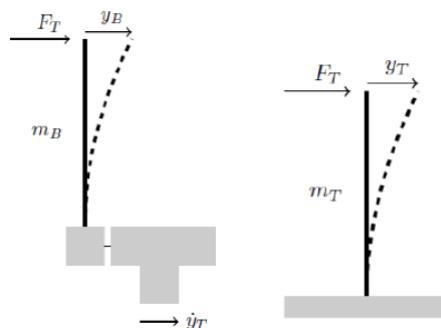


Abb. 4.1: Schematische Darstellung der Auslenkung der kollektiven Blätter (*links*) und des Turms (*rechts*)

Mit Hilfe der Bewegungs-DGL soll die reale Auslenkung der WEA beschrieben werden, damit zunächst abgeschätzt wird, ob eine Einhaltung der vorgegebenen Auslenkungsgrenzen vorliegt. Die WEA wird hierfür mit einer Bemessungwindgeschwindigkeit und einer daraus resultierenden Schubkraft F_S mechanisch von außen belastet. Das Modell wird als Funktionsblock in Matlab Simulink implementiert.

4.2 Feder-Masse-Dämpfer-System

Als Grundlage für die Modellbildung dient das Feder-Masse-Dämpfer-System. Mithilfe dessen Vorüberlegungen und Ansätze wird das mathematische Modell für die Blätter und des Turms abgeleitet. Jeder mechanische Körper besitzt eine Steifigkeit k und eine Dämpfung d . Sofern eine Kraft F auf den Körper wirkt, entsteht eine Auslenkung x , welche von der Masse m und den vorher besagten Größen abhängt. Die Abbildung 4.2 zeigt den grundlegenden Aufbau eines solchen Systems. Des Weiteren entsteht an jedem Element eine sogenannte Gegenkraft, welche der einwirkenden Kraft F entgegenwirkt. Die Summe aller Kräfte innerhalb eines Systems ergibt sich zu 0, wodurch sich folgende Kräftebilanz in Gleichung 4.1 wiederfindet. Der Zusammenhang zwischen der Auslenkung x und der Kraft F kann als Differentialgleichung in Gleichung 4.2 beschrieben werden.

$$F(t) - F_m(t) - F_k(t) - F_d(t) = 0 \quad (4.1)$$

$$F(t) = m \cdot \frac{\delta^2 x}{\delta t^2} + d \cdot \frac{\delta x}{\delta t} + k \cdot x(t) \quad (4.2)$$

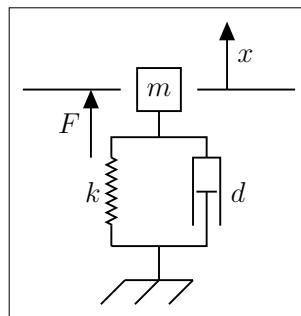


Abb. 4.2: Feder-Masse-Dämpfer-System

4.3 Modellierung

Für die Modellierung ist zu berücksichtigen, dass die Blätter und der Turm über die Gondel mechanisch miteinander gekoppelt sind. Ähnlich wie beim Triebstrang, bei dem die low speed shaft mit dem high speed shaft über das Getriebe und dessen Übersetzungsverhältnis gekoppelt ist. Das heißt, in den jeweiligen Bewegungs-DGL haben die Auslenkung der Blätter und des Turms einen gegenseitigen Einfluss aufeinander. Der einzige Unterschied der beiden Modellansätze ist, dass beim Triebstrang aufgrund einer rotatorischen Bewegung die Torsion der Wellen betrachtet wird, wobei sich ein Verschiebungswinkel φ ergibt und bei der Modellierung der Blätter und des Turms sich durch die translatorische Bewegung eine Auslenkung y_B und y_T ergibt, wie in Abbildung 4.3 dargestellt. Die Werte zur jeweiligen Masse, Steifigkeit und Dämpfung sind bereits gegeben. Da für die gesamte Modellierung der WEA eher die Auslenkung von Bedeutung ist, gilt es die Gleichung 4.2 so umzustellen, dass die benötigte Auslenkung der Blätter und des Turms berechnet wird. Eine zu große Auslenkung würde nämlich zur Zerstörung der WEA führen.

Da für die Regelung der WEA lediglich ein vereinfachtes Funktionsmodell genutzt wird, werden dementsprechend die Auslenkungen nicht weiter regelungstechnisch berücksichtigt. Falls die Auslenkungen mit berücksichtigt werden sollen, müssen neue Regelziele formuliert werden, welche einen Einfluss auf das resultierende Referenzmodell für die Reglerauslegung hat. Damit ergäben sich auch neue Reglerkoeffizienten. Dennoch gilt es die definierten Grenzen einzuhalten und eine Bewertung über Blätter- und Turmauslenkung zu treffen.

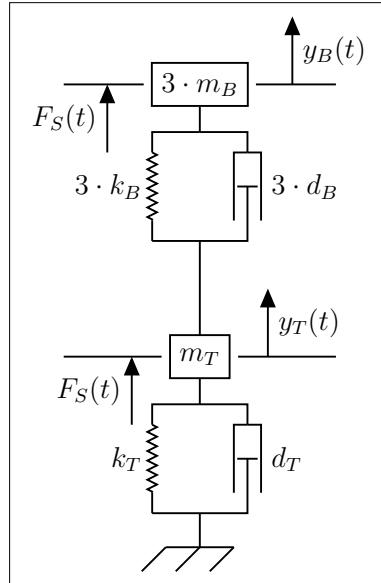


Abb. 4.3: Feder-Masse-Dämpfer-System: Turm und Blätter

Die Auslenkung der kollektiven Blätter wirkt der Auslenkung des Turms entgegen, wodurch die Gegenkräfte der Steifigkeit und Dämpfung der Blätter mit einem positiven Vorzeichen in die Bewegungs-DGL mit einfließen. Die eigentliche Auslenkung ergibt sich aufgrund der mechanischen Kopplung aus der Differenz zwischen Blattverbiegung y_B und Turmverbiegung y_T . Die Steifigkeit und Dämpfung beziehen sich lediglich auf ein Blatt, wodurch diese Faktoren mit 3 multipliziert werden, um insgesamt das Verhalten der drei Blätter abzubilden. Damit ergibt sich für die Bewegungs-DGL des Turms:

$$\ddot{y}_T = \frac{-k_T \cdot y_T - d_T \cdot \dot{y}_T + 3 \cdot k_B \cdot (y_B - y_T) + 3 \cdot d_B \cdot (\dot{y}_B - \dot{y}_T) + F_S}{m_T} \quad (4.3)$$

Gleiches gilt für die effektiv schwingende Blattmasse m_{Bla} . Aufgrund dessen verringert sich die Schubkraft F_S um ein Drittel. Für die Blätter ergibt sich folgende Bewegungs-DGL:

$$\ddot{y}_B = \frac{-3 \cdot k_B \cdot (y_B - y_T) - 3 \cdot d_B \cdot (\dot{y}_B - \dot{y}_T) + F_S}{3 \cdot m_{\text{Bla}}} \quad (4.4)$$

4.4 Simulationsergebnisse

Zu Beginn des Kapitels wurde bereits erwähnt, dass das Modell zu Blätter und Turm in einem Funktionsblock in Matlab Simulink implementiert wird. Zur vorläufigen Überprüfung des Modells wird vorerst das System mit einer konstanten Schubkraft F_S im Bemessungsbetrieb belastet. Dies soll zunächst eine Auskunft darüber geben, ob die resultierende Auslenkungen den Erwartungen entsprechen. Um eine genaue Aussage über das korrekte Gesamtverhalten des Modells zu treffen, muss das gesamte Modell mit Regelung betrachtet und getestet werden. Die Bemessungswindleistung der WEA beträgt:

$$v_1 = 10 \frac{m}{s} \quad (4.5)$$

Es wird ein Schubkraftbeiwert von $c_T = 0,8$ angenommen. Der Schubkraftbeiwert c_T sowie die daraus resultierende Schubkraft F_S ergeben sich später aus dem dimensionslosen Kennfeld der WEA. Mithilfe der Gleichung 4.4 lässt sich nun eine Schubkraft F_S berechnen, die das System belastet. Die restlichen benötigten Größen sind Konstanten und bereits gegeben. Das Ergebnis ist der Gleichung 4.7 zu entnehmen. Die Abbildung 4.4 zeigt die Ein- und

Ausgangsparameter des Modells in Blockdarstellung für die Simulation.

$$F_S = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot c_T \cdot v_1^2 \quad (4.6)$$

$$F_S = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \frac{kg}{m^3} \cdot \pi \cdot (63m)^2 \cdot 0,8 \cdot (10 \frac{m}{s})^2$$

$$F_S = \underline{\underline{610980,1N}} \quad (4.7)$$

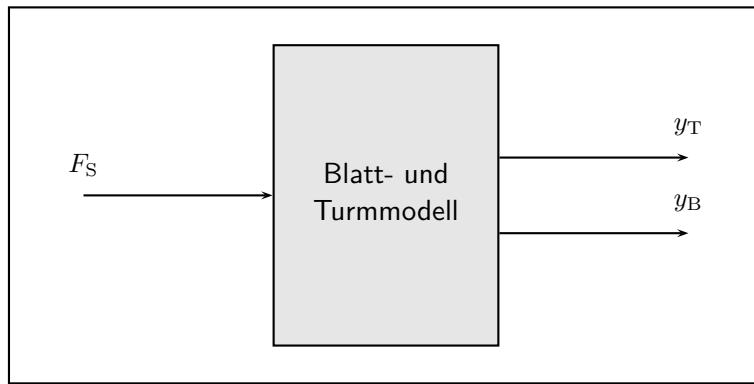


Abb. 4.4: Blockdarstellung des Blatt- und Turmmodells inklusive der Ein- und Ausgangsparameter

Mit dem Ergebnis aus Gleichung 4.7 wird nun das Modell von außen mit einer konstanten Schubkraft F_S belastet. Die Abbildung 4.5 zeigt die Auslenkungen von den kollektiven Blättern und des Turms. Aus der Simulation ist zu erkennen, dass die Auslenkung der Blätter deutlich höher im Vergleich zur Auslenkung des Turms ist. Dies begründet sich dadurch, dass der Turm eine deutlich größere Steifigkeit und Dämpfung aufweist. Zu Beginn der Belastung ist ein deutliches Schwingen beider Systeme zu erkennen. Nach einer gewissen Zeit erreichen Blätter und Turm einen stationären Endwert, wobei der Turm etwas früher einen stationären Endwert erreicht. Das Ausmaß der Auslenkung von Blätter und Turm wird in Bezug auf die vorgegebenen Grenzen so weit eingehalten. Jedoch muss dies im Gesamtmodell erneut verifiziert werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das Simulationsergebnis zu den Blättern und dem Turm den Erwartungen entspricht. Für eine genauere Aussage zur Richtigkeit der Modelle ist die Gesamtheit der Modellierung und dessen Ergebnis zu betrachten und neu zu beurteilen. Hier wurde lediglich die WEA mit dessen Bemessungswindleistung belastet. Im Realfall sind deutlich höhere Windgeschwindigkeiten durchaus denkbar. Des Weiteren geht die Windgeschwindigkeit quadratisch in die Gleichung 4.6 mit ein, so dass die Schubkraft F_S ebenfalls quadratisch mit der Windgeschwindigkeit steigt und damit die WEA deutlich

mehr belastet wird, was widerrum eine höhere Auslenkung beider Systeme zur Folge hat. Durch geeignete Pitchverstellung lässt sich jedoch die Belastung der WEA bei steigender Schubkraft F_S verringern, wodurch die erzeugte Energie zwar verringert wird, aber damit wird die WEA nicht durch zu hohe Belastungen zerstört. Hinzufügend sei zu erwähnen, dass eine Pitchverstellung lediglich indirekten Einfluss auf die Auslenkungen hat. Die Pitchverstellung dient zur Leistungsbegrenzung und nicht zur direkten Begrenzung von Auslenkungen.

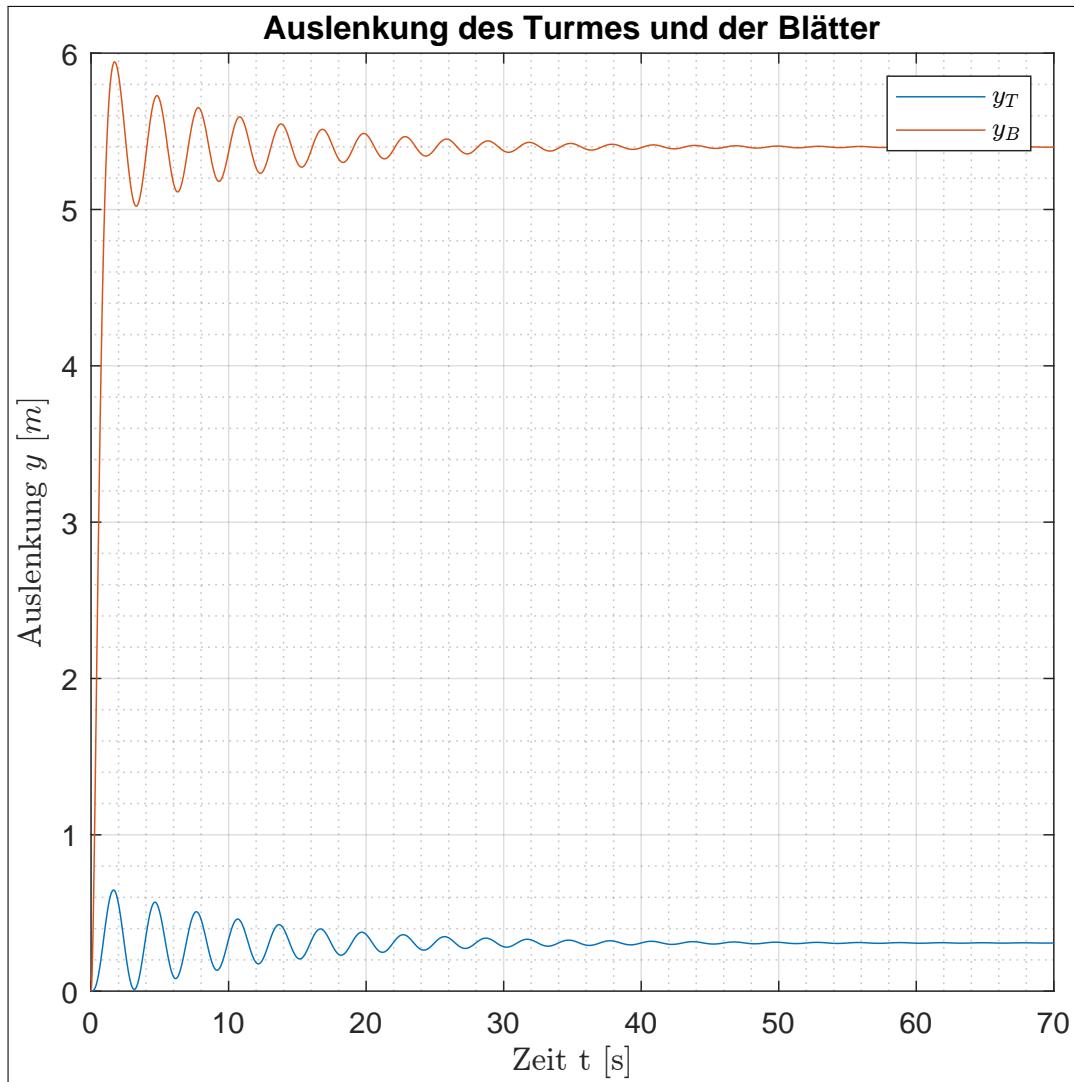


Abb. 4.5: Auslenkung der kollektiven Blätter (orange) und des Turmes (blau)

5 Erstellung des Gesamtmodells

Ziel dieses Abschnittes ist es die entwickelten Teilmodelle für den Antriebsstrang aus Abschnitt 3 und das Turm-Blatt-Modell aus Abschnitt 4 in eine gemeinsame Simulationsstruktur zu bringen. Ebenfalls integriert, wird die Steuerungs- bzw. Regeleinheit und Funktionsblöcke für die Berechnung von abgeleiteten Größen.

Abbildung 3.1 zeigt die projektierte Gesamtstruktur in einer Blockdarstellung. Bei den dunkelgrauen Blöcken handelt es sich um die in den vorangegangenen Abschnitten aufgestellten Teilmodelle. Grün hinterlegt ist der Block für die Steuerung der Windenergieanlage. Ebenfalls benötigt wird ein Funktionsblock für die Berechnung der Schnelllaufzahl aus der zurückgeföhrten Rotorwinkelgeschwindigkeit ω_R und der Windgeschwindigkeit v_1 . Im darunter gelegenen Block sind die Kennfelder für den Momentenbeiwert c_M und den Schubkraftbeiwert c_T implementiert. Die Schubkraft selbst, welche für die Simulation der Turm- und Blattauslenkungen benötigt wird, ist im Funktionsblock unten mittig in der Abbildung umgesetzt.

Als Eingang der Simulation wird die Windgeschwindigkeit v_1 benötigt. Es handelt sich dabei um die Störgröße aus Sicht der Regelstruktur. Auf die Simulation des Führungsverhaltens wird in dieser Arbeit verzichtet. Genaueres ist im folgenden Abschnitt zur Momentenregelung (Abschnitt 6) nachzulesen.

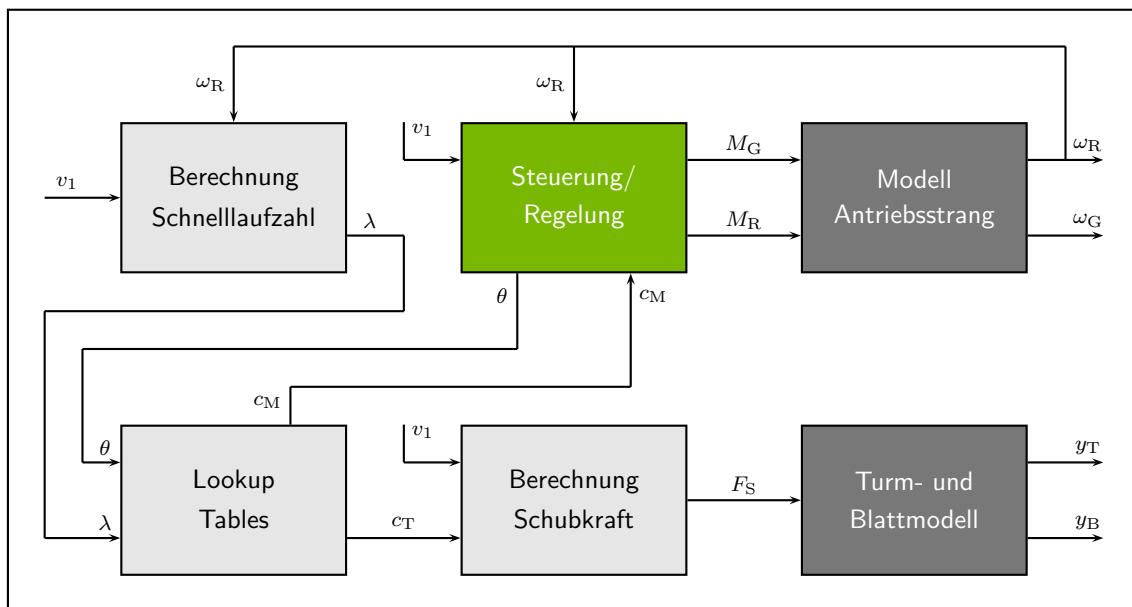


Abb. 5.1: Blockdarstellung des Gesamtmodells nach Zusammenführung der Teilmodelle und Teilkomponenten

6 Momentenregelung des Antriebstranges

6.1 Regelungsziele und Regelkreis

Bevor eine Regelung für die WEA umgesetzt werden kann, müssen zunächst einige Regelungsziele festgelegt werden. Aus der Beschreibung der Regelungsziele ergeben sich die Regelanforderungen der WEA. Des Weiteren wird die Komplexität des Reglers durch ein geeignetes Funktionsmodell, welches das dynamische Verhalten der Regelstrecke bestimmt, beschrieben. Hierfür wird das torsionsstarre Triebstrangmodell verwendet. Die Regelung konzentriert sich auf die Einhaltung und Umsetzung der Hauptziele, wobei das Verhalten der Blätter, des Turms und des Antriebsstranges nicht berücksichtigt werden. Folglich reicht ein sehr vereinfachtes Funktionsmodell aus. Aus der Generatorcharakteristik lassen sich insgesamt drei Arbeitsbereiche ermitteln, nämlich der untere und obere Teillastbereich, sowie der Volllastbereich. Die folgende Tabelle 6.1 fasst die Hauptziele des Reglers zusammen. Auf Grundlage dessen, werden in den folgenden Kapiteln die benötigten Regler für die verschiedenen Arbeitsbereiche entwickelt.

Unterer Teillastbereich (I)
Leistungsoptimierung - Leistungsbeiwert c_P stets auf maximalen Leistungsbeiwert $c_{P,max}$ halten. Anforderung: $c_P = c_{P,max}$
Oberer Teillastbereich (II)
Leistungsoptimierung - Leistungsbeiwert c_P kleiner als maximaler Leistungsbeiwert $c_{P,max}$. Anforderung: $c_P < c_{P,max}$
Volllastbereich (III)
Leistungsbegrenzung - Leistungsbeiwert c_P für eine konstante Entnahme der Nennwindleistung beeinflussen. Anforderung: $c_P \ll c_{P,max}$

Tab. 6.1: Hauptziele des Reglers für die jeweiligen Arbeitsbereiche

Für die Regelung der WEA wird von einem Standardregelkreis ausgegangen, wie in Abbildung 6.1 dargestellt. Wobei für den unteren Teillastbereich ein anderes Konzept verwendet wird und an sich keinen Standardregelkreis darstellt, was in Kapitel 4.2 noch genauer beschrieben wird.

Als Stellgröße u eignet sich das Generatormoment M_G und der Pitchwinkel θ . Da die Windgeschwindigkeit nur sehr ungenau messtechnisch erfasst werden kann und ein stochastisches

Verhalten aufweist, eignet sich diese Größe als Störgröße z. Hingegen kann die Rotordrehzahl n_R sehr gut messtechnisch erfasst werden, da die Rotorblätter als Anemometer dienen. Daher eignet sich diese Größe gut als Führungs- und Regelgröße w und y. Die Regler- und Streckenübertragungsfunktionen des Führungs- und Störverhaltens werden für den oberen Teillastbereich und Volllastbereich separat mithilfe der Superposition ermittelt. Für die Regelung des Generatormomentes M_G im oberen Teillastbereich und für die Regelung des Pitchwinkels θ im Volllastbereich wird lediglich das Störverhalten betrachtet.

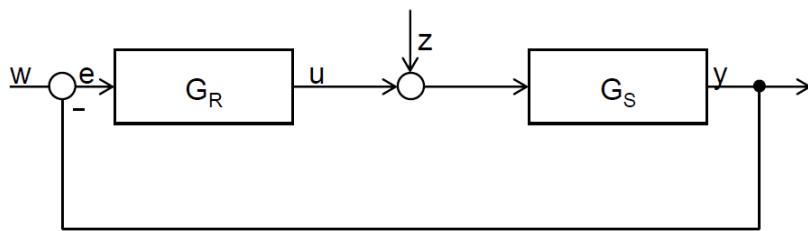


Abb. 6.1: Standardregelkreis

6.2 Unterer Teillastbereich

Laut Tabelle 6.1 ist für den unteren Teillastbereich eine Leistungsoptimierung notwendig, da die WIndleistung P_W unterhalb der Generatornennleistung $P_{G,nenn}$ liegt. Die Rotordrehzahl n_R liegt folglich noch unter der Generatornenndrehzahl $n_{G,nenn}$, wodurch diese noch variabel an die Windgeschwindigkeit v_1 angepasst werden kann. Dies wird mithilfe des bremsend wirkenden Generatormomentes M_G erreicht. Aufgrund dessen ergibt sich ein optimales Anströmverhältnis und es resultiert ein maximaler Leistungsbeiwert. Im unteren Teillastbereich kann mit steigender Windgeschwindigkeit also die maximal mögliche WIndleistung entnommen werden, das heißt, der Leistungsbeiwert c_P wird stets auf den maximalen Leistungsbeiwert $c_{P,max}$ geregelt.

Für die Herleitung des Regelkreises wird von einer nicht linearen Bewegungs-DGL des torsionsstarren Triebstrangs ausgegangen. Der Vorteil für die Reglerauslegung im unteren Teillastbereich besteht darin, dass von der nicht linearen Bewegungs-DGL aus einer Leistungsbilanz ein Regelgesetz abgeleitet wird, welches einen Zusammenhang zwischen Regel- und Stellgröße darstellt. Durch das Regelgesetz wird mithilfe des berechneten Generatormoments M_G eine stationäre Rotordrehzahl ω_R eingestellt. Es wird für diese Methode keine Führungsgröße benötigt. Dies vereinfacht die Entwicklung des Regelkreises für den unteren Teillastbereich deutlich, da keine genaue Kenntnis der Steckenübertragungsfunktion nötig ist. Daher kann der untere Teillastbereich nicht als Standardregelkreis betrachtet werden. Dieses „Steuerungskonzept“ zur Regelung des unteren Teillastbereiches hat sich als Standardmethode für diesen Arbeitsbereich durchgesetzt. Das Regelgesetz für die Stellgröße

M_G wird mit folgenden Gleichungen beschrieben:

$$M_G(\omega_G) = k_I \cdot \omega_R^2, \text{ wobei } k_I = \text{const.} \quad (6.1)$$

mit:

$$k_I = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^5 \cdot \frac{1}{\lambda_{\text{opt}}^3} \cdot \frac{1}{n_g} \cdot c_P(\lambda_{\text{opt}}) \quad (6.2)$$

Der Vorteil bei diesem Steuerungskonzept besteht nun darin, dass für jede Änderung der Windgeschwindigkeit v_1 ein neuer stationärer Arbeitspunkt mit stationärer Rotorwinkelgeschwindigkeit ω_R entsteht. Dabei ergibt sich ein entsprechendes Generatormoment M_G , welches mithilfe der Gleichung 6.1 und Gleichung 6.2 berechnet wird. Das heißt, zu jeder Windgeschwindigkeit wird das zugehörige Generatormoment M_G zugeordnet, wodurch die Notwendigkeit eines PI(D)-Reglers entfällt.

Die Rotorwinkelgeschwindigkeit ω_R wird stets optimal an die Windgeschwindigkeit angepasst. Es besteht für stationäre Arbeitspunkte ein eindeutiger Zusammenhang zwischen Rotordrehzahl ω_R und der Windgeschwindigkeit v_1 . Die optimale Schnelllaufzahl λ_{opt} kann im voraus berechnet werden und ist für den unteren Teillastbereich konstant. Aufgrund dessen, wird mithilfe der Gleichung 6.3, aus der Rotorwinkelgeschwindigkeit und konstanten Schnelllaufzahl die zugehörige Windgeschwindigkeit v_1 berechnet. Damit ergibt sich für den Leistungsbeiwert c_P ein optimaler Leistungsbeiwert $c_{P,\text{opt}}$, jedoch für den Momentenbeiwert c_M kein optimaler Momentenbeiwert $c_{M,\text{opt}}$. Aus der Formulierung der Regelziele ergab sich eine Leistungsoptimierung für den unteren Teillastbereich, sodass der Leistungsbeiwert c_P auf einen optimalen Wert geregelt werden muss, da erst so die maximale Entnahme der Windleistung P_W entsteht. Daher wird das Erreichen eines optimalen Momentenbeiwertes $c_{M,\text{opt}}$ nicht angestrebt, da die Leistungsoptimierung durch Drehzahlanpassung stattfindet.

$$v_1 = \frac{\omega_R \cdot R}{\lambda_{\text{opt}}} \text{, wobei } \lambda = \lambda_{\text{opt}} \quad (6.3)$$

Die Steuerung für den unteren Teillastbereich wird als Funktionsblock in Matlab Simulink implementiert. In diesem Block wird der Faktor k_I berechnet und hinterher mit der Rotorwinkelgeschwindigkeit ω_R^2 multipliziert, um als Ergebnis eine Generatormomentsollwertvorgabe $M_{G,soll}$ für das Triebstrangmodell zu erhalten. Die Abbildung 6.2 zeigt die Blockdarstellung der Steuerung inklusive der Ein- und Ausgangsparameter.

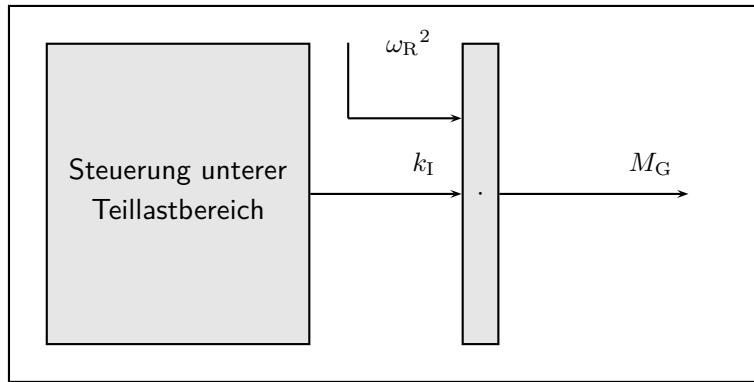


Abb. 6.2: Blockdarstellung der Steuerung des unteren Teillastbereichs inklusive der Ein- und Ausgangsparameter

6.3 Linearisierung der Streckenübertragungsfunktion

Für die Reglerauslegung im oberen Teillastbereich und Vollastbereich müssen zunächst die Streckenübertragungsfunktionen ausgehend vom torsionsstarren Antriebstrangmodell und der daraus resultierenden nichtlinearen Bewegungs-DGL linearisiert werden. Aus dem Ergebnis der Linearisierung entstehen sogenannte Linearisierungskoeffizienten, welche für bestimmte stationäre Arbeitspunkte zugeordnet sind. Für den oberen Teillastbereich und dem Volllastbereich werden zunächst jeweils drei stationäre Arbeitspunkte mit den entsprechenden Linearisierungskoeffizienten betrachtet. Die Linearisierung erfolgt mittels der Taylorreihenentwicklung. Aus dem Funktionsmodell ergibt sich mit Gleichung 6.4 die nichtlineare Bewegugns-DGL des Antriebstrangs, welche bereits im Kapitel 3 ausführlich diskutiert wurde.

$$\ddot{\varphi}_R = \frac{1}{J} \cdot (M_R - n_g \cdot M_G) \quad (6.4)$$

Mithilfe der Taylorreihenentwicklung um einen stationären Arbeitspunkt ω_R und lösen der nichtlinearen Bewegungs-DGL mit der Laplacetransformation ergibt sich folgende Gleichung 6.5, wobei sich insgesamt vier Linearisierungskoeffizienten ergeben, bei dem der Koeffizient bezogen auf das Generatormoment M_G nicht benötigt wird und daher nicht

weiter aufgeführt ist.

$$\omega_R = \frac{1}{J \cdot s - k_{\omega R}} \cdot (k_v \cdot v + k_\theta \cdot \theta - n_g \cdot M_G) , \text{ wobei} \quad (6.5)$$

$$k_{\omega R} := \left(\frac{\delta M_R}{\delta v} \right)_c, \quad k_v := \left(\frac{\delta M_R}{\delta \omega_R} \right)_c, \quad k_\theta := \left(\frac{\delta M_R}{\delta \theta} \right)_c$$

Zur Berechnung der Linearisierungskoeffizienten muss nun die Berechnungsvorschrift für das Rotormoment M_R aus Gleichung 2.39 partiell abgeleitet werden, wobei der Momentenbeiwert c_M ebenfalls partiell nach λ und θ abgeleitet werden muss. Daraus ergeben sich die folgenden Gleichungen.

$$k_{\omega R, II(I), i} \approx \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot {v_1}^2 \cdot \pi \cdot R^3 \cdot \left(\frac{R}{v_1} \cdot \frac{\delta c_{M, II(I), i}(\lambda(v, \omega_R), \theta)}{\delta \lambda} \right) \right)_c \quad (6.6)$$

$$k_{v, II(I), i} \approx \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot {v_1}^2 \cdot \pi \cdot R^3 \cdot \left(2 \cdot v_1 \cdot c_{M, II(I), i}(\lambda(v, \omega_R), \theta) - \omega_R \cdot R \cdot \frac{\delta c_{M, II(I), i}(\lambda(v, \omega_R), \theta)}{\delta \lambda} \right) \right)_c \quad (6.7)$$

$$k_{\theta, III, i} \approx \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot {v_1}^2 \cdot \pi \cdot R^3 \cdot \left(\frac{\delta c_{M, III, i}(\lambda(v, \omega_R), \theta)}{\delta \lambda} \right) \right)_c \quad (6.8)$$

Im Folgenden werden die weiteren nötigen Schritte aufgeführt, um die Berechnung der Linearisierungskoeffizienten zu vervollständigen. Zunächst berechnen sich die zugehörigen Schnelllaufzahlen λ für die Arbeitsbereiche und dessen stationäre Arbeitspunkte mit der Gleichung 6.9.

$$\lambda_{II(I), i} = \frac{\omega_R \cdot R}{v_{1, II(I), i}} \quad (6.9)$$

Hinterher werden die partiellen Ableitungen der Momentenbeiwerte c_M mithilfe der Gleichung 6.10 und Unterscheidung der Arbeitsbereiche berechnet. Für den oberen Teillastbereich muss die partielle Ableitung nach θ nicht erfolgen, da der Pitchwinkel hier Null beträgt. Der Pitchwinkel wird erst beim Volllastbereich von Bedeutung sein, wenn es darauf ankommt,

die Rotordrehzahl n_R mithilfe des Pitchwinkels zu begrenzen.

$$c_M(\lambda)_{,II(I),i,\theta} = c_1 \cdot (1 + c_2 \cdot \sqrt{\theta + c_3}) + \frac{c_4}{\lambda} \cdot (c_5 \cdot \lambda_i - c_6 \cdot \theta - c_7 \cdot \theta^{c_8} - c_9) \cdot e^{-c_{10} \cdot \lambda_i} \quad (6.10)$$

, mit

$$\lambda_i = \frac{1}{\lambda_{,II(I),i} + 0,008 \cdot \theta} - \frac{0,035}{c_{11} + c_{12} \cdot \theta^3}$$

$c_1 = 0,005$	$c_2 = 1,53$	$c_3 = 0,5$	$c_4 = 0,18$
$c_5 = 121$	$c_6 = 27,9$	$c_7 = 198$	$c_8 = 2,36$
$c_9 = 5,74$	$c_{10} = 11,35$	$c_{11} = 16,1$	$c_{12} = 201$

Die Berechnung der Schnelllaufzahlen $\lambda_{,II(I),i}$ für den jeweiligen Arbeitsbereich und dessen stationären Arbeitspunkte, die Berechnung der partiellen Ableitungen für die Momentenbeiwerte $c_{M,II(I),i}$, sowie die Berechnung der Linearisierungskoeffizienten und dessen partielle Ableitungen, finden in einem separaten Matlab-File statt und werden bevor die Simulation gestartet wird vorangehend einmalig für die stationären Arbeitspunkte berechnet und für die Berechnung der Reglerkoeffizienten für den oberen Teillastbereich und Volllastbereich zur Verfügung gestellt, welche ebenfalls vor Simulationsstart einmalig berechnet werden und hinterher als Array der Simulation übergeben und in entsprechende Lookup Tables gespeichert werden.

6.4 Oberer Teillastbereich

Laut Tabelle 6.1 ist für den oberen Teillastbereich ebenfalls eine Leistungsoptimierung notwendig, da die Windleistung P_W noch unterhalb oder gleich der Generatorenennleistung $P_{G,nenn}$ ist. Sofern die Rotordrehzahl n_R gleich der Generatorenndrehzahl $n_{G,nenn}$ ist, ist es nicht mehr möglich diese an die Windgeschwindigkeit anzupassen. Dadurch ergibt sich ein schlechtes Anströmverhältnis was einen nicht optimalen Leistungsbeiwert c_P zur Folge hat. Es wird zwar nicht mehr das Leistungsmaximum aus der zur Verfügung stehenden Windleistung entnommen, dennoch wird eine Leistungssteigerung mit ansteigender Windgeschwindigkeit v_1 durch eine geeignete Regelung erzielt.

Für die Reglerauslegung des oberen Teillastbereiches wird eine algebraische Auslegung im Frequenzbereich durchgeführt. Zur Erfüllung der Hauptziele werden nun sogenannte

Reglerkoeffizienten aus den vorher berechneten Linearisierungskoeffizienten ermittelt, welche später eine Generatormomentsollwertvorgabe $M_{G,soll}$ für den Antriebsstrang darstellen. Zur Bestimmung der Reglerkoeffizienten wird ein Referenzmodell herangezogen, welches das zu erwartende Systemverhalten der Hauptziele des Reglers widerspiegelt. Dieses Referenzmodell wird anschließend mit dem physikalischen Modell, basierend auf den physikalischen Vorbetrachtungen der WEA, verglichen und überprüft, ob das gewünschte und resultierende Modell das gleiche Systemverhalten aufweist. Dieses Verfahren ist für das Führungs- und Störverhalten anzuwenden, wobei für den weiteren Verlauf der Arbeit sich auf das Störverhalten des Systems fokussiert wird. Auf Grundlage dessen, wird mittels Koeffizientenvergleich die Reglerkoeffizienten algebraisch berechnet. Auf die Herleitungen soll nicht weiter eingegangen werden. Damit ergibt sich für die Berechnung der Reglerkoeffizienten im oberen Teillastbereich folgende Gleichungen:

$$k_{P,W,II} = \frac{3 \cdot J}{T_{Aus} \cdot i_G} \quad (6.11)$$

$$k_{I,W,II} = \frac{3 \cdot k_{\omega R,II,i}}{T_{Aus} \cdot i_G} \quad (6.12)$$

In Matlab werden nun die Reglerkoeffizienten einmalig für jeden Arbeitspunkt im oberen Teillastbereich berechnet und der Simulation als Lookup-Table übergeben. Da es sich hierbei um einen Delta-Regler handelt, muss die Differenz aus Soll-Drehzahl und Ist-Drehzahl mit den Reglerkoeffizienten verrechnet werden. Die Auswahl der richtigen Reglerkoeffizienten im Lookup-Table wird durch das entsprechende Generatormoment M_G im jeweiligen Arbeitspunkt bestimmt. Der Regelkreis für den oberen Teillastbereich ist grundlegend der Abbildung 6.3 zu entnehmen.

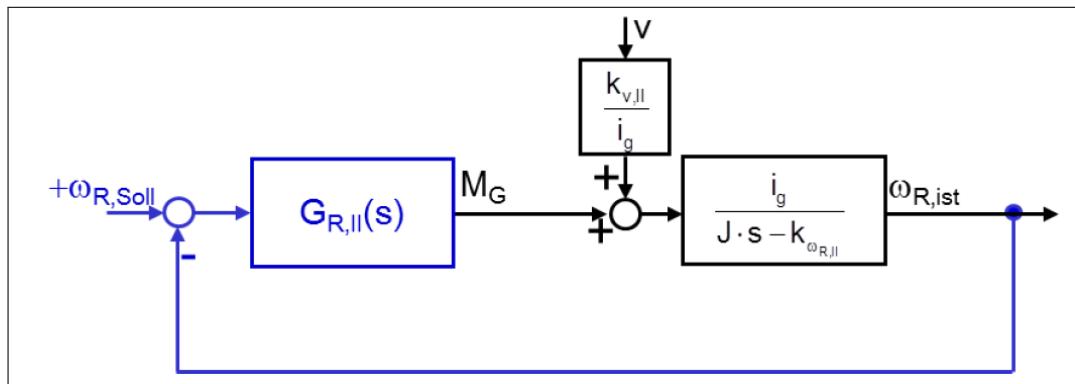


Abb. 6.3: Regelkreis - oberer Teillastbereich mit der Führungsübertragungsfunktion $G_{R,II}(s)$ [3]

6.5 Vollastbereich

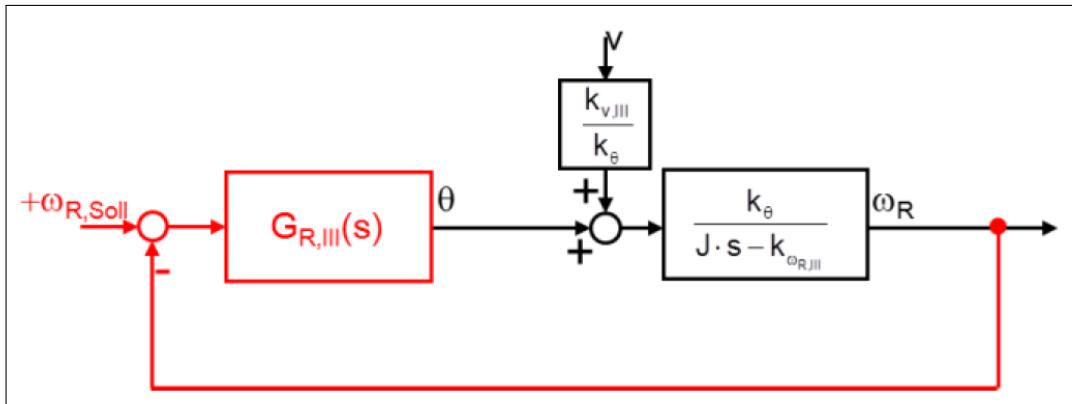
Laut Tabelle 6.1 ist für den Vollastbereich eine Leistungsbegrenzung vorzusehen, da nun die Windleistung P_W oberhalb der Generatorenennleistung $P_{G,nenn}$ liegt. Durch das Pitchen der Blätter wird bewusst das Anströmverhältnis verschlechtert, denn das Betreiben der WEA darf nicht weit über Nenndrehzahl erfolgen. Dies führt zur Beschädigung oder gar Zerstörung der WEA. Das Pitchen ermöglicht jedoch bei ansteigender Windleistung ($P_W > P_{G,nenn}$) weiterhin eine konstante Generatorenennleistung $P_{G,nenn}$ zu erzielen. Der Pitchwinkel θ spielt nun für die Reglerauslegung eine entscheidene Rolle.

Das Vorgehen zur Bestimmung der Reglerkoeffizienten ist gleich dem Vorgehen aus dem oberen Teillastbereich. Das Verfahren ist hier ebenfalls auf das Führungs- und Störverhalten anzuwenden, jedoch wird beim Vollastbereich lediglich das Störverhalten betrachtet. Die folgenden Gleichungen zeigen die Berechnungen der entsprechenden Reglerkoeffizienten. Der Unterschied hier ist, dass der P- und I-Anteil des Reglers von k_θ abhängig ist. Im Vollastbereich gilt es den Pitchwinkel so zu regeln, dass das Generatormoment $M_G = \text{const.}$ bleibt.

$$k_{P,W,III} = \frac{3 \cdot J}{T_{Aus} \cdot k_\theta} \quad (6.13)$$

$$k_{I,W,III} = \frac{3 \cdot k_{\omega R, III,i}}{T_{Aus} \cdot k_\theta} \quad (6.14)$$

Auch hier werden die Reglerkoeffizienten einmalig für jeden stationären Arbeitspunkt berechnet und der Simulation als Lookup-Table übergeben. Die Funktionsweise und Vorgehensweise ist dabei die Gleiche, wie beim oberen Teillastbereich, wobei die Auswahl der Reglerkoeffizienten anhand des einzustellenden Pitchwinkels erfolgt. Die Abbildung 6.4 zeigt den grundlegenden Aufbau des Regelkreises für den Vollastbereich.

Abb. 6.4: Regelkreis - Vollastbereich mit der Führungsübertragungsfunktion $G_{R,III}(s)$ [3]

6.6 Zustandsautomat

Wie bereits in Unterabschnitt 6.1 erläutert wurde, wird die Windenergieanlage in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit v_1 bzw. der Rotorwinkelgeschwindigkeit ω_R in verschiedenen Lastbereichen mit ihren eigenen Regelzielen geregelt. Der Betrieb und damit auch die Regelung der Gesamtanlage bedarf folglich der Integration der in den vorangegangenen Unterabschnitten entworfenen Regler in eine Gesamtstruktur. Abbildung 6.5 zeigt auf der linken Seite die Steuereinheit des unteren Teillastbereiches sowie die PI-Regler für den oberen und den Volllastbereich. Da insbesondere die Regler nur für ihren jeweiligen Arbeitsbereich ausgelegt sind, ist es erforderlich deren Integratoren zurückzusetzen, wenn ein Lastbereich verlassen wird. Ebenfalls bedarf es einer Implementierung einer Sicherheitsabschaltung bei zu großen Windgeschwindigkeiten. Beide Aufgaben werden von einem Zustandsautomaten erfüllt, welcher in Simulink als Function-Block über die Nutzung einer Switch-Case-Anweisung implementiert wurde. Besagter Zustandsautomat ist in Abbildung 6.5 auf der rechten Seite zu erkennen. Der Zustandsautomat erhält die Regelgrößen M_G für die beiden Teillastbereiche und θ für den Vollastbereich, sowie die Ist-Winkelgeschwindigkeit des Rotors $\omega_{R,ist}$ und die aktuelle Windgeschwindigkeit v_1 . Von dem Zustandsautomaten werden die Sollwerte für M_G bzw. θ und die Rücksetzbedingungen der beiden Integratoren in den PI-Reglern ausgegeben.

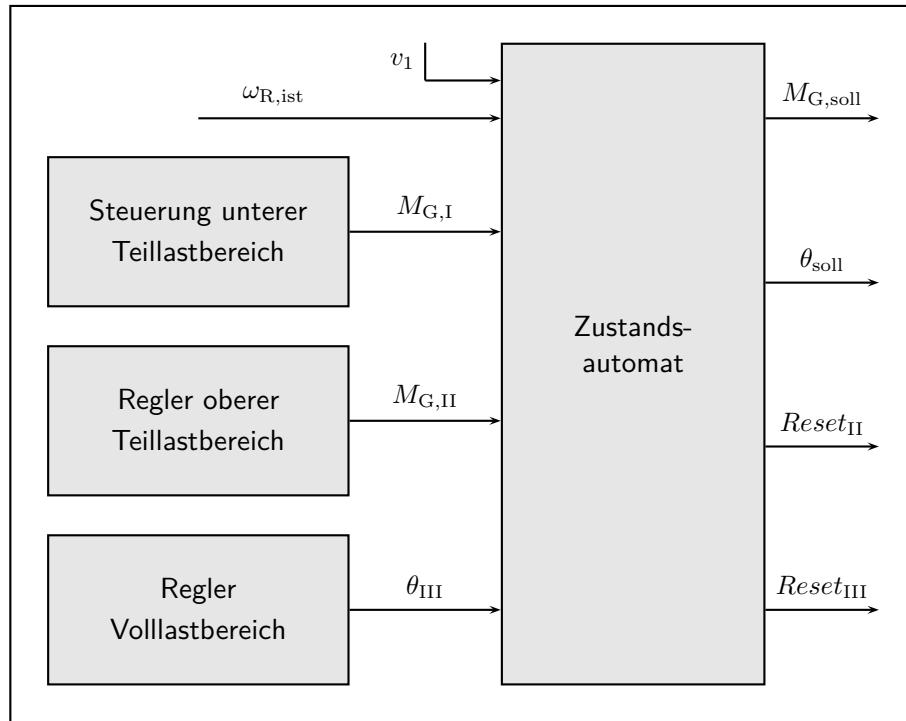


Abb. 6.5: Blockdarstellung der Regeleinheit der Windenergieanlage inklusive des Zustandsautomaten und der Regler für die drei Lastbereiche

Abbildung 6.6 zeigt das Zustandsdiagramm, welches in Simulink umgesetzt wurde. Gut im mittleren Bereich der Abbildung zu erkennen, sind die von $\omega_{R,ist}$ abhängigen Übergangsbedingungen zwischen den Lastbereichen. Von entscheidender Relevanz für die Verhinderung der Zerstörung der WEA ist die Abschaltbedingung bei zu großen Winden ($v_1 > v_{1,krit} = 25 \frac{m}{s}$), welche in jedem Zustand berücksichtigt wird.

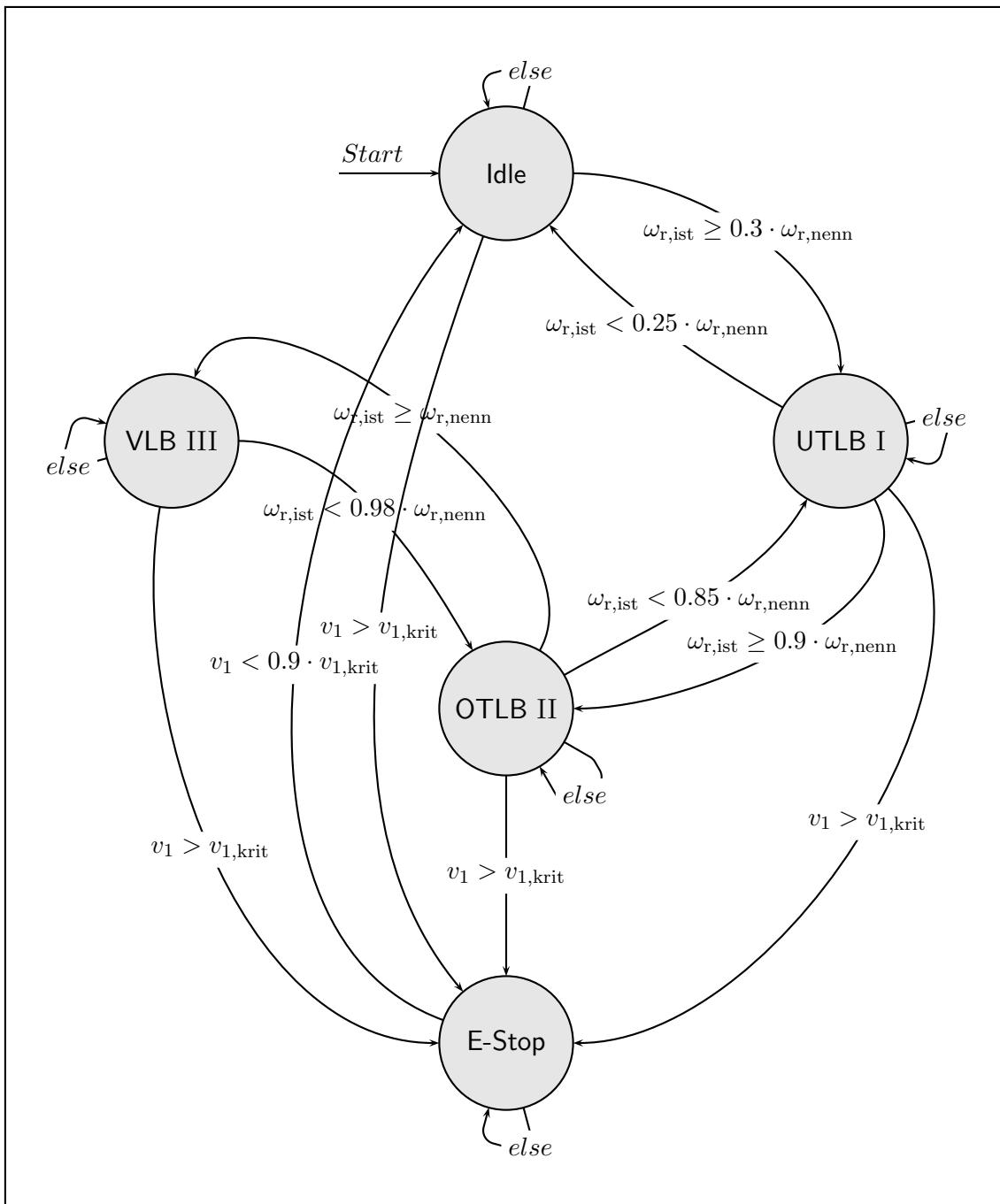


Abb. 6.6: Statemachine-Abbildung zur Darstellung der Lastbereiche und den jeweiligen Übergangsbedingungen

6.7 Reglervalidierung

Ziel dieses Unterabschnittes ist die Verifikation der erfolgreichen Umsetzung der Regelziele, die Funktionstüchtigkeit der Regler in Bezug auf die zuvor entwickelten TeilmODELLE der Anlage und die Prüfung der Einhaltung der definierten Grenzen (Constraints) des Systems. Letztere können in Abschnitt 1 nachgelesen werden.

Die Validierung der Regelung gliedert sich grundsätzlich in die Bereiche „4.7.1: Darstellung der Simulationsergebnisse“, „4.7.2: Validierung der Regelziele“ und „4.7.3: Prüfung der Einhaltung der Constraints“. Zunächst sollen generelle Zusammenhänge grafisch dargestellt und diskutiert werden. Daran anschließend wird geprüft, inwiefern sich die Ergebnisse mit den beschriebenen Regelzielen decken. Abschließend werden insbesondere die nicht eingehaltenen Grenzen des Systems auf ihre Ursache diskutiert. Im Ausblick (Abschnitt 7) werden mögliche Lösungsansätze für ermittelte Probleme kurz dargestellt.

6.7.1 Darstellung der Simulationsergebnisse

Das Modell der WEA inklusive der Steuerung/Regelung dieser wird gegen verschiedene Winde als Störgröße getestet. Auf die Prüfung des Führungsverhaltens wird an dieser Stelle verzichtet, da der Einfluss des Windes als Störgröße von größerer Bedeutung ist. Getestet werden soll das entwickelte System gegen:

1. Winde mit konstanten Windgeschwindigkeiten
2. Einzelne (IEC) Windböen
3. Turbulente Winde
4. Windgeschwindigkeitsstufen

Dabei werden verschiedene Windgeschwindigkeiten beispielhaft simuliert. Begonnen werden soll mit dem Test des Modells gegen konstante Windgeschwindigkeiten. Windgeschwindigkeiten wurden hier so ausgewählt, dass die einzelnen Lastbereiche (Arbeitsbereiche) gut dargestellt werden können und Übergangsbedingungen klar zu erkennen sind.

Abbildung 6.7 zeigt die Simulationsergebnisse für eine konstante Windgeschwindigkeit von $8 \frac{\text{m}}{\text{s}}$. In der oberen Abbildungshälfte dargestellt, werden die generatorseitige Winkelgeschwindigkeit und die Generatorleistung. An der Winkelgeschwindigkeit ist gut zu erkennen, dass durch die anliegende Windgeschwindigkeit der Rotor und damit auch der Generator beschleunigen, bis ca. zum Zeitpunkt 90 s bei gegebenem Wind eine stationäre Geschwindigkeit erreicht wird. Die Winkelgeschwindigkeit stagniert bei rund einer Umdrehung pro Sekunde bzw. $90 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$. Die Leistungskurve des Generators hat einen sehr ähnlichen Verlauf. Jedoch ist

ein wesentlicher Unterschied im Bereich von 0 s bis 58 s zu erkennen. Erst ab 30% der Nenn-drehzahl des Rotors (vgl. Abbildung 6.6 Zustand UTLB I) setzt der untere Teillastbereich ein und damit auch die Ausgabe einer Leistung. Vorher befindet sich die Windenergieanlage noch im Leerlauf.

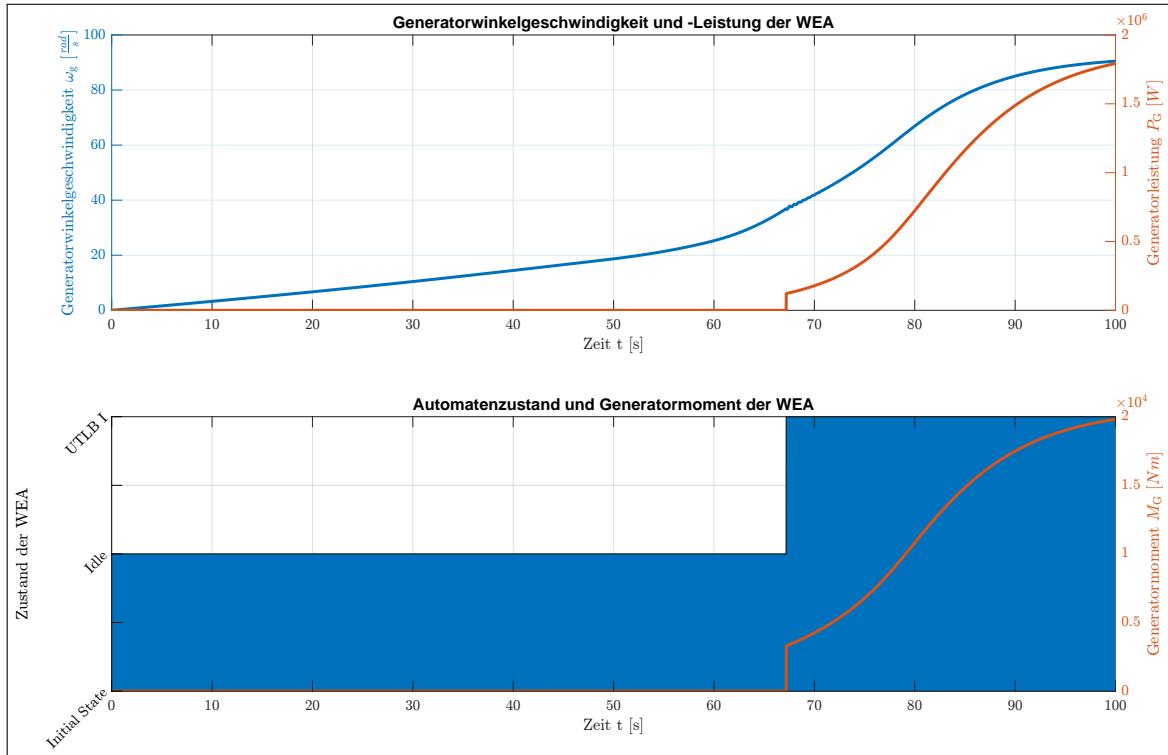


Abb. 6.7: Simulationsergebnisse bei einem eingeprägten konstanten Wind von $9 \frac{m}{s}$

In der unteren Hälfte von Abbildung 6.7 zu erkennen ist der Zustand bzw. der Arbeitsbereich der Anlage sowie das generatorseitige Drehmoment. Da mit $9 \frac{m}{s}$ noch keine ausreichend hohe Rotordrehzahl erreicht wird, springt der Zustand lediglich vom Idle-Zustand in den unteren Teillastbereich. Ab dem Einsetzen des unteren Teillastbereiches liegt ein Moment am Generator an, welches aus dem rotorseitigen Moment resultiert. Auch das Moment steigt in einem ähnlichen Verlauf wie die Drehzahl an, bis zu dem Punkt, wo dem Wind die maximal mögliche Windleistung entnommen wird.

In Abbildung 6.8 ist ein sehr ähnlicher Verlauf zu erkennen. In diesem Fall wurde mit einer Windgeschwindigkeit v_1 von $10.7 \frac{m}{s}$ simuliert. In der oberen Hälfte ist die Generatorleistung (P_G) und die Rotorwinkelgeschwindigkeit (\sim Rotordrehzahl) ω_G erneut dargestellt. Die Leistung steigt nun bis knapp unter die Nennleistung an. Gleicher gilt auch für die Drehzahl. Die

Leistung und das Generatordrehmoment setzen wie bereits zuvor bei 30% der Nenndrehzahl ein.

Insbesondere ist in der unteren Hälfte der Abbildung die Einteilung der Kurven in die Last- bzw. Arbeitsbereiche ersichtlich. Bei ca. 69 s wird aufgrund des Erreichens von 90% der Nenndrehzahl in den oberen Teillastbereich umgeschaltet. Die Umschaltbedingung geht aus Abbildung 6.6 Zustand OTLB II hervor.

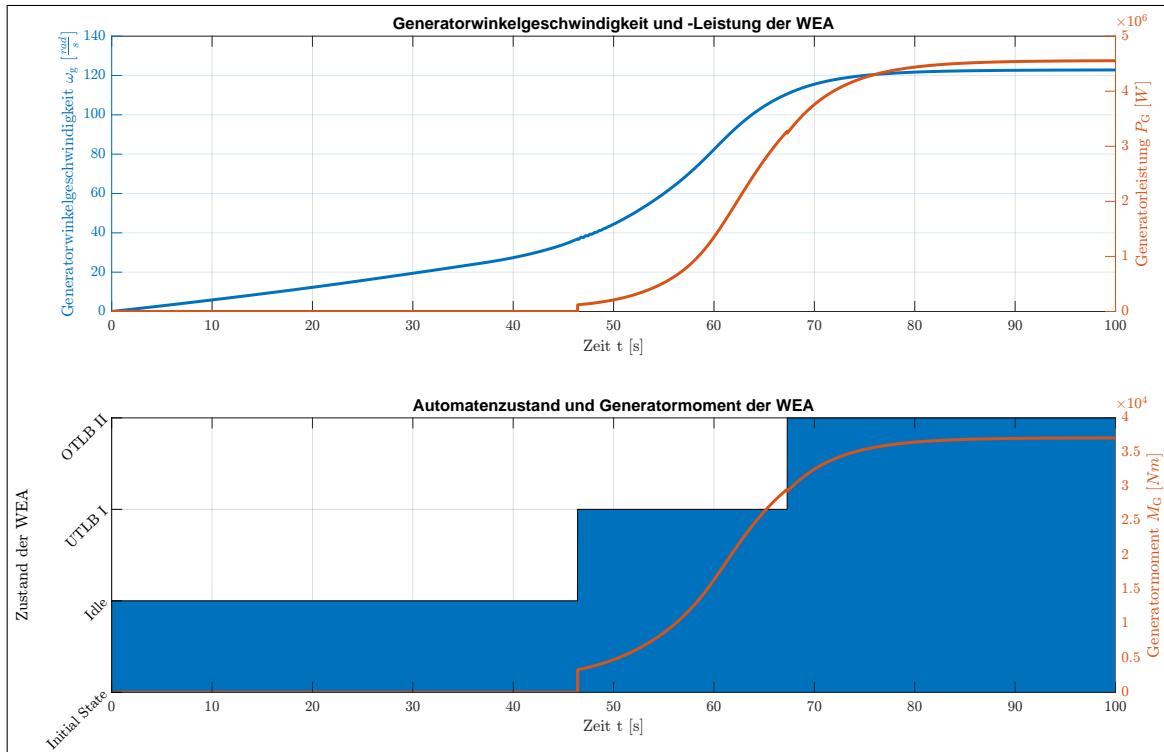


Abb. 6.8: Simulationsergebnisse bei einem eingeprägten konstanten Wind von $10.7 \frac{m}{s}$

Das letzte Diagramm aus der Reihe der konstanten Winde (Abbildung 6.9) bildet die Kurvenverläufe für einen Wind mit der Geschwindigkeit $14 \frac{m}{s}$ ab. Da der Wind nun stark genug ist, den Rotor bis zur Nenndrehzahl (und theoretisch auch darüber hinaus) zu beschleunigen, schaltet die Steuerung bis in den Volllastbereich hoch. Um die Nenngrößen für Drehzahl und Moment (~Leistung) konstant zu halten, müssen die Rotorblätter gepitched werden. Somit wurde ein weiterer Bereich in der Abbildung hinzugefügt, in welchem der Pitchwinkel (θ) dargestellt wird.

Wenn man nun zunächst den oberen Teil der Grafik betrachtet, fällt auf, dass sowohl die Leistung als auch die Drehzahl leicht überschwingen, bevor sie auf dem Nennwert zurückfallen und nachfolgend konstant verlaufen. Grund dafür geht aus dem unteren Teil der Abbildung

hervor. Der Pitchwinkel benötigt eine gewisse Zeit, bevor er seinen Sollwert erreicht hat. In dieser Zeit kommt es zu einer Überhöhung der Drehzahl und des Drehmoments auf der Rotorseite, welche wiederum auf die Generatorseite übertragen wird.

In der Mitte der Abbildung können erneut der aktuelle Arbeitsbereich und das Generatormoment abgelesen werden. Auch hier zeigt sich, dass bei ca. 51 s in den Vollastbereich umgeschaltet wird. Getriggert wird der Lastbereich durch das Erreichen der Nenndrehzahl (vgl. Abbildung 6.6 Zustand VLB III). Beim Generatormoment ist nun ebenfalls ein Unterschied zu den Teillastbereichen zu erkennen. Sobald die Nenndrehzahl erreicht wird, knickt das Moment sofort ab und verweilt konstant bei Nennmoment.

Der Pitchwinkel im unteren Bereich der Abbildung verweilt zunächst bis zum Umschalten in den Vollastbereich bei 0° . Erst dann steigt dieser mit $8 \frac{^\circ}{s}$ bis zum benötigten Pitchwinkel für die anliegende Windgeschwindigkeit an.

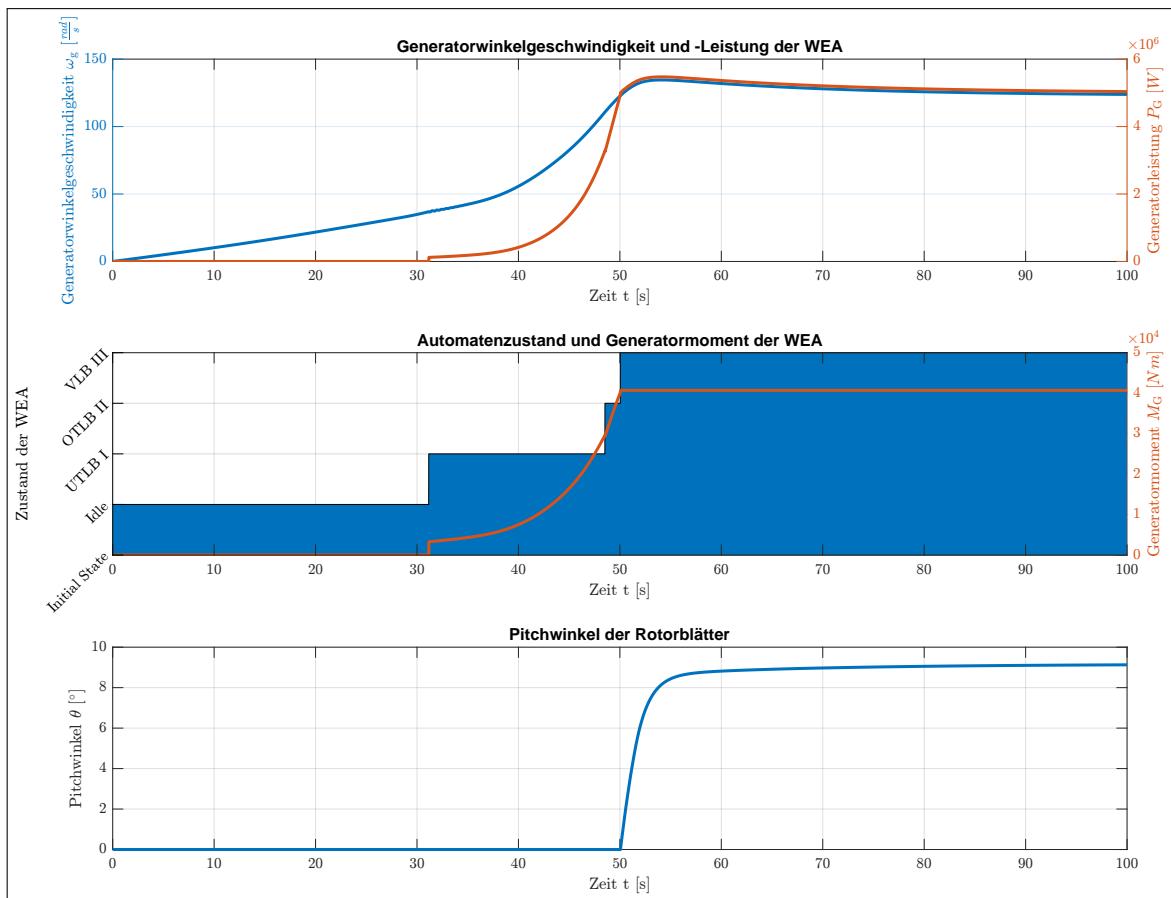


Abb. 6.9: Simulationsergebnisse bei einem eingeprägten konstanten Wind von $14 \frac{m}{s}$

Abbildung 6.10 zeigt einen Vergleich mehrerer Windgeschwindigkeiten in einem Diagramm. Dargestellt werden die Generatorwinkelgeschwindigkeit ω_G , die Generatorleistung P_G und der Pitchwinkel θ . Auf der linken Seite der Diagramme ist jeweils eine Legende mit den Windgeschwindigkeiten, bei welchen ein Kurvenverlauf entstanden ist.

Zunächst wird die Generatorwinkelgeschwindigkeit betrachtet. Es fällt auf, dass alle Kurven zwei Biegestellen besitzen. Bei der ersten vergrößert sich die Steigung und bei der zweiten sinkt sie. Je größer die eingeprägte Windgeschwindigkeit ist, desto schneller werden die beiden Stufen erreicht.

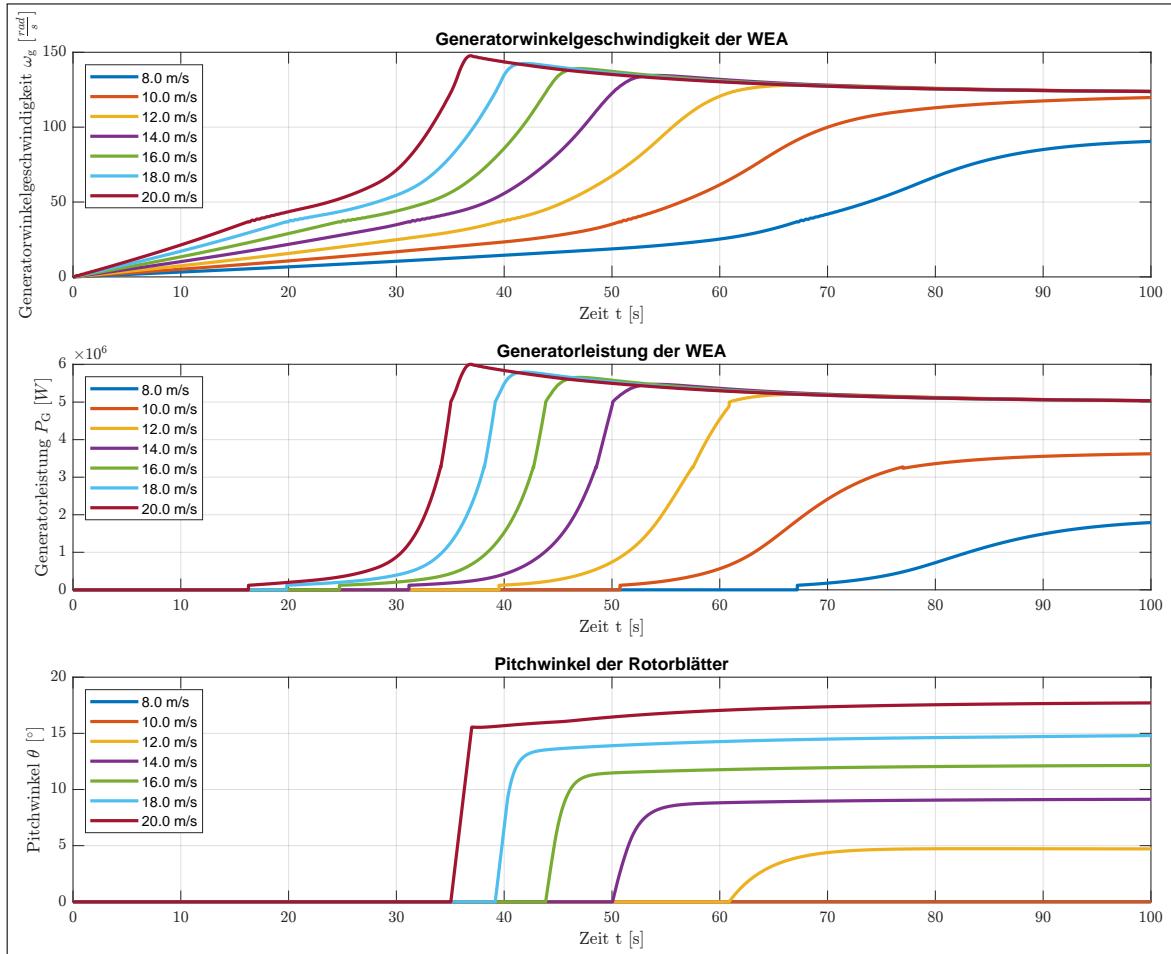


Abb. 6.10: Vergleich der Simulationsergebnisse bei verschiedenen konstanten Windgeschwindigkeiten zwischen $8 \frac{m}{s}$ bis $20 \frac{m}{s}$

Es fällt weiterhin auf, dass bei $v_1 = 8 \frac{m}{s}$ nicht die Nenndrehzahl als Endwert erreicht wird. Grund dafür ist, dass bei dieser recht kleinen Windgeschwindigkeit der obere Teillastbereich

nicht erreicht wird und somit die Drehzahl nicht auf die Nenndrehzahl geregelt wird. Ebenfalls zu erkennen ist, dass je stärker der Wind ist, desto größer das Überschwingen der Drehzahl ist. Dies ist zu begründen über die Größe des benötigten Pitchwinkels, um die Drehzahl konstant zu halten. Umso größer der benötigte Pitchwinkel, desto größer das Überschwingen. Nach Abschluss des Ausgleichsvorgangs wird jedoch für alle Windgeschwindigkeiten, die Drehzahlen für mindestens den oberen Teillastbereich erreichen, die Generatordrehzahl gleich der Nenndrehzahl.

Auch im mittleren Bereich der Abbildung sind gleiche Zusammenhänge für die Generatorleistung zu erkennen. Wesentlicher Unterschied zu der Drehzahldarstellung ist, dass erst ab dem Erreichen des unteren Teillastbereiches eine Leistung ausgegeben wird. Der Zeitpunkt dafür wird bei steigender Windgeschwindigkeit immer früher erreicht. Die Nennleistung kann bei allen Winden bis auf $v_1 = 8 \frac{m}{s}$ und $v_1 = 10 \frac{m}{s}$ hergestellt werden. Die beiden erwähnten Windgeschwindigkeiten reichen nicht aus, um eine ausreichend große Drehzahl für den Volllastbereich zu generieren. Erst im Volllastbereich wird auf die Nennleistung geregelt. Im untersten Abschnitt der Grafik wird der Pitchwinkel gezeigt. Da das Pitchen erst ab dem Volllastbereich einsetzt, bleiben die Pitchwinkel für $v_1 = 8 \frac{m}{s}$ und $v_1 = 10 \frac{m}{s}$ dauerhaft bei 0° . Das Eintreten des Volllastbereiches bestimmt den Zeitpunkt des Pitch-Beginns. Mit steigender Windgeschwindigkeit verringert sich die Zeit bis zum Beginn der Pitch-Regelung.

Als nächster Windtyp werden Windböen getestet. Es tritt genau eine Böe bei einer ansonsten konstanten Windgeschwindigkeit auf. Es soll gezeigt werden, welchen Einfluss eine einzelne starke Änderung des Windes auf die Regelung hat. Es werden an dieser Stelle zwei unterschiedlich große Böen auf das Modell eingeprägt.

Abbildung 6.11 zeigt zunächst die Simulationsergebnisse für einen Wind mit $v_1 = 8 \frac{m}{s}$ mit einer Böenamplitude von ca. $11.5 \frac{m}{s}$. Im Vergleich zu Abbildung 6.7 sind kaum Unterschiede zu erkennen, was als positiv zu bewerten ist. Lediglich der Zeitpunkt des Eintritts des unteren Teillastbereiches wird um ein bis zwei Sekunden verringert und die Endwerte für Generatorleistung, -winkelgeschwindigkeit und -moment werden minimal größer.

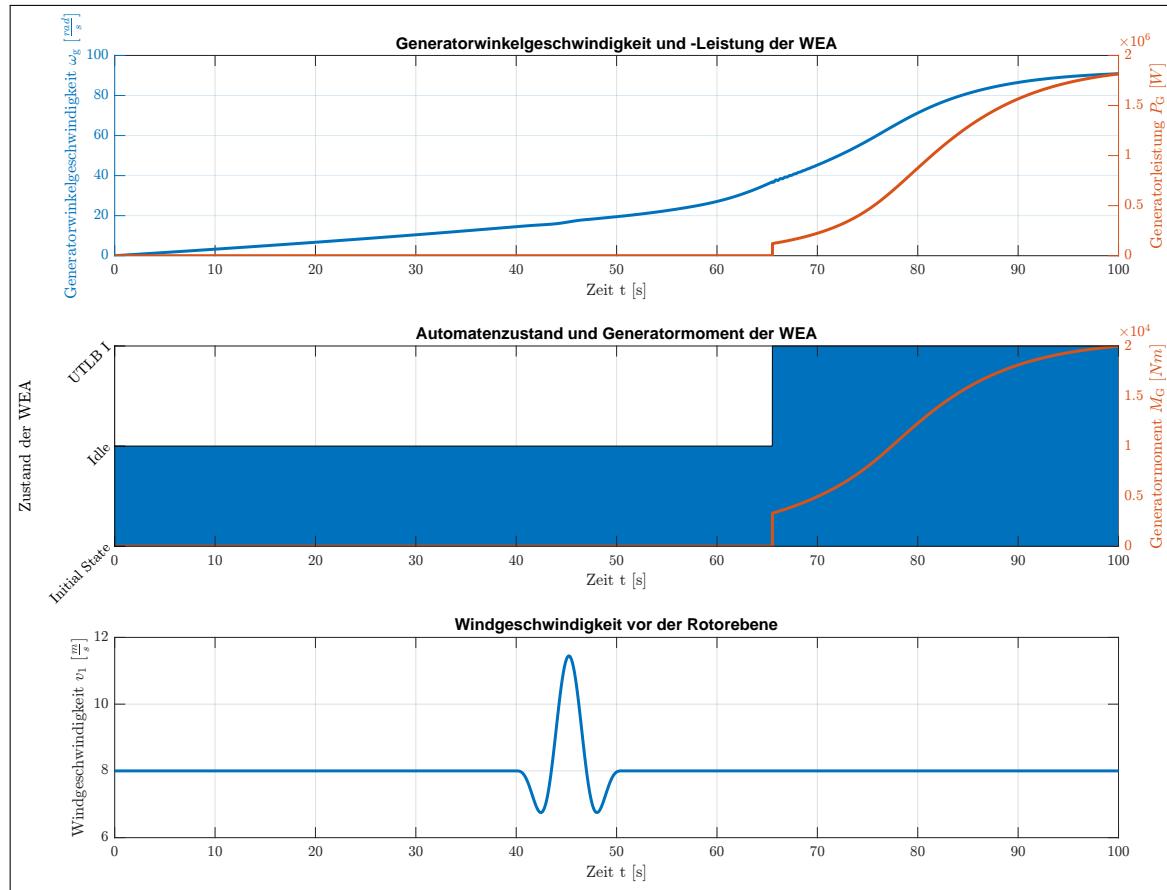


Abb. 6.11: Simulationsergebnisse für einen konstanten Wind mit $v_1 = 8 \frac{m}{s}$ und einer Windböe mit einer Amplitude bei $11.5 \frac{m}{s}$

Bei Abbildung 6.12 ist im Gegensatz zur vorangegangenen Grafik kein Unterschied in den stationären Endwerten im Vergleich zu Abbildung 6.9 zu erkennen. Zu begründen ist dies durch den Regler des Vollastbereiches, der zum Ziel hat, das Moment und die Drehzahl konstant zu halten. Da das Auftreten der Böe im unteren und oberen Teillastbereich stattfindet, werden jedoch sowohl die Drehzahl, als auch das Moment und die Leistung beeinflusst. Durch den lokalen Anstieg der Windgeschwindigkeit beschleunigt der Rotor leicht, was zu einer Vergrößerung der Generatordrehzahl führt. Da die Drehzahl steigt, sinkt die Steigung des Momentes und der dazu proportionalen Leistung kurzzeitig ab.

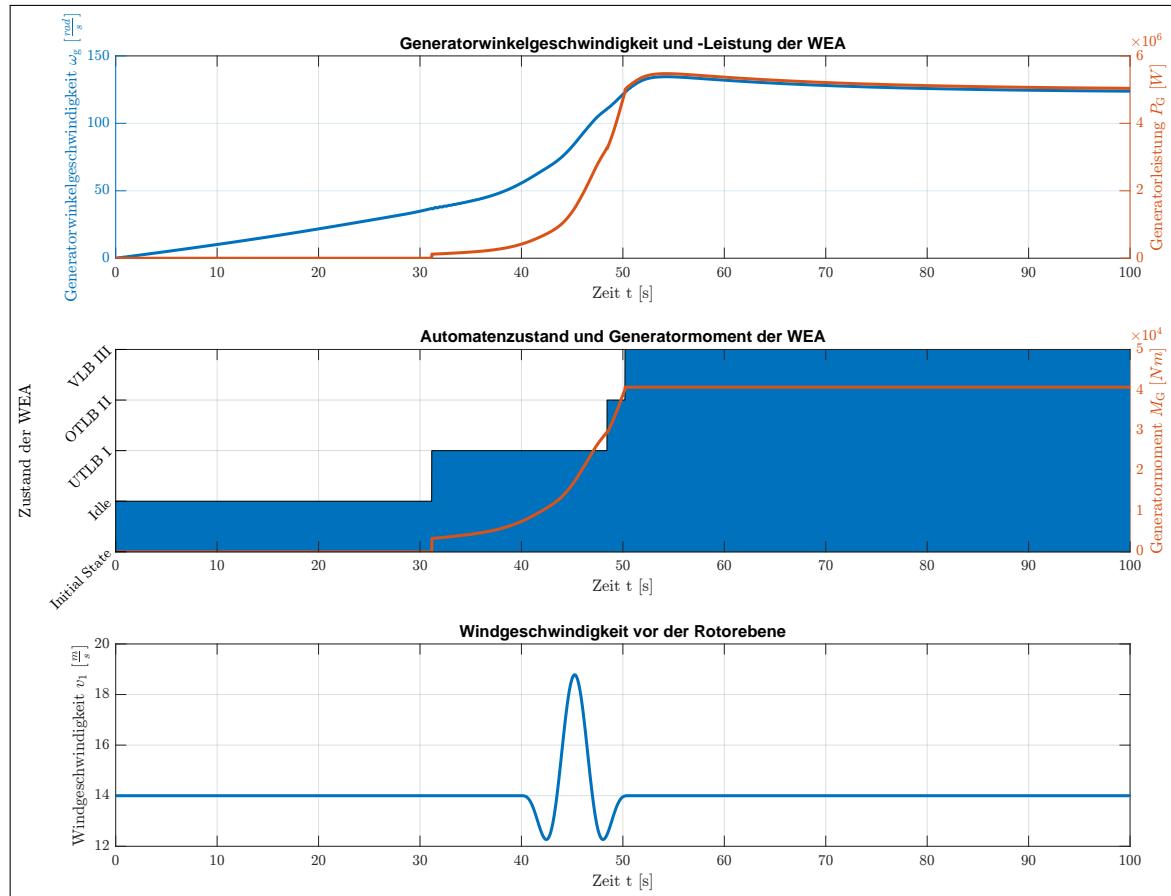


Abb. 6.12: Simulationsergebnisse für einen konstanten Wind mit $v_1 = 14 \frac{m}{s}$ und einer Windböe mit einer Amplitude bei $19 \frac{m}{s}$

Im Folgenden soll das WEA-Modell inklusive der Regelstruktur gegen turbulente Winde getestet werden. Die getesteten Windreihen kommen realen Winden sehr nah. Somit kann über die Bewertung der nachfolgenden drei Abbildungen eine Aussage über die Anwendbarkeit der entworfenen Regler in der Realität getroffen werden. Interessant bei der Untersuchung ist vor allem das Verhalten bei dem Überschreiten der kritischen Windgeschwindigkeit $v_{1,\text{krit}}$. Ebenfalls validiert werden soll die Fähigkeit des Pitchreglers, das Generatormoment und die Generatordrehzahl im Vollastbereich möglichst konstant zu halten.

Abbildung 6.13 zeigt die Simulationsergebnisse bei einer Belastung des Modells mit einem turbulenten Wind mit $v_1 = 8 \frac{m}{s}$ im Mittel. Im Vergleich zu der Abbildung bei konstantem Wind (Abbildung 6.7) fallen nur im hinteren Bereich ab ca. 85 s signifikante Unterschiede in den Kurvenverläufen auf. Zunächst beschleunigt der Antriebsstrang, bis die maximale Drehzahl und das maximale Drehmoment bei gegebenem Wind erreicht sind. Durch die

turbulenten Schwankungen im Wind und der Leistungsoptimierung im unteren Teillastbereich (vgl. Tabelle 6.1) schwanken die Drehzahl, das Moment und die Leistung des Rotors proportional zum Wind mit.

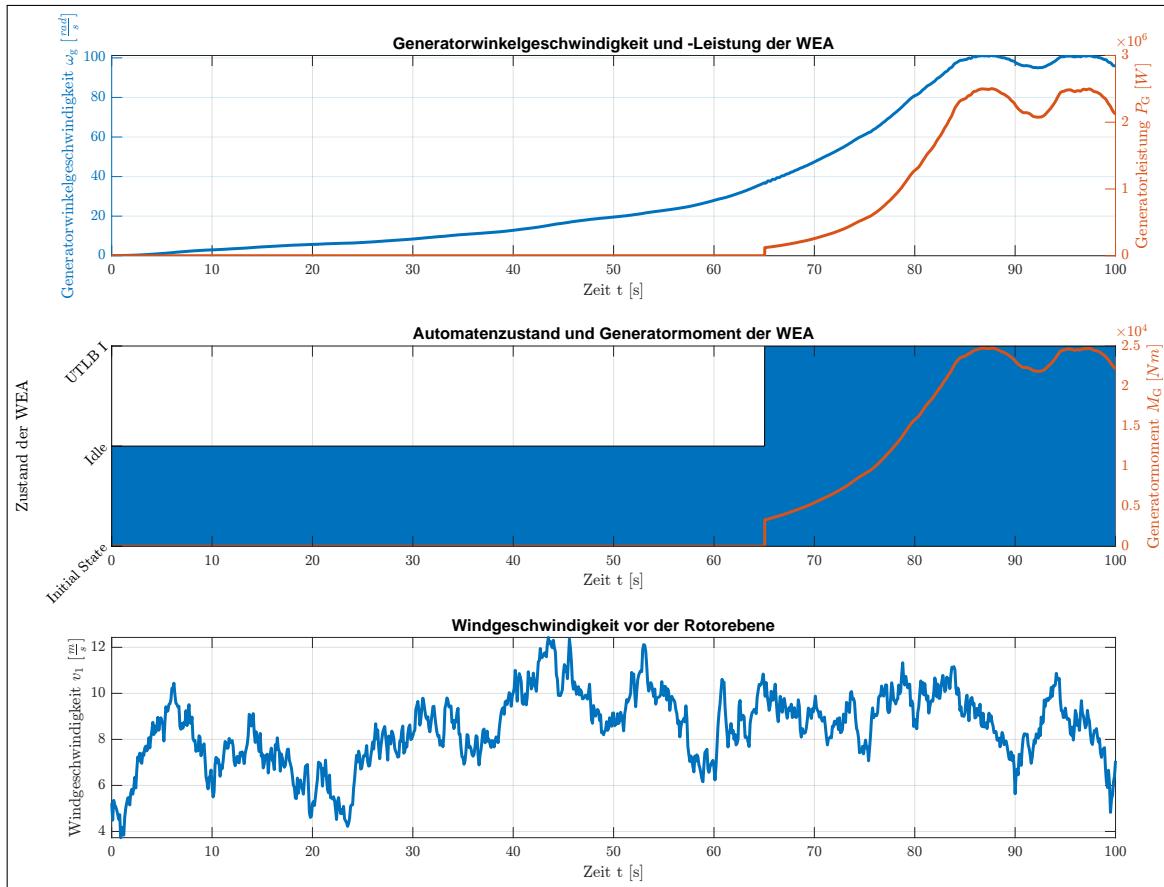


Abb. 6.13: Simulationsergebnisse bei turbulenten Winden mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von $8 \frac{m}{s}$

In Abbildung 6.14 ist ein ausreichend starker Wind dargestellt, so dass der Vollastbereich der Anlage erreicht wird. Gut zu erkennen ist im oberen Bereich der Abbildung, dass nach Abklingen des Überschwingens im Vollastbereich die Leistung und die Drehzahl annähernd konstant im Nennwert gehalten werden. Somit ist festzustellen, dass die Regelung des Pitchwinkels funktional ist. Besonders gut ist dies im untersten Teil der Grafik zu erkennen. Es fällt auf, dass der Pitchwinkel proportional zur Windgeschwindigkeit Änderungen erfährt. Lediglich ein kleines Delay ist auszumachen, welches aufgrund der Stellgrößenbegrenzung des Pitchmotors auf maximal $8^\circ/s$ auftritt. Ebenfalls Grund dafür ist ein leicht dämpfendes

Verhalten des Pitchreglers, welches aus der Berechnung der Reglerkoeffizienten hervorgeht. Genau diese Eigenschaften sorgen dafür, dass die Generatorleistung und die Generatordrehzahl nicht exakt auf dem Nennwert verweilen.

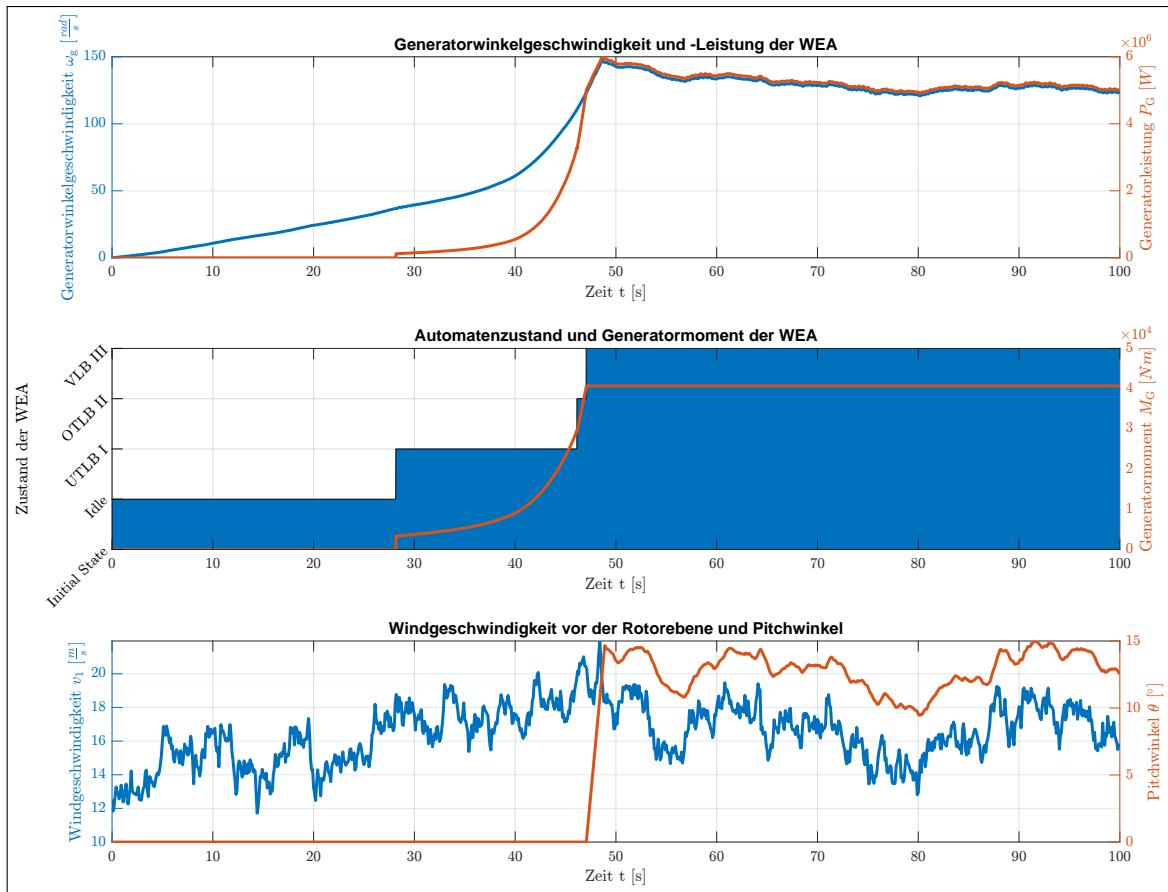


Abb. 6.14: Simulationsergebnisse bei turbulenten Winden mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von $16 \frac{\text{m}}{\text{s}}$

Bei Abbildung 6.15 soll das Verhalten der Anlage bei turbulenten Winden geprüft werden, welche die kritische Windgeschwindigkeit $v_{1,\text{krit}} = 25 \frac{\text{m}}{\text{s}}$ überschreiten. Die Kurvenverläufe in den ersten 75 s verhalten sich analog zu denen in Abbildung 6.14. Anschließend wird mehrmals kurzzeitig die maximale Schwelle überschritten, was gut am Verlauf des Windes im unteren Bereich von Abbildung 6.15 zu sehen ist. Im mittleren Teil der Grafik ist zu erkennen, dass die Anlage in den E-Stop-Zustand (Nothalt) umschaltet. Erst nach unterschreiten von 90% der kritischen Windgeschwindigkeit (vgl. Abbildung 6.6 Zustand E-Stop) geht die WEA wieder zurück in den Idle-Zustand und läuft nachfolgend wieder an. Da der Wind im Fall der

gezeigten Simulationsergebnisse nach kurzer Zeit wieder die kritische Windgeschwindigkeit überschreitet, geht die Anlage erneut in den Stop-Zustand. Das schnelle Wechseln der Zustände ist möglicherweise als nicht optimal anzusehen und bedarf einer Optimierung. Einen Vorschlag dafür liefert der Abschnitt 7 Ausblick.

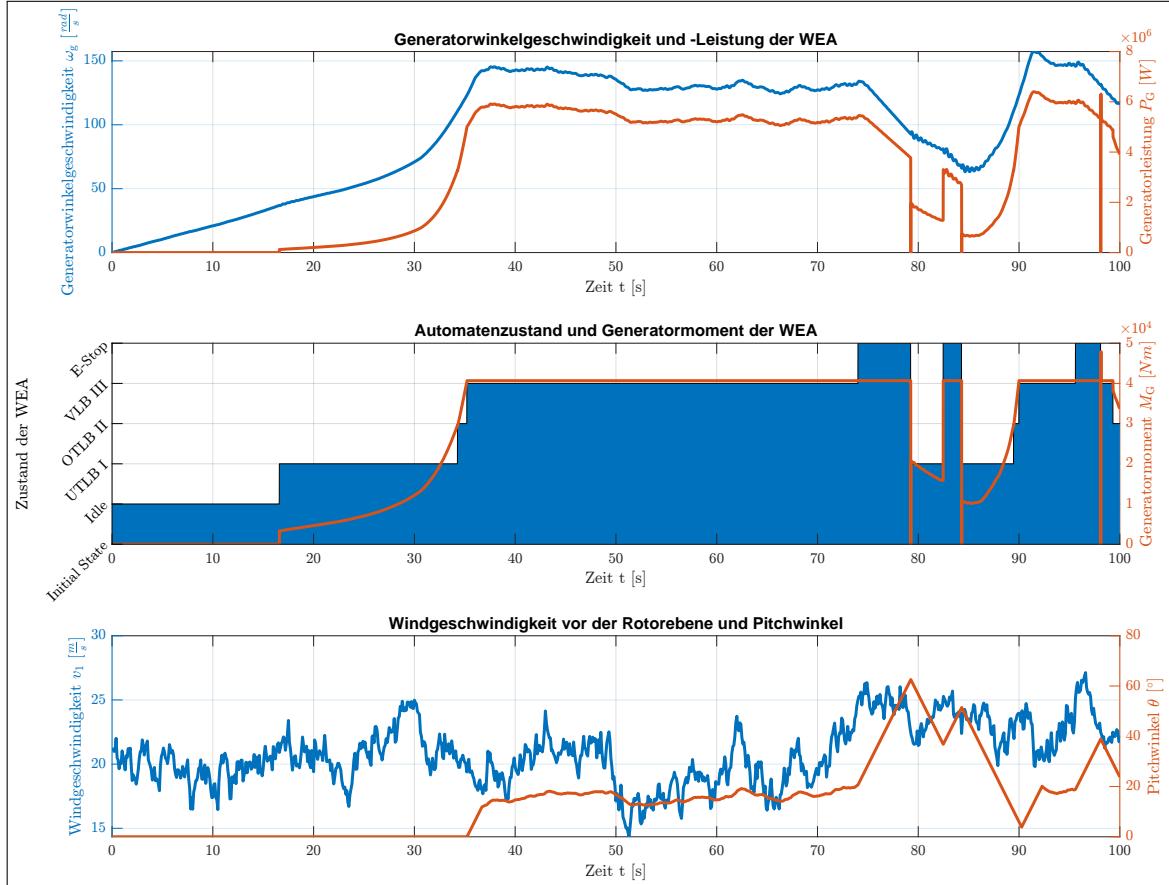


Abb. 6.15: Simulationsergebnisse bei turbulenten Winden mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von $20 \frac{\text{m}}{\text{s}}$

Zuletzt wird eine Analyse der Ergebnisse der Simulation von Modell und Reglern gegen einen stufenförmigen Wind vorgenommen. Ziel ist es insbesondere das transiente Verhalten der Regler zu untersuchen, welches als besonders kritisch bei der maximalen Belastung des Modells durch unendlich steile Flanken im Wind einzustufen sind. Weiterhin ist der Wind in seiner letzten Stufe so gewählt, dass die Anlage bei maximaler Auslastung durch einen Wind von $v_1 = 25 \frac{\text{m}}{\text{s}}$ betrieben wird.

Abbildung 6.16 zeigt die Ergebnisse der Simulation. Beim der Betrachtung des obersten

und untersten Bildausschnitts ist klar zu erkennen, dass der Sprung auf die maximale Windgeschwindigkeit für eine ruckartige Erhöhung der Beschleunigung des Rotors sorgt, was gut an der Generatorwinkelgeschwindigkeit auszumachen ist. Da die Windgeschwindigkeit und die Rotordrehzahl zu Beginn des Volllastbereiches sehr groß sind, kommt es auf Grund des initialen Pitchwinkels von 0° zu einer starken Vergrößerung der Schubkraft auf den Rotor (F_S). Diese wiederum sorgt für eine Überhöhung der Generatorleistung über den Nennwert hinaus. Somit steigt der Pitchwinkel mit seiner maximalen Winkelgeschwindigkeit an, bis der benötigte Winkel erreicht ist. Da die Schubkraft durch die Vergrößerung des Pitchwinkels schnell wieder abfällt und somit auch die Leistung wieder zurückfällt, nimmt auch der Pitchwinkel wieder ab, bis sich alle Kurven zum Ende der Abbildung in einen stationären Endwert einfinden.

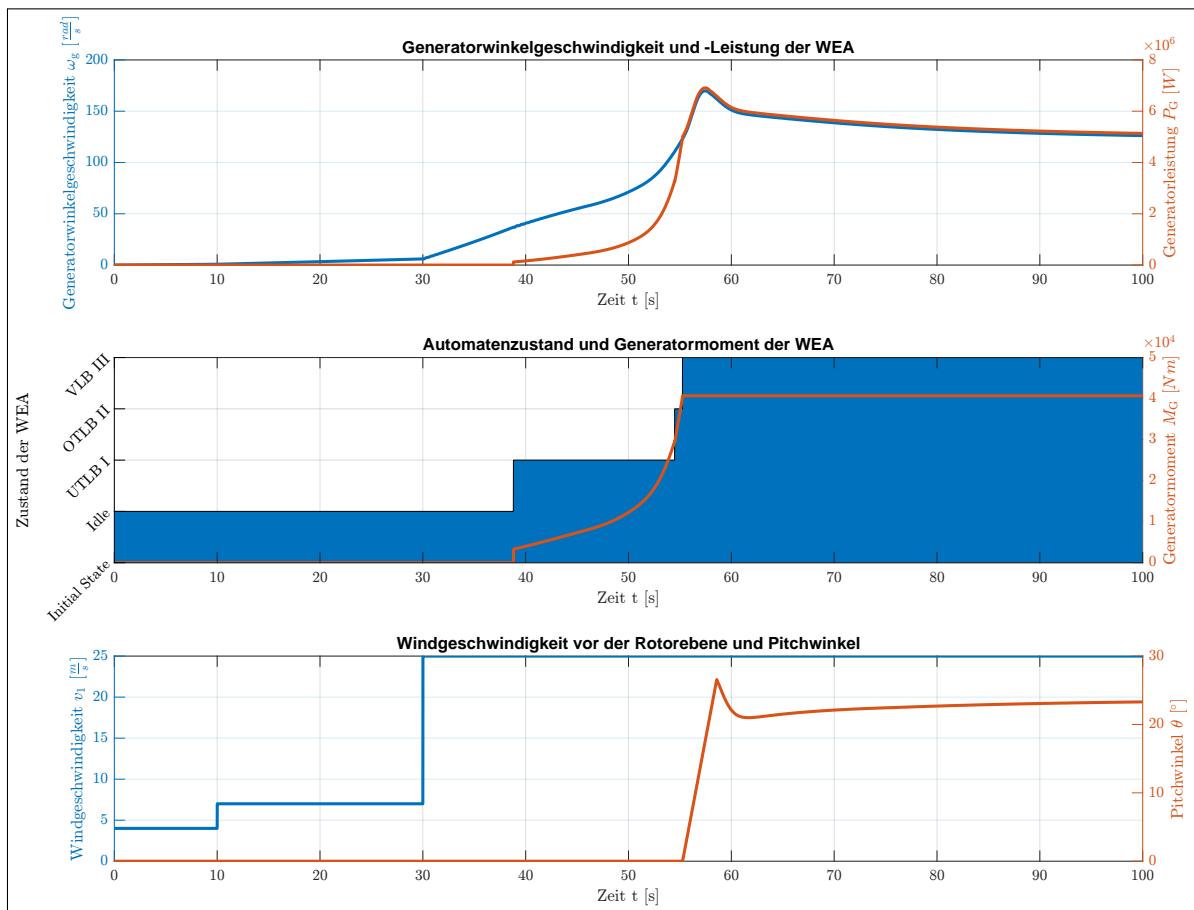


Abb. 6.16: Simulationsergebnisse für einen eingeprägten stufenförmigem Wind bei einer maximalen Windgeschwindigkeit von $25 \frac{\text{m}}{\text{s}}$

6.7.2 Validierung der Regelziele

Wie bereits in Unterabschnitt 6.1 postuliert wurde, ist die Regelung in drei Arbeitsbereiche eingeteilt worden. Im unteren und oberen Teillastbereich findet eine Leistungsoptimierung statt. Im Vollastbereich wird hingegen die Leistung begrenzt. Besagte Regelziele sollen an Abbildung 6.17 und Abbildung 6.18 aufgezeigt werden.

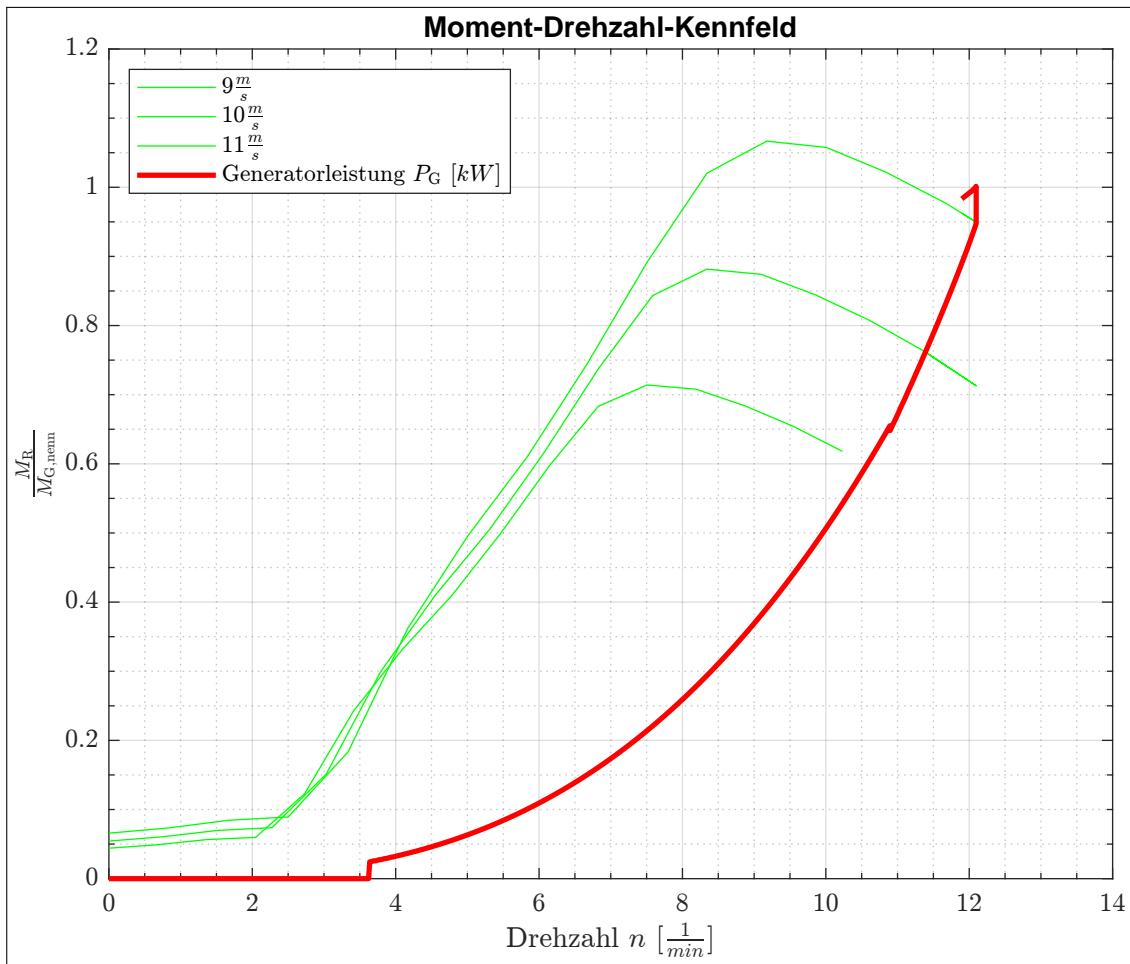


Abb. 6.17: Simulationsergebnisse für die Darstellung des Moment-Drehzahl-Kennfelds

Zunächst wird der untere Teillastbereich betrachtet. Ziel war es die Drehzahl optimal an die Windgeschwindigkeit anzupassen, so dass sich ein optimales Anströmverhältnis ergibt. Das heißt, dass mit ansteigender Windgeschwindigkeit v_1 stets das Leistungsmaximum aus der jeweiligen Windleistung entnommen wird (also $c_P = c_{P,\max}$). Abbildung 6.17 zeigt genau

diesen Zusammenhang an der Kurve der Generatorleistung P_G . Wird die minimale Drehzahl (30% der Nenndrehzahl) überschritten, steigt das Rotormoment mit steigender Drehzahl. Gut zu erkennen ist, dass ab 95% der Nennleistung die Nenndrehzahl erreicht ist. Nun befindet sich die WEA im oberen Teillastbereich und lediglich das Drehmoment kann bis zum Nennmoment ansteigen. Der Bereich des oberen Teillastbereiches ist gut an dem senkrechten Verlauf der Generatorleistung zu erkennen.

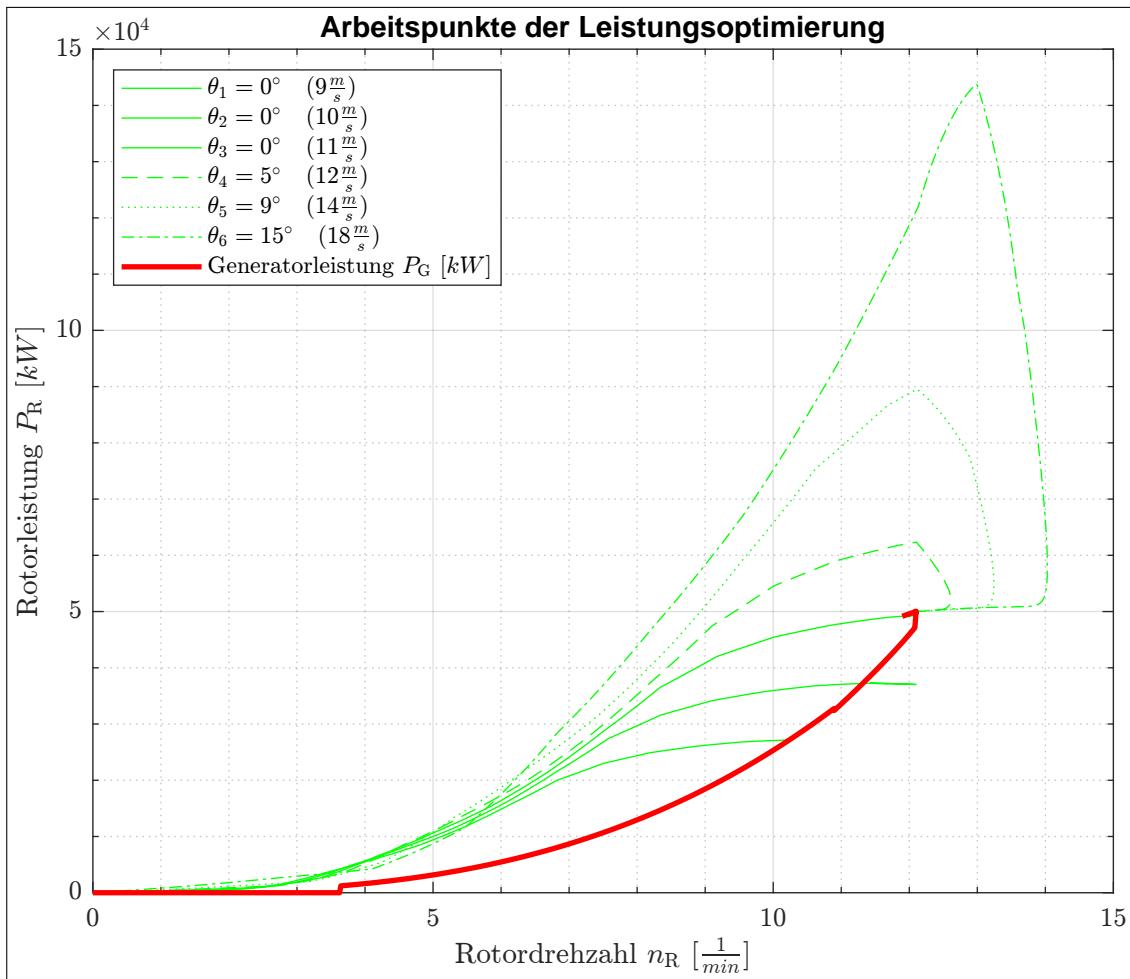


Abb. 6.18: Simulationsergebnisse für die Leistungsoptimierung zur Darstellung der Arbeitspunkte des Systems

Ist das Nennmoment erreicht, bleiben sowohl Drehzahl als auch Moment konstant auf den Nennwerten. Der sich anschließende Bereich ist der Volllastbereich. Aus Abbildung 6.18

geht hervor, dass bei größeren Winden nach erreichen der Nennwerte ein Pitchwinkel $> 0^\circ$ eingestellt wird. Der Pitchwinkel steigt mit steigender Windgeschwindigkeit. Folglich wird die Leistung begrenzt.

Ebenfalls aus Abbildung 6.18 abzulesen sind die Arbeitspunkte der Leistungsoptimierung. Es können die Verläufe aus Unterabschnitt 2.4 nachgebildet werden. Insbesondere Abbildung 2.13 wird durch die Simulationsergebnisse bestätigt.

6.7.3 Prüfung der Einhaltung der Constraints

Ziel dieses Abschnittes ist zu Prüfen, inwiefern die gegebenen Begrenzungen des Systems in der Simulation eingehalten werden. Verifiziert werden muss insbesondere, inwieweit die Generatorleistung den geforderten Nennwert überschreitet, und ob es zu großen Auslenkungen der Rotorblätter und des Turmes kommt.

Begonnen wird zunächst mit der Validierung der Regler am Antriebsstrangmodell, welches in Abschnitt 3 beschrieben ist. Zu erwarten ist, dass insbesondere hohe Windgeschwindigkeiten kritisch für die Einhaltung der Constraints sind.

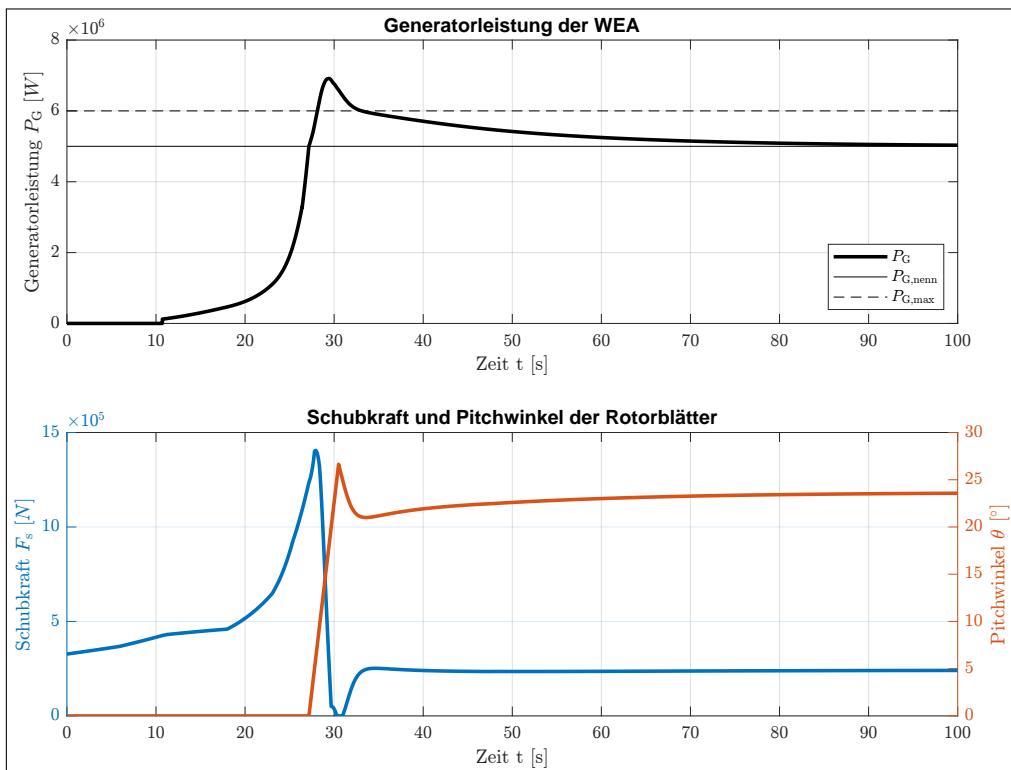


Abb. 6.19: Validierung der Leistungsbegrenzung bei $v_1 = 25 \frac{\text{m}}{\text{s}}$

Abbildung 6.19 zeigt die Simulationsergebnisse zur Prüfung der Leistungsbegrenzung auf maximal 1.2-fache Nennleistung. Es kann festgehalten werden, dass bei sehr großen Windgeschwindigkeiten der Nennwert mehr als 20% überschritten wird. Grund dafür zeigt sich in der unteren Hälfte der Grafik. Insbesondere im endenden unteren Teillastbereich und Volllastbereich steigt die Schubkraft stark an. Der Pitchvorgang beginnt jedoch erst mit $\theta = 0^\circ$ im Volllastbereich. Somit steigt die Rotordrehzahl weit über die Nenndrehzahl an, was wiederum auch zu einer übermäßig großen Steigerung der Leistung führt.

Weiterhin soll die implementierte Regelung und das Gesamtmodell für besonders kritische Winde auf die auftretenden Turm- und Blattauslenkungen untersucht werden. Die Eigenschaften dieses Teilmodells sind in Abschnitt 4 beschrieben.

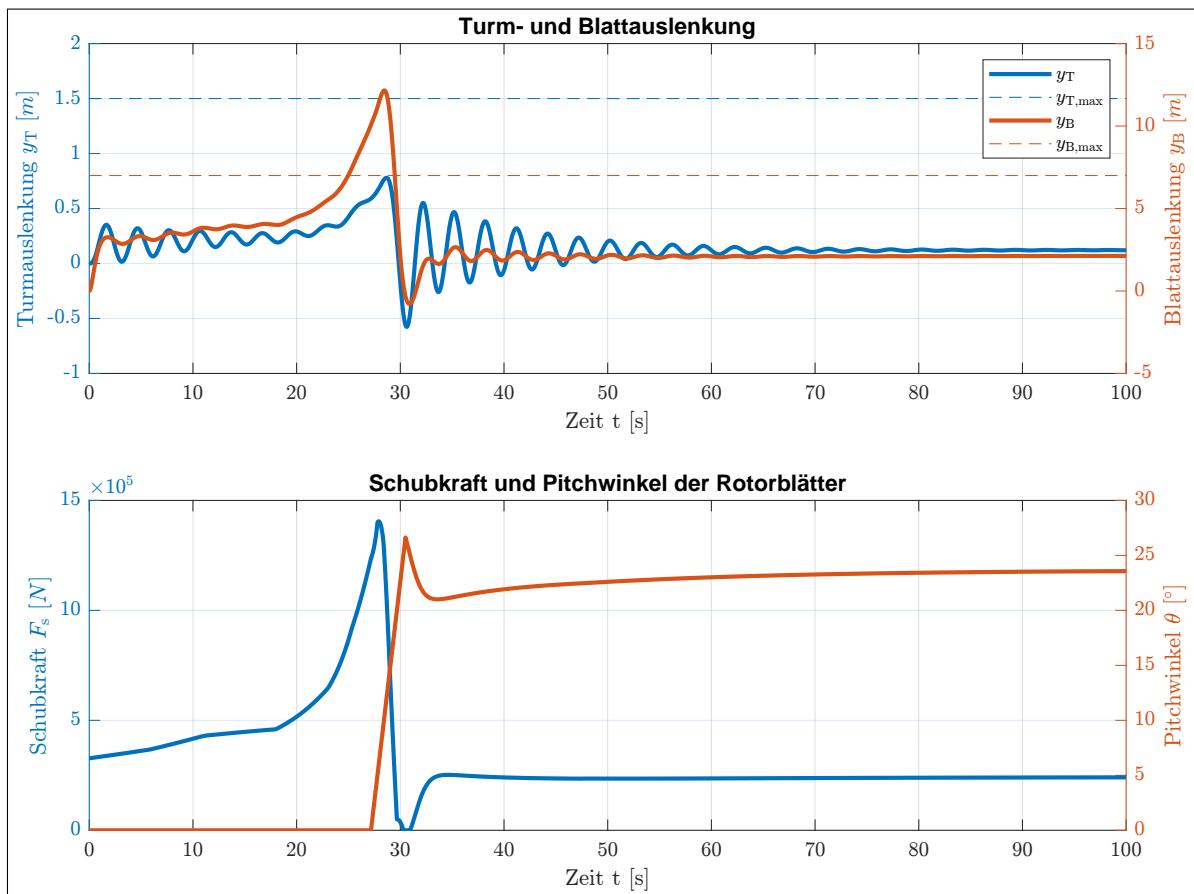


Abb. 6.20: Validierung der Turm- und Blattauslenkungen bei $v_1 = 25 \frac{m}{s}$

Abbildung 6.20 zeigt die Simulationsergebnisse zur Prüfung der Begrenzung der Turm- und Blattauslenkungen auf maximal 1.5 m bzw. 7 m. Die maximale Turmauslenkung wird nicht überschritten, was sich an den blauen Graphen im oberen Teil der Abbildung zeigt. Jedoch ist festzustellen, dass bei hohen Windgeschwindigkeiten zu große Blattauslenkungen auftreten. Die Begründung beruht auf dem gleichen Zusammenhang wie auch schon bei der Leistungsbegrenzung im vorangegangenen Bild. Die Schubkraft auf die Blätter steigt sehr stark an. Erst nach dem Einsetzen des Pitchvorgangs geht die Schubkraft und damit auch die Blattauslenkung wieder zurück. In der Grafik ist gut zu erkennen, dass die Hüllkurve der Auslenkung proportional zur Schubkraft ist. Sowohl die Rotorblätter als auch der Turm schwingen nach der Anregung stark.

Mögliche Lösungsansätze für das Einhalten der Constraints sind im Ausblick beschrieben.

7 Ausblick

In dieser Ausarbeitung konnte erfolgreich gezeigt werden, wie eine Windenergieanlage modelliert und anschließend anhand des entwickelten Modells geregelt werden kann. Es hat sich jedoch auch gezeigt, dass einige Verbesserungen und Optimierungen von Nöten wären, bevor das Modell und insbesondere die Regelstruktur auf eine reale WEA angewendet werden kann. Nachfolgend sind die auffälligsten Mängel zusammengefasst mit möglichen Ansätzen für die Ausbesserung der Mängel bzw. die Optimierung des Verhaltens der Anlage.

Der größte Mangel in der aktuellen Implementierung ist die Nichteinhaltung der gegebenen Constraints. Der Einsatz des implementierten Funktionsmodells würde voraussichtlich zur Zerstörung der realen Anlage sorgen. Als Lösungsansatz könnte der Detailgrad des Funktionsmodells angepasst werden, so dass als Grundlage für die Reglerimplementierung ein kombiniertes Rotor-/Turm-/Triebstrangmodell dient.

Ebenfalls aufgefallen war das pendelnde Verhalten zwischen Betriebszuständen, wenn die maximale Windgeschwindigkeit in kurzen Zeitabständen überschritten wird. Hier wäre es vermutlich ratsam eine Zeitsperre in die Steuereinheit einzubauen, die dafür sorgt, dass die Anlage nicht sofort wieder anläuft. Es ist als wahrscheinlich einzustufen, dass wenn der Wind einmal die kritische Windgeschwindigkeit erreicht hat, dies auch in dem darauf folgenden Zeitverlauf geschieht.

Die Reglervalidierung hat gezeigt, dass der obere Teillastbereich nur für einen sehr kleinen Bereich der Rotordrehzahl benötigt wird. Es ist schwer diesen Bereich dediziert anzufahren und damit auch nachzuweisen. Da der Bereich jedoch sehr klein ist, kann die Aussage getroffen werden, dass der vergleichsweise komplexe Regler auch mit einem linearen Verhalten zwischen unterem- und Volllastbereich ersetzt werden könnte. Umgangssprachlich kann hier von einem over-Engineering geredet werden.

Als letzter Punkt soll an dieser Stelle noch die Relevanz eines Umrichters bzw. Umrichtermodells postuliert werden. Wie bereits in mehreren Stellen der Arbeit erwähnt, wurde lediglich das Störverhalten betrachtet. Die Implementierung eines Umrichters zur Leistungsoptimierung durch Drehzahlvariabilität würde die Umsetzung des Führungsverhaltens ermöglichen.

Literaturverzeichnis

- [1] HTW-Logo auf dem Deckblatt
https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Logo_HTW_Berlin.svg
Stand: 17.08.2018 um 14:49 Uhr
- [2] HTW-Logo in der Kopfzeile
<http://tonkollektiv-htw.de/>
Stand: 17.08.2018 um 14:53 Uhr
- [3] Skript Automation in regenerativen Energiesystemen
Prof. Dr.-Ing. Horst Schulte