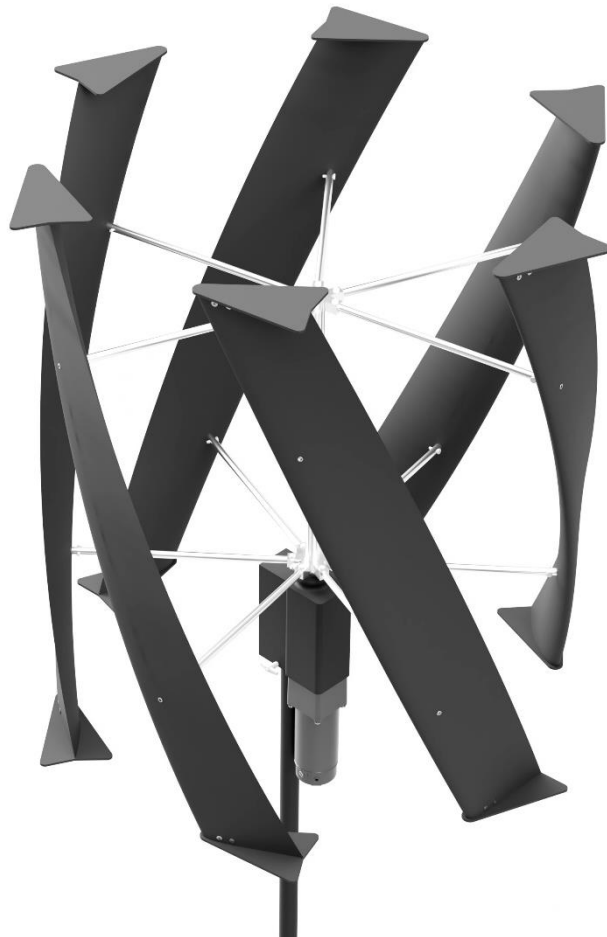


Entwicklung einer vertikalen Kleinwindkraftanlage zur autarken Energieversorgung

Diplomarbeit



Schule: TEKO Glattbrugg

Diplomand: Lukas Amsler

Ausbildungsgang: Techniker HF Maschinenbau, Z-TMA-22-T-a

Klassifizierung: Öffentlich

Ort, Datum: Wallisellen, 29.10.2025

Ehrenwörtliche Erklärung

Ich versichere, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne Benutzung anderer als der im Literaturverzeichnis angegebenen Quellen und Hilfsmittel angefertigt habe.

Die wörtlich oder inhaltlich den im Literaturverzeichnis aufgeführten Quellen und Hilfsmitteln entnommenen Stellen sind in der Arbeit als Zitat bzw. Paraphrase kenntlich gemacht.

Ort, Datum: Wallisellen, 28.10.2025

Unterschrift: L. Amis ✓

Management Summary / Abstract

Diese Diplomarbeit mit dem Titel «Entwicklung einer vertikalen Kleinwindkraftanlage zur autarken Energieversorgung» wurde von Lukas Amsler im Rahmen der Ausbildung zum Techniker HF Maschinenbau an der TEKO Glattbrugg verfasst. Das Projekt verfolgte das Ziel, ein Prototyp einer vertikalen Windkraftanlage zu entwickeln und zu konstruieren, welcher das Energieversorgungssystem eines VW T5 Campers unterstützt.

Der Hintergrund und die Motivation des Projektes hängt mit der zunehmenden Bedeutung von Windkraftanlagen in der globalen Energiewende zusammen. Während grosse horizontale Windkraftanlagen weit verbreitet sind, sind vertikale Windkraftanlagen weitaus weniger bekannt. Vertikale Windkraftanlagen bieten verschiedene Vorteile, insbesondere die Unabhängigkeit der Windrichtung und ihre Eignung für turbulente Windverhältnisse wie sie in dicht besiedelten Gebieten anzutreffen sind.

Das Ziel des Projektes war die Entwicklung einer Windturbine, die bei einer Nennwindgeschwindigkeit von 8 m/s eine elektrische Leistung von mindestens 80 W bei 12 V Gleichspannung generiert. Weitere Ziele wurden nach der SMART-Methode definiert und umfassten verschiedene weitere technische Aspekte sowie auch Anforderungen an das Handling und die wirtschaftlichen Punkte.

Die Arbeit gliedert sich in die Phasen Projektinitialisierung, Realisierungsphase und den Projektabschluss. In der Projektinitialisierungsphase wurde zunächst eine umfassende Informationssammlung erstellt, um anschliessend die optimale Bauform für das Projekt zu evaluieren. Durch eine Analyse mittels Morphologischem Kasten und einer Nutzwertanalyse wurde der Darrieus-H-Rotor in Helix-Form als optimale Bauform identifiziert.

Nach der Auswahl der Bauform folgten detaillierte aerodynamische und mechanische Berechnungen. Im Anschluss wurde die Windturbine im CAD konstruiert. Die Berechnungen prognostizieren die Erreichung der erwarteten Sollleistung von 80 W. Der Prototyp ist modular und benutzerfreundlich aufgebaut und kann innert kürzester Zeit in den betriebsbereiten Zustand gebracht werden.

Aufgrund zeitlicher Einschränkungen konnte die geplante Herstellung und Testphase des Prototyps nicht umgesetzt werden. Als nächste Schritte ist daher der Bau und die praktische Tests der Windkraftanlage geplant. Die Testphase soll die Leistungskennwerte bestätigen und die Stabilität der Konstruktion auf die Probe stellen. Parallel dazu wäre eine CFD-Analyse wertvoll, um die aerodynamischen Berechnungen zu verfeinern.

Inhaltsverzeichnis

Ehrenwörtliche Erklärung	I
Management Summary / Abstract	II
Inhaltsverzeichnis	III
Formelzeichen	VI
Abkürzungsverzeichnis	VIII
1 Projektinitialisierung und -planung	1
1.1 Aufgabenstellung	1
1.2 Pflichtenheft	2
1.2.1 Projektübersicht	2
1.2.2 Technische Anforderungen	2
1.2.2.1 Leistung	2
1.2.2.2 Mechanische Komponenten	2
1.2.2.3 Handling	3
1.2.3 Wirtschaftliche Anforderungen	3
1.3 Zieldefinition	3
1.4 Terminplan	4
1.4.1 Meilensteine	4
1.4.2 Zeitplan	4
1.5 Projektrisiken	5
1.5.1 SWOT-Analyse	5
1.5.2 Risikomatrix	5
2 Realisierung	7
2.1 Informationssammlung	7
2.1.1 Geschichte der Windkraftanlagen	7
2.1.2 Horizontale Windkraftanlagen	8
2.1.3 Vertikale Windkraftanlagen	9

2.1.4	Vergleich Vor-/Nachteile.....	10
2.2	Variantenfindung.....	11
2.2.1	Morphologischer Kasten.....	11
2.2.2	Nutzwertanalyse.....	11
2.3	Entwicklung Prototyp.....	13
2.3.1	Physik der Windenergienutzung.....	13
2.3.2	Aerodynamik und Blattentwurf.....	14
2.3.2.1	Kräfte am Rotorblatt.....	16
2.3.3	Berechnungen.....	18
2.3.3.1	Überschlägige Berechnung Darrieus Rotor.....	18
2.3.3.2	Berechnungen Kräfte am Blatt.....	20
2.3.4	Energieumwandlung.....	24
2.3.4.1	Auswahl des E-Motor.....	26
2.3.5	Bremssystem	27
2.3.6	CAD-Entwurf vertikale Windturbine	28
2.3.6.1	Materialien.....	28
2.3.6.2	Berechnungen Träger.....	29
2.3.6.3	Berechnung Welle	30
2.3.6.4	Berechnung Lager	32
2.3.7	Finale Konstruktion.....	34
2.3.7.1	Baugruppe Rotorblatt.....	34
2.3.7.2	Blattträger.....	35
2.3.7.3	Antriebswelle	35
2.3.7.4	Lager-/Generatorkaufnahme	36
2.3.7.5	Stativ	36
2.3.8	Kostenübersicht.....	36
2.4	Testphase	38

3	Fazit	39
3.1	Kontrolle Zielerreichung	39
3.2	Reflexion (Lessions learned)	39
3.3	Kommentar zu KI	40
3.4	Persönliches Schlusswort	40
4	Quellenverzeichnis	42
5	Abbildungsverzeichnis	45
6	Abbildungsverzeichnis Anhang	46
7	Tabellenverzeichnis	47
	Anhang A	48
	Anhang B	50
	Anhang C	52
	Anhang D	53
	Anhang E	54
	Anhang F	55
	Anhang G	58
	Anhang H	69
	Anhang I	73

Formelzeichen

Symbol	Einheit	Benennung
A	m ²	Durchströmte Fläche
A_H	m ²	Durchströmte Fläche horizontale Windkraftanlage
A_q	mm ²	Querschnittsfläche
AR	1	Seitenverhältnis
A_V	m ²	Durchströmte Fläche vertikale Windkraftanlage
c	m	Profiltiefe
C	kN	Dynamische Tragzahl
C_D	1	Widerstandskoeffizient
C_{erf}	kN	Erforderliche Tragzahl
C_L	1	Auftriebskoeffizient
C_N	1	Normalkoeffizient
C_{P,Betz}	1	Leistungsbeiwert nach Betz
C_T	1	Tangentialkoeffizient
D	mm	Aussendurchmesser
d	mm	Innendurchmesser
f	mm	Durchbiegung am Wellenende
F_D	N	Widerstandskraft
F_G	N	Gewichtskraft
F_L	N	Auftriebskraft
f_m	mm	Durchbiegung zwischen den Lagern
F_N	N	Normalkraft
F_T	N	Tangentialkraft
F_Z	N	Fliehkraft
g	m/s ²	Erdbeschleunigung
h	m	Höhe
I₀	A	Leerlaufstrom
I_b	mm ⁴	Flächenmoment
I_{Last}	A	Entnommener Strom
I_{Max}	A	Maximaler Strom
K_E	mV/min ⁻¹	Spannungskonstante
K_T	Nm/A	Drehmomentkonstante
L_{10h}	h	Anzustrebende Lebensdauer
M	Nm	Moment
m	kg	Masse
M_b	Nm	Biegemoment
M_{b eq}	Nm	Äquivalentes Biegemoment
M_v	Nm	Vergleichsmoment
N	1	Blattanzahl

n	1/min	Drehzahl
n_{kb}	1/min	biegekritische Drehzahl
n_{Max}	1/min	Maximale Drehzahl
p	1	Lebensdauerexponent
P_{Betz}	W	Theoretisch maximale Leistung nach Betz
P_m	W	Mittlere Leistung
P_{mech}	W	Mechanische Leistung
P_{soll}	W	Sollleistung
P_{Wind}	W	Im Wind enthaltene Leistung
r	m	Radius
R_{Last}	Ω	Widerstand Last
R_{Rotor}	Ω	Widerstand Rotor
T_{eq}	Nm	Äquivalentes Torsionsmoment
T_{max}	Nm	Maximales Drehmoment
U_i	V	Gegen-EMK Wert
U_T	V	Spannung unter Last
v	m/s	Geschwindigkeit
v_{Wind}	m/s	Windgeschwindigkeit
W	1	Windgeschwindigkeitsvektor
W_b	mm ³	Widerstandsmoment Biegung
α	°	Anstellwinkel
η	1	Wirkungsgrad
θ	°	Azimut Winkel
λ	1	Schnelllaufzahl
ρ_0	kg/m ³	Normdichte Luft
ρ_L	kg/m ³	Dichte Luft
σ	1	Völligkeit
σ_B	N/mm ²	Biegespannung
σ_{bD}	N/mm ²	Biegedauerfestigkeit
σ_{res}	N/mm ²	Resultierende Spannung
σ_z	N/mm ²	Zugspannung
ω	rad/s	Winkelgeschwindigkeit

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
3D	Dreidimensional
AR	Seitenverhältnis (Aspect Ratio)
BEM	Blade Element Momentum (Theorie)
BLDC	Bürstenloser Gleichstrommotor (Brushless DC Motor)
CAD	Computer Aided Design
CFD	Computational Fluid Dynamics
CHF	Schweizer Franken
DC	Gleichstrom (Direct Current)
EMK	Elektromotorische Kraft
HF	Höhere Fachschule
KI	Künstliche Intelligenz
NACA	National Advisory Committee for Aeronautics
PETG	Polyethylenterephthalat-Glycol
PETG HF	Polyethylenterephthalat-Glycol High Flow
SMART	Spezifisch, Messbar, Attraktiv, Realistisch, Terminiert
SWOT	Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats
UV	Ultraviolett
VW	Volkswagen
ZH	Zürich (Kanton)

1 Projektinitialisierung und -planung

1.1 Aufgabenstellung

Durch die globale Energiewende gewinnen Windkraftanlagen immer mehr an Bedeutung. In der Energiebranche werden dabei hauptsächlich Windturbinen mit einer horizontalen Rotorachse eingesetzt, dabei rücken Windturbinen mit einer vertikalen Rotorachse in den Hintergrund aus diversen Gründen.

Das Ziel dieser Arbeit ist, die Technologie der vertikalen Windkraftanlagen mit horizontalen Windkraftanlagen zu vergleichen und genauer deren Vor- und Nachteile zu untersuchen. Im Rahmen des Projektes soll ein Prototyp einer vertikalen Windkraftanlage entwickelt werden, welche als Kleinwindkraftanlage zur autarken Energieversorgung im Camping-Bereich eingesetzt werden kann.

Der entwickelte Prototyp soll dabei in ein bestehendes Bordnetz eines VW T5 Campers integriert werden und soll dabei die Netzunabhängigkeits-Spanne verlängern.

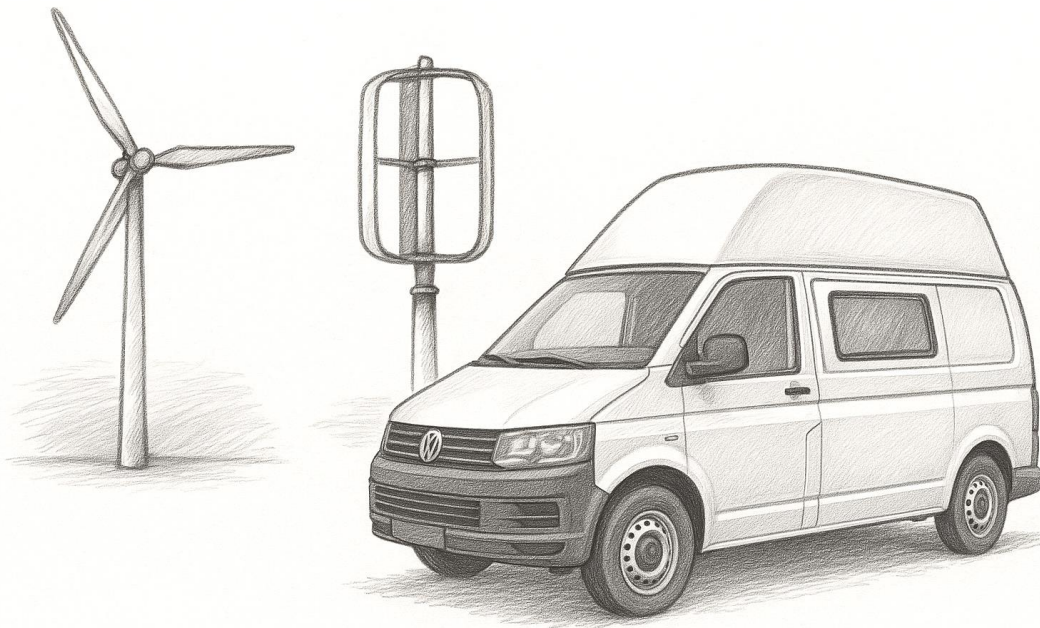


Abbildung 1: Horizontale/Vertikale Windturbine und VW T5 Camper [17]

Die Diplomarbeit umfasst die Entwicklung eines Prototyps einer vertikalen Kleinwindkraftanlage und die Testphase des entwickelten Systems. Es soll als Unterstützung der Netzunabhängigkeits-Spanne eines VW T5 Campers dienen. Die Arbeit wird mit einem Bericht zu möglichem Verbesserungspotenzial abgeschlossen.

1.2 Pflichtenheft

Das Pflichtenheft umfasst alle Details und Rahmenbedingungen der Diplomarbeit «Entwicklung einer vertikalen Kleinwindkraftanlage zur autarken Energieversorgung» von den technischen bis zu den wirtschaftlichen Anforderungen und wie diese durch Lukas Amsler realisiert werden. Das Pflichtenheft wurde in Zusammenarbeit mit dem Kunden Elias Amsler erstellt.

1.2.1 Projektübersicht

Projektname:

Entwicklung einer vertikalen Kleinwindkraftanlage zur autarken Energieversorgung

Projektbeteiligte:

<i>Funktion</i>	Name
<i>Projektleiter/Kunde</i>	Lukas Amsler
<i>Kunde</i>	Elias Amsler
<i>Diplomcoach</i>	Markus Toma
<i>Diplomexperte</i>	Peter Müller

Tabelle 1: Projektbeteiligte [1]

1.2.2 Technische Anforderungen

1.2.2.1 Leistung

<i>Anforderung</i>	Spezifikation
<i>Nennleistung</i>	> 80 W bei 8 m/s Wind ¹
<i>Anlaufwindgeschwindigkeit</i>	< 3 m/s
<i>Spannungsart zur Einspeisung</i>	12 V DC

Tabelle 2: Anforderungen Leistung [1]

1.2.2.2 Mechanische Komponenten

<i>Anforderung</i>	Spezifikation
<i>Gewicht</i>	< 15 kg
<i>Material</i>	Korrosionsbeständig, UV-Beständig, einsatzfähig in Temp. Bereich von -20°C bis +50°C
<i>Elektrische Komponenten</i>	Witterungsgeschützt

Tabelle 3: Anforderungen mechanische Komponenten [1]

¹ Wurde nach Absprache mit dem Kunden von Initial in der Themeneingabe definierter Leistung > 80 W bei 6 m/s Wind auf > 80 W bei 8 m/s Wind angepasst da sich bei ersten Berechnungen herausstellte, dass die initialen Werte sehr schwer zu erreichen gewesen wären.

1.2.2.3 Handling

Anforderung	Spezifikation
Packmass	< 1.2 m x 0.3 m x 0.3 m
In-/Ausserbetriebnahme Zeit	< 10 min.

Tabelle 4: Anforderungen Handling [1]

1.2.3 Wirtschaftliche Anforderungen

Anforderung	Spezifikation
Materialkosten (Prototyp)	< 1500 CHF

Tabelle 5: Wirtschaftliche Anforderungen [1]

1.3 Zieldefinition

Die Ziele des Projektes wurden nach der SMART-Methode definiert.

Zieldefinition nach SMART-Kriterien

<i>Spezifisch</i>	Durch dieses Projekt sollen die Vorteile einer vertikalen Windturbine analysiert und genutzt werden um diese in Form des Prototyps als Unterstützung der Netzunabhängigkeitsdauer des VW T5 Campers des Kunden zu nutzen.
<i>Messbar</i>	- Die vertikale Windturbine soll bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 8 m/s eine Leistung von mindestens 80 W erreichen und dadurch die Netzunabhängigkeitszeit um mindestens 20% verlängern. - Die Turbine soll ein Gewicht von weniger als 15 kg aufweisen und im verpackten Zustand maximal eine Grösse von 1.2 m x 0.3 m x 0.3 m aufweisen. - Das System soll in weniger als 10 Minuten in den betriebsbereiten Zustand versetzt werden können - Die Materialkosten des Prototyps sollen maximal 1500 CHF betragen
<i>Attraktiv</i>	Die vertikale Windturbine unterstützt indirekt den Komfort des Campierens durch einen Beitrag an die Netzunabhängigkeitsdauer. Vertikale Windturbinen sind in unserer Umgebung sowie im Campingbereich noch nicht weit verbreitet. Durch dieses Projekt soll das Interesse der Öffentlichkeit an vertikalen Windturbinen beziehungsweise Kleinwindanlagen geweckt werden. Der VW T5 Camper des Kunden bietet somit eine perfekte Werbeplattform.
<i>Realistisch</i>	Die Entwicklung der vertikalen Windturbine wird durch den Diplomcoach begleitet. Bei Verzögerungen und Herausforderungen mit den vorbestimmten Spezifikationen wird eine Lösung mit dem Kunden abgestimmt.
<i>Terminiert</i>	Das Projekt wird mit der Abgabe der Diplomarbeit am Mittwoch, dem 29. Oktober 2025 abgeschlossen.

Tabelle 6: Zieldefinition nach SMART [1]

1.4 Terminplan

Zur Terminüberwachung wurden vor Projektstart Meilensteine definiert und terminiert. Anschließend folgte die Abschätzung des Zeitaufwandes für die einzelnen Projektschritte und die Darstellung in einem GANTT-Diagramm. Es dient als Grundlage für die Projektüberwachung und erlaubt die zeitnahe Erkennung von Planabweichungen. Der Zeitplan wurde in die drei Phasen Projektinitialisierung, Projektrealisierung und Projektabschluss unterteilt.

Am Ende des Projektes wird die Soll-Zeit mit der Ist-Zeit verglichen, um Differenzen zu erkennen und zu analysieren. Die gewonnenen Erkenntnisse dienen dazu, die Ursachen für Abweichungen zu verstehen und die Planungsgenauigkeit für folgende Projekte zu verbessern.

1.4.1 Meilensteine

Phase	Termin	Ziel
<i>Projektinitialisierung</i>	18.07.2025	Grundsteine für ein erfolgreiches Projekt gesetzt
<i>Projektrealisierung 1</i>	09.08.2025	Informationssammlung und Variantenfindung abgeschlossen
<i>Projektrealisierung 2</i>	27.08.2025	Entwicklung Prototyp abgeschlossen (Berechnungen, CAD)
<i>Projektrealisierung 3</i>	24.09.2025	Testphase des Prototyps abgeschlossen inkl. Bericht und möglichem Verbesserungspotential
<i>Projektabschluss</i>	15.10.2025	Dokumente finalisiert

Tabelle 7: Meilensteine [1]

1.4.2 Zeitplan

Der detaillierte Zeitplan im GANTT-Format ist im Anhang I ersichtlich.

1.5 Projektrisiken

Für ein erfolgreiches Projekt ist die Abschätzung der Risiken ein wichtiger Bestandteil. Um diese zu erkennen, wurde eine SWOT-Analyse durchgeführt und die Risiken mit einer Risikomatrix bewertet.

1.5.1 SWOT-Analyse

Stärken (Strengths)	Schwächen (Weaknesses)
Erfahrungen durch diverse Projektarbeiten an der TEKO	Wenig Erfahrung im Bereich der Elektrotechnik und der Strömungslehre
Keine Abhängigkeit von einem externen Auftraggeber	Abhängigkeit von Lieferanten für diverse Komponenten
Connections mit Produktionsfirma für allfällig benötigte Dreh-/Frästeile	
Chancen (Opportunities)	Gefahren (Threats)
Werbung für Kleinwindkraftanlagen und deren Nutzung im privaten Bereich	Probleme bei der Entwicklung aufgrund Know-How
Technologie der vertikalen Windkraftanlagen in den Vordergrund bringen	Lieferzeit benötigter Komponenten für Prototyp
	Kostenüberschreitung des Budgets

Tabelle 8: SWOT-Analyse [1]

1.5.2 Risikomatrix

Risiko	Wahrscheinlichkeit	Auswirkung	Bewertung (W x A)	Priorität
<i>Know-How Lücken</i>	4	4	16	Hoch
<i>Lieferverzögerung Material/Komponenten</i>	3	4	12	Hoch
<i>Nichterreichen der definierten technischen Anforderungen</i>	3	3	9	Mittel
<i>Schäden während der Testphase</i>	1	5	5	Niedrig
<i>Kostenüberschreitung des Budgets</i>	2	2	4	Niedrig

Legende: 1 - 5: Niedrig → Kritisch; Priorität: ≥ 12 = Sofortmaßnahme, $6 - 11$ = Überwachen, ≤ 5 = Akzeptieren

Tabelle 9: Risikomatrix [1]

Nach dem Erstellen der Risikomatrix wurden für die kritischen Risiken verschiedene Massnahmen definiert. Sie werden nach Priorität unterteilt:

Hohe Priorität (≥ 12)

- Know-How Lücken
 - o Massnahmen:
 - Notfalls Unterstützung hinzuziehen (Coach/Ingenieure bei Arbeitgeber von Lukas Amsler)
- Lieferverzögerung Material/Komponenten
 - o Massnahmen:
 - Alternativlieferanten suchen
 - Reservezeit einplanen für Projekt

Mittlere Priorität (6 – 11)

- Nichterreichen der definierten technischen Anforderungen
 - o Massnahmen:
 - Frühzeitige Absprache mit Kunde

Niedrige Priorität (≤ 5)

- Schäden während der Testphase
 - o Massnahmen:
 - Ersatzteile vorproduzieren/bestellen
 - Überwachung der Windgeschwindigkeit während Betrieb

2 Realisierung

2.1 Informationssammlung

2.1.1 Geschichte der Windkraftanlagen

Windkraftanlagen haben eine lange Entwicklungsgeschichte. Die ersten Aufzeichnungen über Maschinen welche die Windkraft als Antrieb nutzten stammen aus dem Orient und reichen zurück bis in das Jahr 1700 v. Chr. Die Kraft des Windes wurde genutzt, um Pumpsysteme anzutreiben für die Bewässerung von Feldern. Einige Ruinen dieser ersten Windkraftanlagen sind heute noch im Iran oder Afghanistan zu sehen. [2]

Diese ersten Windräder hatten eine vertikale Drehachse und nutzten den Luftwiderstand dieser Flügelflächen als Antrieb. Man spricht dabei von einem Widerstands-Läufer System. Bei den persischen Windrädern wurde eine Rotorhälfte durch eine Mauer abgedeckt, um den Widerstand der «rücklaufenden» Flügel zu minimieren. Somit entsteht gegenüber der Rotorachse eine Kräfte Asymmetrie, welche die Rotorachse in eine Drehbewegung versetzt. Ein ähnliches Funktionsprinzip wurde bei chinesischen Windrädern im Jahr 1000 n. Chr. angewendet. Anstatt fest fixierte Flügelflächen einzusetzen, wurden Segelmatten verwendet, welche sich auf dem «Rückweg» (Gegen den Wind) wegklappen liessen. Dadurch liess sich ein höherer Wirkungsgrad erzielen als bei den ersten Anlagen im Orient. Zusätzlich ermöglichte dieses System die Nutzung des Windes unabhängig von seiner Richtung, welches einer der eigentlich typischen Vorteile von Windrädern mit einer vertikalen Achse ist. [2]

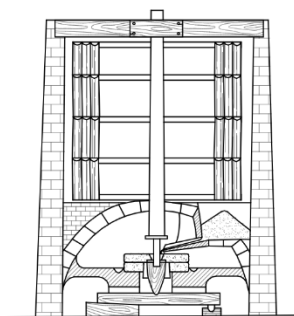


Abbildung 2: Persische Windmühle Aufbau [21]

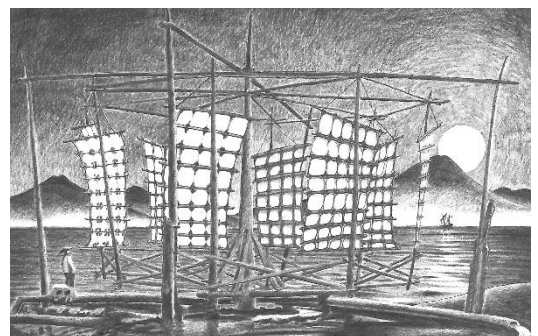
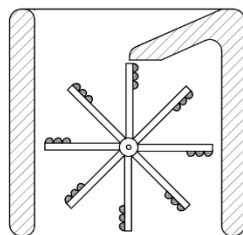


Abbildung 3: Chinesische Windmühle [19]

Erst im 12. Jahrhundert tauchen erste Aufzeichnungen über Windkraftanlagen mit einer horizontalen Rotorachse auf. Die sogenannte «Bockwindmühle» ist die älteste Bauform eines «Horizontalachsers». Sie nutzte anstatt der Widerstandskraft, wie bei den ersten vertikalen Windrädern, die Auftriebskraft von umströmten Flügelprofilen. Die Erfinder dieser Mühle behelfen sich wahrscheinlich mit der Vorstellung, dass sich das Flügelrad wie eine Schraube durch die vorbeiströmende Luft dreht. [2]

Die «Bockwindmühle» entwickelte sich über die Jahrhunderte weiter und erlebte im 17. beziehungsweise 18. Jahrhundert einen regelrechten Boom in Form der «Holländermühle» in den Niederlanden. Diese Mühle wurde zu Zehntausenden gebaut und erlebte eine für diese Zeit ungewöhnliche Standardisierung der Bauart. Im Aufbau der «Holländermühle» ist die Ähnlichkeit zu der «Bockwindmühle» deutlich zu erkennen. [2]

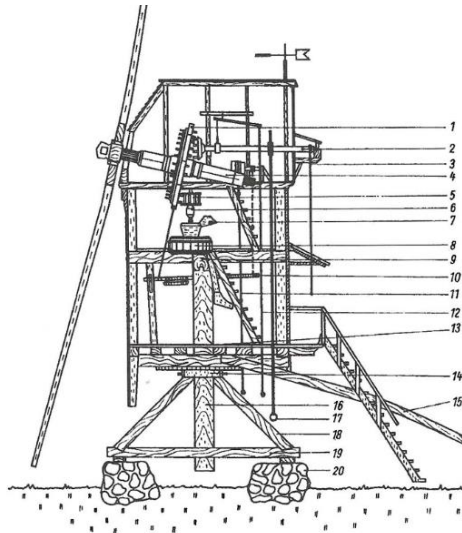


Abbildung 5: Bockwindmühle [2]

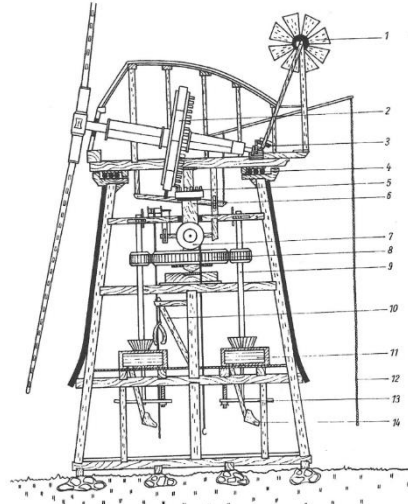


Abbildung 6: Holländermühle [2]

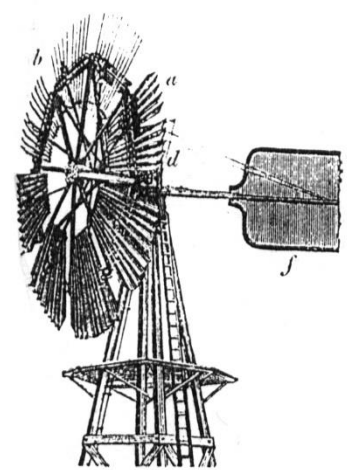


Abbildung 4: Westernmill [23]

Die amerikanische «Westernmill» welche Mitte des 19. Jahrhunderts entwickelt wurde ist der letzte Typ in der Reihe der historischen Windräder und war die erste Windmühle, bei welcher die Windrichtungsnachführung und Sturmsicherungssteuerung automatisch gesteuert wurde. [2]

Durch die industrielle Revolution mit der Erfindung der Dampfmaschine geriet die Nutzung der Windenergie immer mehr in den Hintergrund. Die dazu benötigten Brennstoffe (Kohle, Holz) waren kostengünstig erhältlich und die Energieversorgung konnte optimal an die Nachfrage angepasst werden. Die Anzahl an Windmühlen in Europa reduzierte sich von 100'000 auf ca. 2'000 Systeme. [3]

Nach dem ersten Weltkrieg (1914 – 1918) erlebte der Windturbinenbau einen erneuten Aufschwung durch die wissenschaftlichen Erkenntnisse, welche, während dem Krieg bei der Propellerauslegung von Flugzeugen gewonnen wurden. Durch den zweiten Weltkrieg wurden die Entwicklungen in diesem Bereich rapide gestoppt. Erst mit der heutigen Energiewende wurde die Forschung in diesem Gebiet wieder aufgenommen. [2]

2.1.2 Horizontale Windkraftanlagen

Heutzutage sind Windkraftanlagen mit einer horizontalen Rotorachse die vorherrschende Bauart. Man unterscheidet dabei hauptsächlich zwischen zweiflügligen und dreiflügligen Windturbinen, wobei die Dreiflügligen am weitesten verbreitet sind. Sie sind Onshore (An Land) sowie auch Offshore

(Auf See) anzutreffen, wobei die Energieausbeute der Offshore Windparks oft wesentlich höher und gleichmässiger ist als diejenige der Windparks an Land. Die Landgestützten Anlagen treffen zudem oft auf den Widerstand der Bevölkerung aufgrund der hohen Geräuschemissionen und der Gefahren für die Vogelwelt. [4]

Horizontale Windkraftanlagen müssen, um den maximalen Energieertrag zu erzielen, so ausgerichtet werden, dass die Anstellung der Rotationsachse mit der Strömungsrichtung des Windes übereinstimmt. Die Achse muss somit der jeweiligen Windrichtung nachgeführt werden, was mit einem erhöhten konstruktiven Aufwand verbunden ist, im Vergleich zu einer Windkraftanlage mit einer vertikalen Rotorachse. Diese Abhängigkeit hat auch ihre Vorteile, durch ein leichtes Abdrehen der Rotorachse im Vergleich zur Strömungsrichtung des Windes kann der Energieertrag der Turbine dosiert werden, um eine Stromüberlast im Netz zu verhindern. [4]

2.1.3 Vertikale Windkraftanlagen

Windkraftanlagen mit einer vertikalen Rotorachse sind heute weitaus weniger verbreitet als die dreiflügligen Horizontalanlagen, obwohl die Vertikalachser eigentlich das ältere Lösungsprinzip darstellen, wie aus der Geschichte der Windkraftanlagen hervorgeht. Das Interesse in vertikalen Windkraftanlagen ist in letzter Zeit gewachsen und hat viele verschiedene neuartige Lösungen hervorgebracht. [4]

Es wird dabei zwischen Anlagen mit dem Widerstandsläufer Prinzip und Anlagen mit dem Auftriebsläufer Prinzip unterschieden. Ein Beispiel für eine vertikale Windturbine als Widerstandsläufer ist das Schalenkreuzanemometer, welches zur Messung von der Windgeschwindigkeit verwendet wird. Widerstandsläufer enthalten meist schaufelartige Flächen, an welchen durch die Anströmung ein Staudruck entsteht, welcher eine radiale Kraft erzeugt und durch die Verbindung mit der Rotorachse ein Drehmoment erzeugt. Widerstandsläufer werden vorwiegend in Schwachwindgebieten eingesetzt, da sich die Radialkraftwirkung mit zunehmender Rotorgeschwindigkeit reduziert. Der Savoniusrotor ist ein klassisches Beispiel für einen «modernen» Widerstandsläufer mit Vertikalachse. [4]

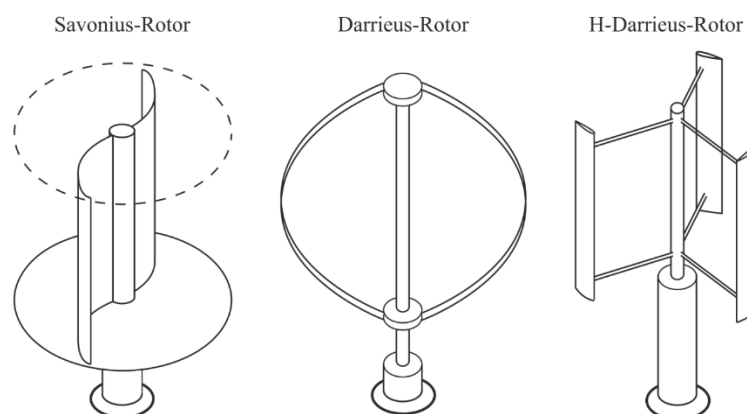


Abbildung 7: Moderne Windkraftanlagen mit Vertikalachse [3]

Anlagen mit Auftriebsläufer sind im Vergleich zu den Widerstandsläufern im Bereich der Energieerzeugung vielversprechender aufgrund des besseren Wirkungsgrades. Für Auftriebsläufer ist das Prinzip des Auftriebs aus der Luftfahrttechnik von zentraler Bedeutung. Der Erfinder dieses Anlagentyps war Darrieus vor ca. 100 Jahren. Es wird dabei die Auftriebskraft, welche durch die Anströmung des Windes auf das Flügelprofil verursacht wird, genutzt, um ein Drehmoment zu erzeugen. Das Moment wird grösser mit Erhöhung der Anströmungsgeschwindigkeit des Flügelprofils. Darrieusrotoren sind im Gegensatz zu den Savoniusrotoren Schnellläufer. Auftriebsläufer sind dabei in vielen verschiedenen Bauformen anzutreffen mit unterschiedlichen Vor- und Nachteilen. [4]

2.1.4 Vergleich Vor-/Nachteile

Der Hauptvorteil von Vertikalen Windkraftanlagen ist, dass sie den Wind unabhängig von seiner Richtung nutzen können. [2] Auftriebsläufer sind dabei deutlich effizienter als Widerstandsläufer. Als Beispiel der Savonius-Rotor (Widerstandsläufer) kann maximal 16 % der im Wind vorhandenen Energie nutzen gegenüber dem Darrieus-Rotor (Auftriebsläufer) welcher maximal 40 % der Energie umsetzen kann. Windkraftanlagen mit einer horizontalen Rotorachse können hingegen bis zu 50 % der im Wind enthaltenen Energie nutzen. [5] In den folgenden Tabellen sind die Vor- und Nachteile der zwei Hauptgruppen zusammengefasst dargestellt:

Horizontale Windkraftanlagen

Vorteile	Nachteile
Hoher Wirkungsgrad	Abhängigkeit zu Windrichtung
Dosierung des Energieertrags durch Blattverstellung bzw. wegdrehen der Achse aus dem Wind	Komplexer Aufbau
Durch die Flugbranche Wissensstand im Bereich der Propeller Auslegung sehr fortgeschritten	Unbeliebtheit in der Bevölkerung

Tabelle 10: Vor-/Nachteile Horizontale Windkraftanlagen [1]

Vertikale Windkraftanlagen

Vorteile	Nachteile
Unabhängigkeit der Windrichtung	Geringerer Wirkungsgrad als Horizontalläufer
Varianten Vielfalt	Geringer Forschungsstand
Einsetzbar bei turbulenten Windverhältnissen in urbanem Gebiet.	Dosierung des Energieertrages schwieriger als bei Horizontalläufern

Tabelle 11: Vor-/Nachteile Vertikale Windkraftanlagen [1]

2.2 Variantenfindung

Um verschiedene Lösungsvarianten zu finden, wurde das Morphologische Kastensystem angewendet. Die daraus entstandenen Varianten wurden anschliessend mit einer Nutzwertanalyse bewertet, um die passendste Lösung für das Projekt zu finden.

2.2.1 Morphologischer Kasten

Der Morphologische Kasten ist in drei Kategorien unterteilt. Als erstes der Rotortyp, als zweites der Anbringungsort und als drittes der Schutzmechanismus. Die Auswahl der Kriterien beruht auf den Erkenntnissen aus der Informationssammlung.

Rotortyp	Savonius ●	Darrieus-H	Darrieus-H Helixform ●	Mischform Savonius – Darrieus ●
Anbringungsort	Dach	Seitlich	Hinten ●	Freistehend/Separiert vom Fahrzeug ● ●
Schutzmechanismus	Elektrische Bremse ● ●	Mechanische Bremse	Mechanismus, um Turbine aus dem Luftstrom zu entfernen ●	Aktive Rotorblattverstellung

● Lösung A ● Lösung B ● Lösung C

Tabelle 12: Morphologischer Kasten [1]

2.2.2 Nutzwertanalyse

Die verschiedenen Kriterien der Nutzwertanalyse wurden unterschiedlich gewichtet, wobei dem Kriterium Entwicklungsaufwand und dem Kriterium Montageflexibilität die höchste Gewichtung zugeteilt wurde. Die Lösungen wurden anschliessend mit Noten von 1 – 6 bewertet.

Kriterien	Gewichtung	Lösung A		Lösung B		Lösung C	
		Bewertung	Gesamt	Bewertung	Gesamt	Bewertung	Gesamt
Entwicklungsaufwand	30%	6	1.8	5	1.5	4	1.2
Kostenaufwand	20%	5	1	4	0.8	3	0.6
Montageflexibilität	30%	3	0.9	6	1.8	6	1.8
Sturmsicherheit	20%	3	0.6	4	0.8	4	0.8
Ergebnis:	100%	4.3		4.9		4.4	

Tabelle 13: Nutzwertanalyse [1]

Die Lösung B erzielt dabei die beste Gesamtwertung und ist somit die optimale Variante für dieses Projekt. Die Windkraftanlage basiert dabei auf dem Darrieus-H Rotor Prinzip mit einer Helixform. Sie soll freistehend/separiert vom Fahrzeug aufgebaut werden können und bietet damit die grösstmögliche Flexibilität in der Einsatzmöglichkeit. Als Schutzmechanismus soll ein elektrischer Bremsmechanismus eingesetzt werden.

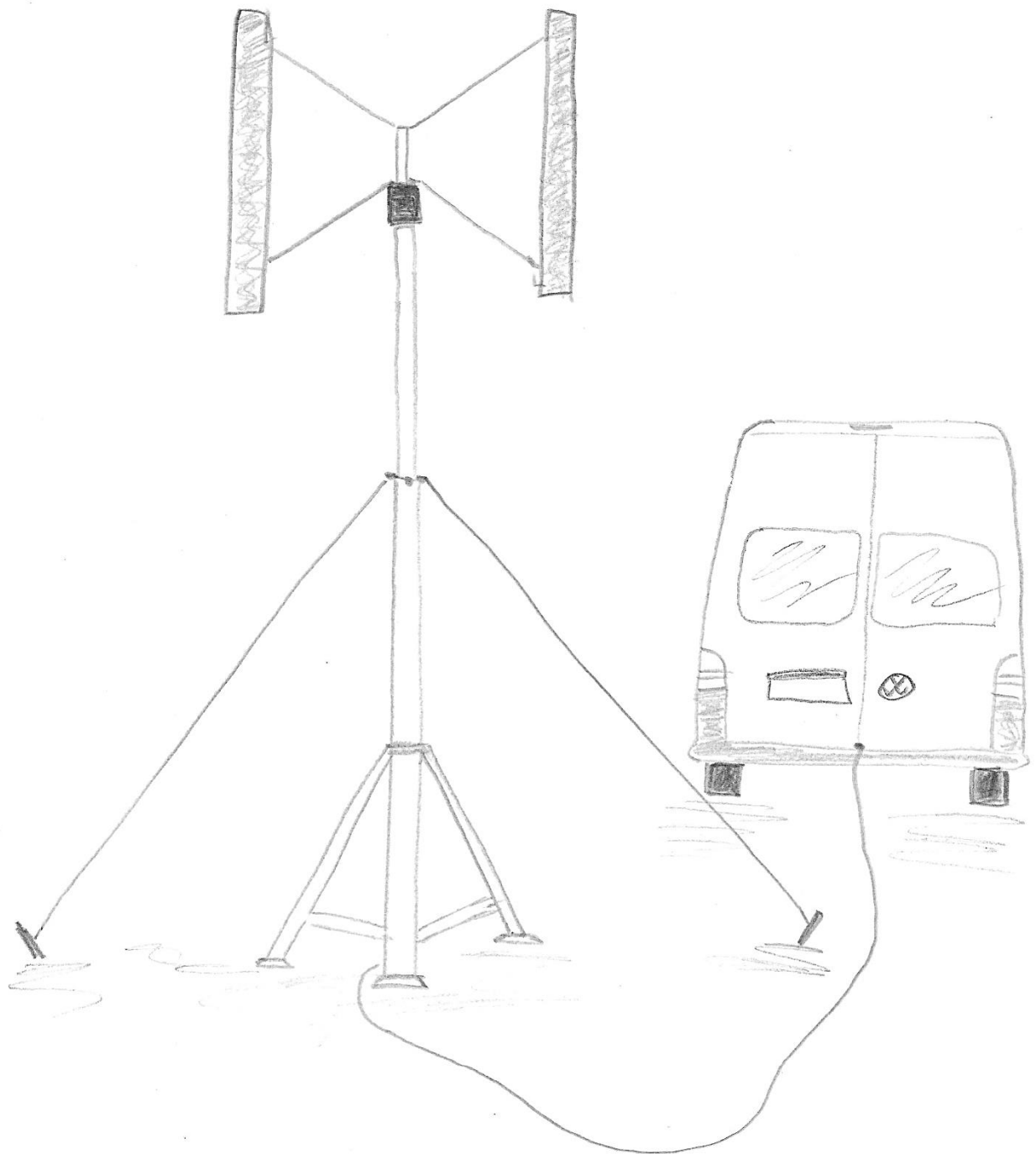


Abbildung 8: Skizze vertikale Windturbine [1]

2.3 Entwicklung Prototyp

2.3.1 Physik der Windenergienutzung

Die Leistung, welche im Wind enthalten ist, ist abhängig von der Windgeschwindigkeit v , der durchströmten Fläche A und der Dichte ρ der Luft und beträgt [2]:

$$P_{Wind} = \frac{1}{2} \cdot \rho_L \cdot A \cdot v^3 \quad (2.1)$$

Die durchströmte Fläche A wird bei Rotoren mit horizontal Achse als Kreisfläche angesehen [2] und bei Rotoren mit vertikal Achse als rechteckige Fläche [6]:

$$A_H = \pi \cdot r^2 \quad (2.2)$$

$$A_V = h \cdot 2 \cdot r \quad (2.3)$$

«Die Leistung des Windes wird durch Abbremsung der Luftmassen in die mechanische Energie des Windrotors umgewandelt. Sie kann dem Wind durch ein Windrad jedoch nicht vollständig entzogen werden, denn das hiesse, die Luftmassen in der durchströmten Fläche A vollständig abzubremesen, wodurch die Querschnittsfläche für nachfolgende Luftmassen «verstopft» wäre.» [2, p. 38]

Es muss daher ein Optimum gefunden werden zwischen grösstmöglicher Leistungsentnahme des Windes, ohne dabei die Luftmasse vollständig abzubremesen. Betz und Lanchester fanden anfangs 20. Jahrhundert durch verschiedene Versuche heraus, dass die Energieausbeute am höchsten ist, wenn die Eingangswindgeschwindigkeit v_1 auf $v_3 = 1/3 \cdot v_1$ hinter dem Rotor abgebremst wird. In der Rotorebene beträgt die Geschwindigkeit $v_2 = 2/3 \cdot v_1$. [2]

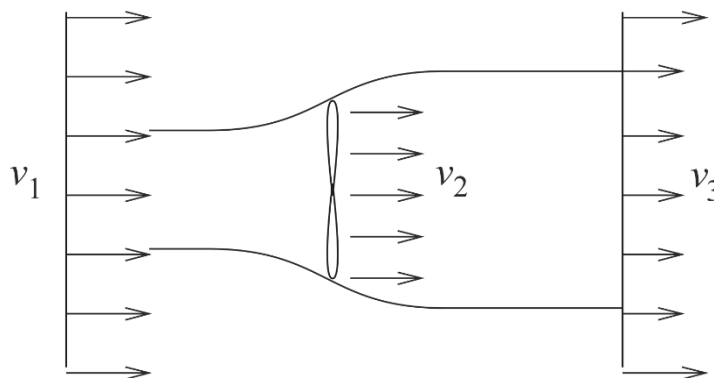


Abbildung 9: Aufweitung der Stromlinien infolge Abbremsung der Strömung durch den Rotor [3, p. 132]

Aus dieser Theorie entstand der Betzsche Grenzwert welcher $c_{P.Betz} = 16/27 = 0.59$ beträgt. Nach Betz können also maximal 59% der Windleistung genutzt werden, wenn die Leistungsentnahme

verlustfrei angenommen wird. Die theoretisch maximale Leistungsentnahme nach Betz beträgt somit: [2]

$$P_{Betz} = \frac{1}{2} \cdot \rho_L \cdot A \cdot v^3 \cdot c_{P,Betz} \quad (2.4)$$

In der Realität ergeben sich Leistungsbeiwerte c_P bei widerstandsnutzenden Anlagen unter $c_P = 0.2$ und bis zu $c_P = 0.5$ bei auftriebsnutzenden Anlagen. [2] Der Leistungsbeiwert c_P kann bei einer vertikalen Windturbine mit der «Single Streamtube» Theorie nach Wilson bestimmt werden. Es wird dabei von einer umlaufenden an den Flügeln gebundenen Zirkulation ausgegangen, welche über eine Umdrehung gemittelt wird: [3]

$$c_P(x) = \pi \cdot x \left(\frac{1}{2} - \frac{4}{3\pi}x + \frac{3}{32}x^2 \right) \quad (2.5)$$

$$\text{mit } x = \lambda \cdot \frac{N \cdot c}{r} \quad (2.6)$$

Der Leistungsbeiwert c_P ist abhängig von der Schnelllaufzahl λ , der Anzahl Rotorblätter N , der Profiltiefe c des Flügelprofils und dem Rotorradius r . Auf diese Faktoren wird im Kapitel 2.3.2 Aerodynamik und Blattentwurf genauer eingegangen.

2.3.2 Aerodynamik und Blattentwurf

Einer der wichtigsten Parameter für die Auslegung einer Windkraftanlage ist die Rotordrehzahl n . Die mechanische Leistung ergibt sich aus dem Produkt des Drehmoments M und der Winkelgeschwindigkeit ω . [2]

$$P_{Mech} = M \cdot \omega \quad (2.7)$$

$$\omega = \frac{2 \cdot \pi \cdot n}{60} \quad (2.8)$$

Ein weiterer wichtiger Faktor, welcher mit der Drehzahl zusammenhängt, ist die Schnelllaufzahl λ . Sie stellt das Verhältnis zwischen Blattgeschwindigkeit und der Windgeschwindigkeit v_{Wind} dar. [2]

$$\lambda = \omega \cdot r / v_{Wind} \quad (2.9)$$

Bei Anlagen mit einer Schnelllaufzahl $\lambda \leq 1$ spricht man von langsam Läufern, welche bei niedriger Drehzahl ein hohes Drehmoment erzeugen, sie haben jedoch ein hohes Anlaufmoment, was eine hohe Flächenbelegung auf der Rotorumlauffläche erfordert (Völligkeit σ). Anlagen mit einer Schnelllaufzahl $\lambda > 1$ werden als schnell Läufer bezeichnet und kommen im Gegensatz zu langsam Läufern mit einer kleineren Flächenbelegung (Völligkeit σ) aus. Unter Umständen benötigen sie eine Anlaufhilfe, um die nötige Profilanströmung zu erreichen. Windkraftanlagen mit einer Schnelllaufzahl von $\lambda > 9$ haben eine sehr hohe Schallabstrahlung und werden aus diesem Grund heutzutage nicht mehr

gebaut. Zudem sind die Blattkanten einer deutlich höheren Erosion ausgesetzt. Die Blattgeschwindigkeit darf aus diesen Gründen die Geschwindigkeit von 80 bis 90 m/s nicht überschreiten. [2] Folgende Tabelle stellt die Einflüsse der Schnelllaufzahl λ auf das Windturbinendesign dar:

Schnelllaufzahl λ	Tief	Hoch
<i>Wert</i>	Schnelllaufzahlen von 1 bis 2 werden als tief betrachtet	Schnelllaufzahlen grösser als 10 werden als hoch betrachtet
<i>Verwendung</i>	Traditionelle Windmühlen	Horizontale Windmühlen
<i>Drehmoment</i>	Nimmt zu	Nimmt ab
<i>Effizienz</i>	Nimmt ab	Nimmt zu (Über 8 kein signifikanter Anstieg)
<i>Zentrifugale Belastung</i>	Nimmt ab	Steigt im Quadrat zu der Drehzahl
<i>Aerodynamische Belastung</i>	Nimmt ab	Steigt proportional zu der Drehzahl
<i>Benötigte Völligkeit σ für Selbstanlauf</i>	Nimmt zu	Nimmt ab
<i>Blattprofilbreite</i>	Breit	Schmal
<i>Aerodynamik</i>	Simplex	Komplex
<i>Geräuschemissionen</i>	Nimmt ab	Nimmt zu

Tabelle 14: Einfluss Schnelllaufzahl auf Windturbinendesign [5, p. 8]

Wie bereits in der Tabelle ersichtlich hängt die benötigte Anzahl an Rotorblättern indirekt mit der Schnelllaufzahl λ zusammen. Sie wird mit der Flächenbelegungszahl bzw. Völligkeit σ ermittelt und beträgt: [6]

$$\sigma = \frac{N \cdot c}{2 \cdot \pi \cdot r} \quad (2.10)$$

Die Völligkeit σ ist das Verhältnis der projizierten Rotorfläche zu der Rotationsfläche des Rotors. N steht für die Anzahl Rotoren und c für die Profiltiefe, welche zudem das Moment M des Rotors beeinflusst. [6]

Das Seitenverhältnis (Aspect Ratio) AR ist eine weitere Kennzahl, welche bei den Berechnungen beachtet werden sollte. Je länger der Rotorradius, desto höher wird das generierte Moment. Dabei nimmt auch die Belastung auf die Struktur zu. Je länger die Rotorhöhe, desto tiefer ist das generierte Moment. In diesem Fall müsste die Schnelllaufzahl erhöht werden, um die gleiche Leistung zu erhalten. Das Verhältnis AR berechnet sich aus dem Radius r und der Höhe h wie folgt: [6]

$$AR = \frac{h}{2 \cdot r} \quad (2.11)$$

2.3.2.1 Kräfte am Rotorblatt

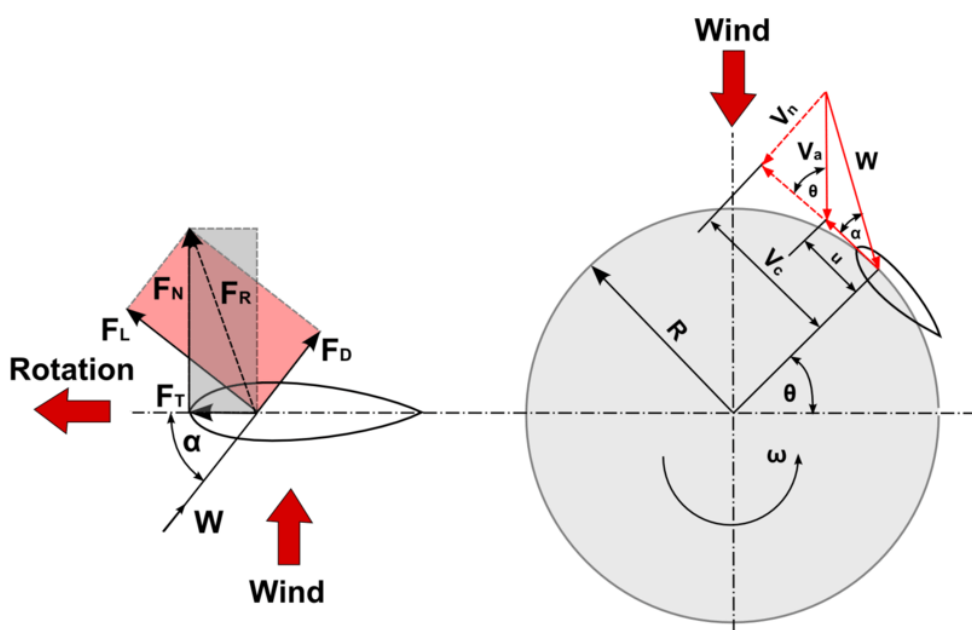


Abbildung 10: Kräfte Darstellung Darrieus Turbine [24]

Die Kräfte Berechnungen gestalten sich bei Windturbinen mit einer vertikalen Rotorachse etwas schwieriger als bei Windanlagen mit einer horizontalen Achse. Der Anstellwinkel des Rotorblattes ändert sich während einer Umdrehung des Rotors konstant.

Ausschlaggebend für die Berechnung der Kräfte am Rotorblatt ist der Spitzengeschwindigkeitsvektor W , welcher sich aus der Windgeschwindigkeit v_{Wind} , der Schnelllaufzahl λ und dem Azimut Winkel (Blattposition) θ ergibt: [6]

$$W = v_{Wind} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot \lambda \cdot \cos \theta + \lambda^2} \quad (2.12)$$

Der Anstellwinkel α hat einen positiven Wert Stromaufwärts und einen negativen Wert Stromabwärts und ist abhängig von der Schnelllaufzahl λ : [6]

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{\sin \theta}{\cos \theta + \lambda} \right) \quad (2.13)$$

Die Auftriebs- C_L und Widerstandskoeffizienten C_D sind abhängig vom gewählten Profil und werden mittels CFD-Simulationen (Computational Fluid Dynamics) oder physischen Tests ermittelt: [6]

$$C_L = \frac{F_L}{\frac{1}{2} \cdot \rho_L \cdot c \cdot h \cdot W^2} \quad (2.14)$$

$$C_D = \frac{F_D}{\frac{1}{2} \cdot \rho_L \cdot c \cdot h \cdot W^2} \quad (2.15)$$

Daraus können der Normal- C_N und der Tangentialkoeffizient C_T berechnet werden: [6]

$$C_N = C_L \cdot \cos \alpha + C_D \cdot \sin \alpha \quad (2.16)$$

$$C_T = C_L \cdot \sin \alpha - C_D \cdot \cos \alpha \quad (2.17)$$

Die Normalkraft F_N und die Tangentialkraft F_T sind wie die Auftriebs- und Widerstandskraft (F_L und F_D) abhängig vom Azimutwinkel θ des Blattes: [6]

$$F_N(\theta) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c \cdot h \cdot W^2 \cdot C_N \quad (2.18)$$

$$F_T(\theta) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c \cdot h \cdot W^2 \cdot C_T \quad (2.19)$$

Die Tangentialkraft F_T ist die Kraft, welche den Rotor in eine Drehbewegung um die Achse versetzt, und das treibende Drehmoment entwickelt. Das Moment M wird durch die Multiplikation der Tangentialkraft F_T mit dem Rotorradius r berechnet: [6]

$$M(\theta) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c \cdot h \cdot W^2 \cdot C_T \cdot r \quad (2.20)$$

Die Aktuelle- und Durchschnittsleistung ist abhängig von der Winkelgeschwindigkeit ω des Rotors: [6]

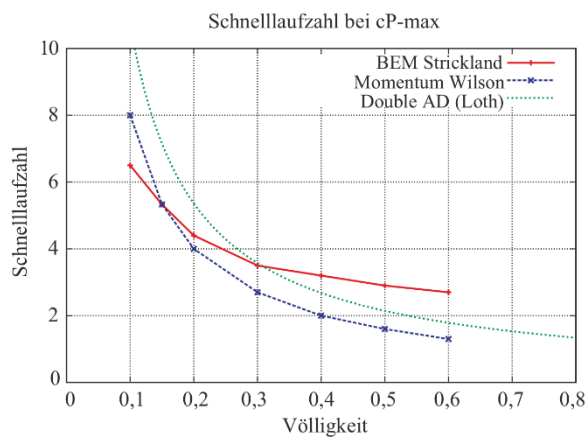
$$P_{Mech}(\theta) = M(\theta) \cdot \omega \quad (2.21)$$

$$P_m = \frac{N}{2} \cdot \pi \int_0^\pi P_{Mech}(\theta) d\theta \quad (2.22)$$

2.3.3 Berechnungen

2.3.3.1 Überschlägige Berechnung Darrieus Rotor

Die Sollleistung P_{Soll} stammt aus dem mit dem Kunden abgestimmten Pflichtenheft und beträgt 80 W bei einer Windgeschwindigkeit v von 8 m/s. Die Nenndrehzahl n soll 300 min^{-1} betragen und darf eine Drehzahl n_{Max} von 550 min^{-1} nicht überschreiten, um die Struktur nicht zu stark zu belasten. Der c_p -Wert wird mit 0.3 angenommen.



Die Schnelllaufzahl λ wird 2 gewählt, um die Geräuschemission bzw. Drehzahl gering zu halten und den Selbstanlauf der Turbine zu ermöglichen. Im Diagramm ist das Verhältnis der Völligkeit σ zur Schnelllaufzahl bei maximalem C_p -Wert aufgezeigt. Es sind dabei drei verschiedene Modelle ersichtlich. Nach dem Modell von Wilson ergibt sich bei einer Schnelllaufzahl von 2 eine optimale Völligkeit von 0.4.

Abbildung 11: Schnelllaufzahl bei c_P -max [3, p. 147]

Ausgangsparameter:

Ein weiterer Faktor, welcher einen Einfluss hat auf die Leistung, ist die Dichte der Luft. Sie ist abhängig von der Geländehöhe bzw. dem Luftdruck und der Temperatur. In den Berechnungen dieser Diplomarbeit wird einfachheitshalber die Normdichte von $\rho_0 = 1.225 \text{ kg/m}^3$ für die Berechnungen verwendet. [3]

Merkmal	Wert
Soll Leistung P_{Soll}	80 W
Nennwindgeschwindigkeit v_{Wind}	8 m/s (28.8 km/h)
Nenndrehzahl n	300 min^{-1}
Angenommener Wirkungsgrad E-Motor η	0.8
Angenommener c_p -Wert	0.3
Schnelllaufzahl λ	2
Völligkeit σ	0.4
Anzahl Blätter N	6
Seitenverhältnis AR Windturbine	1.2 (Kompromiss zwischen Drehmoment und struktureller Belastung)

Tabelle 15: Übersicht Ausgangsparameter [1]

Berechnung der Rotorumlauffläche A_ω aus (2.4):

$$A_\omega = \frac{P_{Soll}}{0.5 \cdot \rho_L \cdot v_{Wind}^3 \cdot c_P \cdot \eta} = \underline{1.063 \text{ m}^2}$$

Berechnung Radius r aus (2.8) und (2.9):

$$\omega = \frac{2 \cdot \pi \cdot n}{60} = \underline{31.416 \text{ rad/s}}$$

$$r = \frac{\lambda \cdot v_{Wind}}{\omega} = \underline{0.509 \text{ m}} \text{ gewählt } \underline{0.5 \text{ m}}$$

Berechnung Höhe h aus (2.3):

$$h = \frac{A_\omega}{2 \cdot r} = \underline{1.044 \text{ m}} \text{ gewählt } \underline{1.2 \text{ m}} \text{ (Aufgrund von AR siehe unten)}$$

Berechnung Profiltiefe c aus (2.10):

$$c = \frac{\sigma \cdot 2 \cdot \pi \cdot r}{N} = \underline{0.209 \text{ m}} \text{ gewählt } \underline{0.2 \text{ m}}$$

Berechnung Seitenverhältnis aus (2.11):

$$h = \frac{AR}{2 \cdot r} = \underline{1.2 \text{ m}}$$

Parameter nach überschlägiger Berechnung:

Merkmal	Wert
Soll Leistung P_{Soll}	80 W
Nennwindgeschwindigkeit v	8 m/s (28.8 km/h)
Nenndrehzahl n	300 min ⁻¹
Wirkungsgrad E-Motor η	0.8
Angenommener c_p-Wert	0.3
Schnellaufzahl λ	2
Völligkeit σ	0.4
Anzahl Blätter N	6
Radius r	0.5 m
Höhe h	1.2 m
Profiltiefe c	0.2 m

Tabelle 16: Parameter nach überschlägiger Berechnung [1]

2.3.3.2 Berechnungen Kräfte am Blatt

Um einen möglichst hohen c_p -Wert zu erreichen, ist die Auswahl des richtigen Blattprofils essenziell. Zudem brauchen Windkraftanlagen mit einer vertikalen Rotorachse oft eine Anlaufhilfe und sind nicht Selbststartend. Damit ein Selbststart möglich ist, werden Anlagenentwürfe mit einer hohen Völligkeit (>0.4) mit gewölbten NACA-Profilen wie zum Beispiel dem NACA 4418 Profil empfohlen. [3] NACA-Nummern sind eine Klassifizierung für verschiedene Flügelprofile, welche von der «National Advisory Committee for Aeronautics» entwickelt wurde. Die 1. Ziffer der Klassifizierung zeigt die maximale Wölbung in Prozent der Profilbreite c , die zweite Ziffer ist die Position der maximalen Wölbung in Zehntel der Profilsehne und die dritte und vierte Ziffer zeigen das Verhältnis der maximalen Profildicke zur Profilsehne in %. [5] Für dieses Projekt wurde aus den genannten Gründen das NACA-Profil 4418 gewählt. Das Profil ist, wie in der Grafik unterhalb ersichtlich, asymmetrisch.

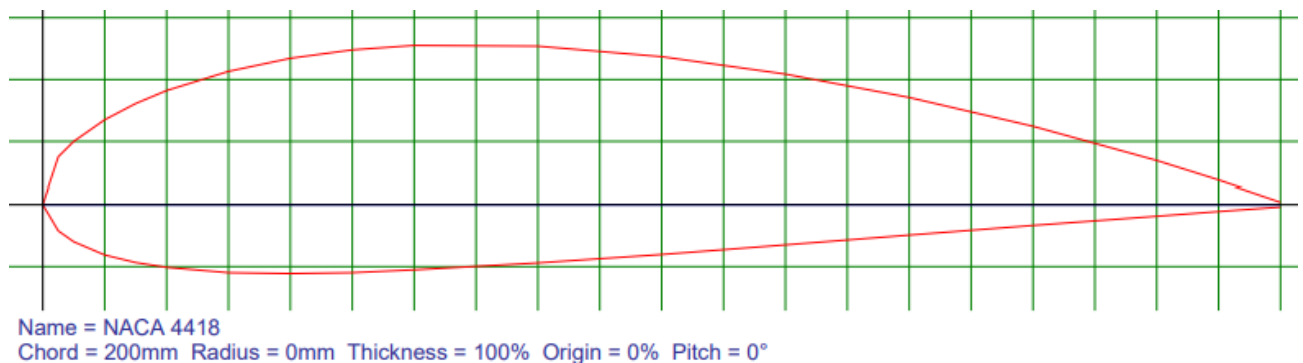


Abbildung 12: NACA 4418 Profil [7]

Um die auftretenden Kräfte an einem Flügelprofil zu ermitteln, wird normalerweise eine CFD-Analyse (Strömungssimulation) durchgeführt. Im Rahmen dieses Projektes ist dies aufgrund fehlender Erfahrung in CFD-Analysen und aus Zeitgründen nicht möglich. Für die folgenden Kräfte Berechnungen wird auf bestehende Daten einer CFD-Analyse des NACA 4418 Profils zurückgegriffen, um die auftretenden Kräfte am Profil zu berechnen. Für die Berechnungen und die grafische Darstellung in Form von Diagrammen wurde Excel verwendet.

Wie bereits im Kapitel «2.3.2.1 Kräfte am Rotorblatt» beschrieben, braucht man zur Berechnung der Kräfte am Rotorblatt folgende Werte:

1. Spitzengeschwindigkeitsvektor W
2. Anstellwinkel α
3. Auftriebs- C_L und Widerstandskoeffizienten C_D

Der erste Massgebende Faktor zur Berechnung der Kräfte ist der Spitzengeschwindigkeitsvektor W , mit welchem das Blatt angeströmt wird. Dieser hängt von der Schnelllaufzahl des Rotors und der Windgeschwindigkeit ab und wurde mit der Formel (2.12) für jede Blattposition berechnet. Bei einer Nennwindgeschwindigkeit v von 8m/s und einer Nenndrehzahl n von 300 min⁻¹ zeichnet sich dieser wie folgt ab:

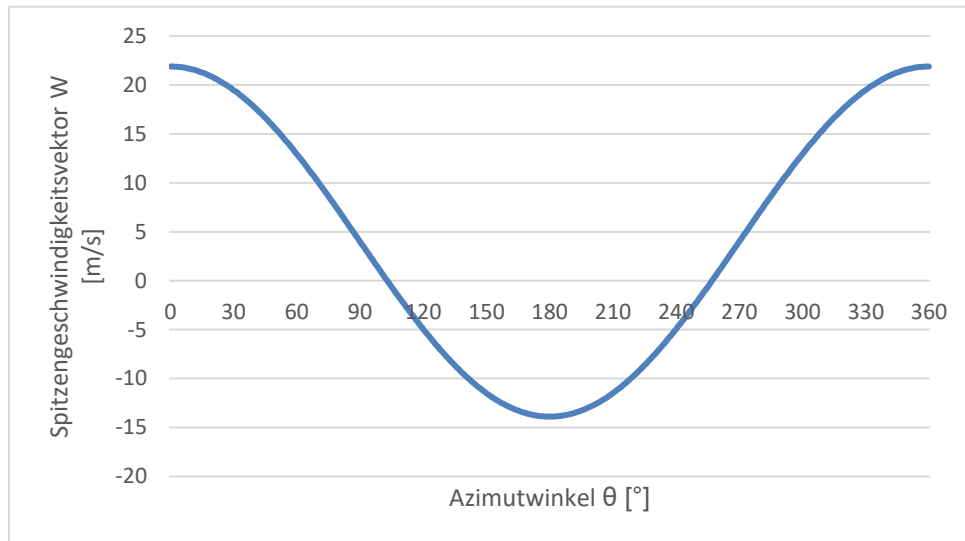


Abbildung 13: Spitzengeschwindigkeitsvektor bei Nennwindgeschwindigkeit [1]

Der sich ständig ändernde Anstellwinkel des Blattes auf einer Rotorumdrehung ist eine der Herausforderungen bei den Berechnungen der Kräfte. Der minimale und maximale Anstellwinkel hängt unter anderem von der Schnelllaufzahl des Rotors ab. Je höher die Schnelllaufzahl, desto kleiner ist die Variation zwischen den Anstellwinkeln des Blattes bei einer Umdrehung. Bei der gewählten Schnelllaufzahl von 2 variiert der Anstellwinkel zwischen + 30° und – 30°. In der Grafik unterhalb ist die Variation des Anstellwinkels bei unterschiedlichen Schnelllaufzahlen ersichtlich. Für die Berechnungen wurde die Formel (2.13) verwendet.

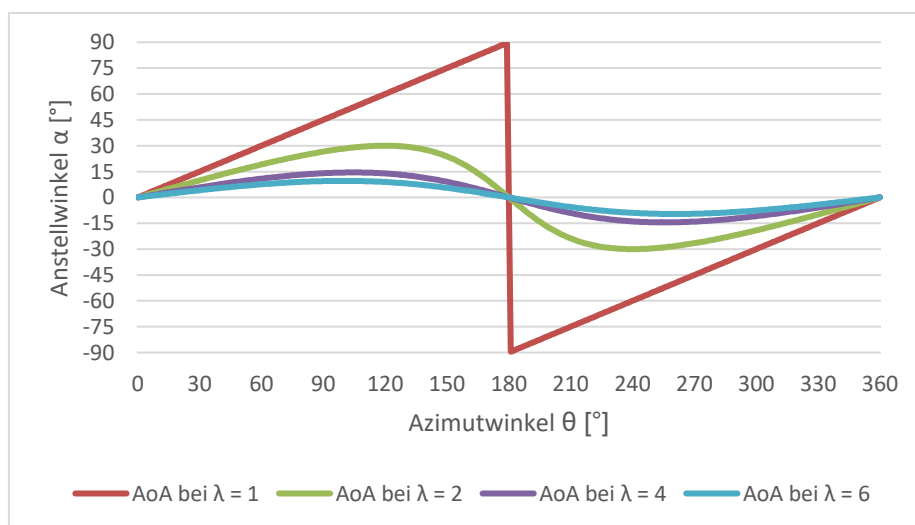


Abbildung 14: Anstellwinkel bei verschiedenen Schnelllaufzahlen [1]

Um die Kräfte zu berechnen, wurden bestehende C_L und C_D -Diagramme (Anhang A) für das NACA 4418 Profil bei einer Reynoldszahl von 0.25×10^6 als Vorlage verwendet und die Datenwerte von der Seitenverhältnis Kurve AR 6 (Seitenverhältnis Blatt = $h/c = 1.2\text{m}/0.2\text{m} = 6$) in 1° Schritten mittels KI ausgelesen (Anhang B), da keine Wertetabelle zu den Grafiken vorhanden war. Die durchgeführten Kraftberechnungen basieren ausschließlich auf Profildaten für positive Anstellwinkel. Da für den Bereich negativer Anstellwinkel keine Daten vorlagen, konnte der bremsende Effekt der Blätter in bestimmten Rotorpositionen nicht berechnet werden. Folglich ist davon auszugehen, dass die folgenden Ergebnisse die in Realität erreichbare Leistung der Turbine überschätzen. Der Normalkoeffizient C_N und der Tangentialkoeffizient C_T wurden auf Basis des C_L und C_D -Wertes mit der Formel (2.16) und (2.17) berechnet. Die Diagramme dazu sind unter Anhang C abgebildet.

Basierend auf diesen Werten liessen sich anschliessend die Normalkraft F_N , die Tangentialkraft F_T sowie die Auftriebs- und Widerstandskraft (F_L und F_D) bei einer Nennwindgeschwindigkeit von 8 m/s mit den Formeln (2.14), (2.15), (2.18) und (2.19) berechnen.

Der Kräfteverlauf bildet sich schliesslich wie folgt ab:

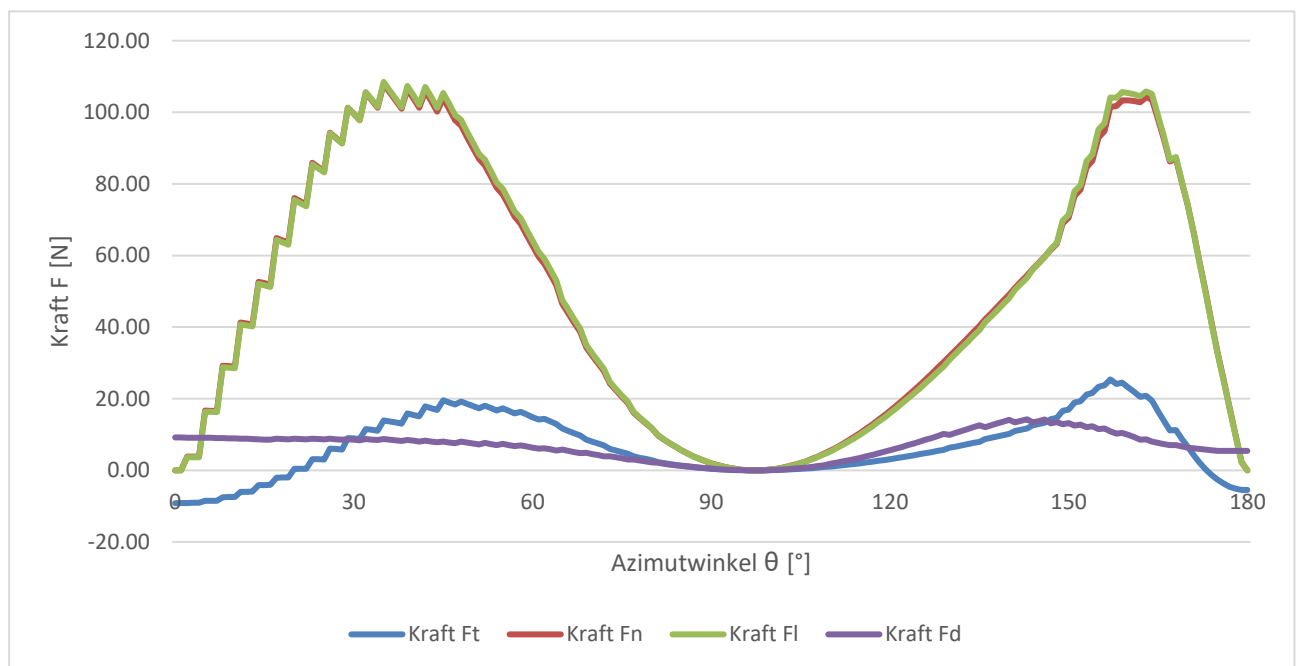


Abbildung 15: Kräfteverlauf bei Nennwindgeschwindigkeit [1]

Die zweite Kraftspitze wird in der Realität wesentlich kleiner ausfallen. Das Blatt wird ab einem Azimut Winkel von 102° mit einem negativen Spitzengeschwindigkeitsvektor W angeströmt. Das heisst das Blatt hat Rückenwind. Da für diese Arbeit keine C_L und C_D Werte von «verkehrt» angeströmt Profilen zur Verfügung standen konnten die Werte in diesem Bereich nicht genau berechnet werden.

Aus der Tangentialkraft F_T wurde schlussendlich der wichtigste Faktor, das Drehmoment M aus Formel (2.20) berechnet. Auch hier gilt wieder dieselbe Annahme wie beim Kräfteverlauf: Die zweite Spitze wird aus demselben Grund wie im letzten Absatz genannt wesentlich kleiner ausfallen.

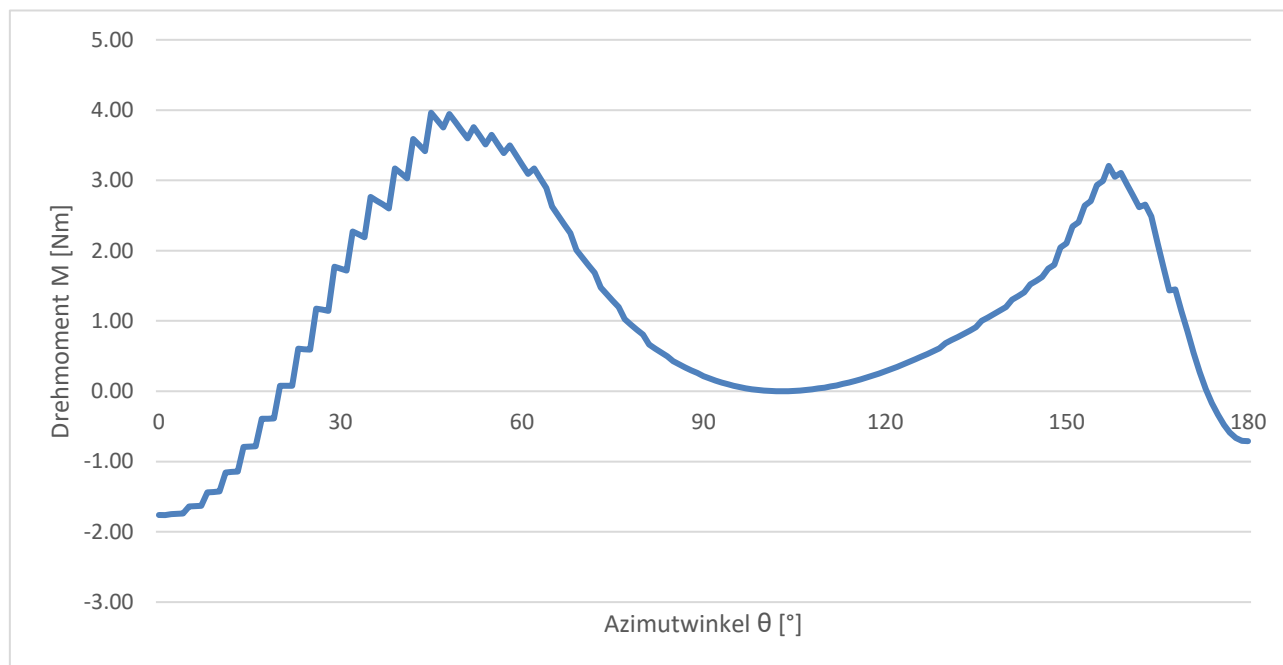


Abbildung 16: Drehmomentverlauf bei Nennwindgeschwindigkeit [1]

Aus den Diagrammen können die maximal auftretenden Kräfte am Blatt bei Nennwindgeschwindigkeit entnommen werden:

Bezeichnung	Max. Wert
Normalkraft F_N	42.75 N bei Position 12°
Tangentialkraft F_T	7.92 N bei Position 15°
Moment M	3.96 Nm bei Position 15°

Tabelle 17: Maximal auftretende Kräfte bei Nennwindgeschwindigkeit [1]

Nach der Berechnung der Kräfte bei Nennwindgeschwindigkeit folgte die Berechnung der Kräfte für die definierte maximal Windgeschwindigkeit und die minimal Windgeschwindigkeit nach demselben Ablauf.

Die Betriebsgrenze für die Windturbine wurde bei 14 m/s (50.4 km/h) Wind angesetzt. Dieser Wert wurde aufgrund der Windgeschwindigkeit Weibull-Verteilung von einem Standort im Kanton Zürich definiert. Die Wahrscheinlichkeit, dass eine Windgeschwindigkeit von > 14 m/s auftritt, liegt bei 0.3 %. Die entsprechende Grafik ist unter dem Anhang D abgelegt. Bei dieser Windgeschwindigkeit ergibt sich nach Formel (2.8) und (2.9) eine maximale Drehzahl von 535 min^{-1} . Aus der Drehzahl und dem angepassten Spitzengeschwindigkeitsvektor W ergeben sich folgende Werte:

Bezeichnung	Max. Wert
Normalkraft F_N	107.96 N bei 12°
Tangentialkraft F_T	25.40 N bei 20°
Moment M	12.70 Nm bei 20°

Tabelle 18: Maximal auftretende Kräfte bei maximal Windgeschwindigkeit [1]

Im Pflichtenheft wurde definiert, dass die Windturbine bei 3 m/s (10.8 km/h) Wind anlaufen soll, dabei ergeben sich folgende Werte:

Bezeichnung	Max. Wert
Normalkraft F_N	11.63 N bei 15°
Tangentialkraft F_T	2.23 N bei 16°
Moment M	1.11 Nm bei 16°

Tabelle 19: Maximal auftretende Kräfte bei minimal Windgeschwindigkeit [1]

2.3.4 Energieumwandlung

Um die mechanische Energie des Rotors in elektrische Energie umzuwandeln ist die Auswahl des richtigen Generators essenziell. Das Bordnetz des Campers wird mit 12 V DC (Gleichstrom) betrieben daher macht es Sinn einen DC-Motor als Generator einzusetzen, damit der Strom nicht umgewandelt werden muss. Gleichstrom-Bürstenmotoren im Generatorbetrieb können im Gegensatz zu Bürstenlosen Gleichstrommotoren (BLDC) direkt an ein DC-Netz angehängt werden, BLDC-Motoren benötigen zusätzlich einen Spannungsberichtigungskreis. Um den richtigen Motor mit einem möglichst hohen Wirkungsgrad im Generatorbetrieb auszuwählen, müssen verschiedene Zusammenhänge beachtet werden:

Durch Drehen der Motorwelle wirkt aufgrund des Magnetfelds die elektromotorische Kraft, welche in der Wicklung des Motors eine Spannung induziert. Diese Spannung wird als induzierte Spannung oder Gegen-EMK Wert U_i bezeichnet. Die induzierte Spannung ist proportional zur Winkelgeschwindigkeit ω und abhängig von der Konstanten K_E mit der Einheit $\text{mV}/\text{min}^{-1}$. Diese Konstante gibt an, wie viel Spannung pro Umdrehung im Generatorbetrieb erzeugt wird und ist eine der wichtigsten Kennzahlen. Sie ist in den Datenblättern von E-Motoren ersichtlich. [8]

$$U_i = K_E \cdot \omega \quad (2.23)$$

Ohne Berücksichtigung der Last sollte die Konstante K_E im Generatorbetrieb grösser sein als das Verhältnis U_i/ω . Wenn die Wellendrehzahl keinen ausreichenden Gegen-EMK Wert U_i erreicht, kann ein Getriebe eingesetzt werden, um die Drehzahl an der Antriebswelle des E-Motors zu erhöhen. Die maximal zulässige Drehzahl des E-Motors darf dabei nicht überschritten werden. [8]

Im Leerlauf, wenn keine Last angeschlossen ist, ist die Spannung am höchsten. In diesem Zustand fließt jedoch kein Strom. Sobald man einen Verbraucher anschliesst und Strom zu fließen beginnt, sinkt die Spannung. Dieser Spannungsabfall entsteht durch den inneren Widerstand des Motors. Je mehr Strom entnommen wird, desto stärker fällt die Spannung ab. Die Stabilität der Generatorspannung unter Last hängt daher vom Innenwiderstand des Motors ab. Ein Motor mit einem niedrigen Innenwiderstand ist für den Generatorbetrieb besser geeignet, da seine Spannung auch bei schwankenden Lastströmen konstant bleibt. Die Spannung unter Last U_T berechnet sich aus dem Gegen-EMK Wert U_i , dem Widerstand des Rotors R_{Rotor} , Widerstand der Last R_{Last} und dem entnommenen Strom I_{Last} : [8]

$$U_T = U_i - (R_{Rotor} + R_{Last}) \cdot I_{Last} \quad (2.24)$$

Wenn die Klemmen kurzgeschlossen werden, ist $U_T = 0$ und ein maximaler Strom I_{Max} fließt, welcher sich folgendermassen berechnet: [8]

$$I_{Max} = U_i / R_{Rotor} \quad (2.25)$$

«Die Ausgangsleistung erreicht ihren maximalen Wert, wenn U_T halb so hoch wie U_i ist. An diesem Punkt entspricht der Laststrom I_{Last} der Hälfte des Maximalstroms I_{Max} .» [8, p. 2] An diesem Punkt ist jedoch der Wirkungsgrad im Generatorbetrieb gerade mal bei ca. 50%. Aus diesem Grund sollte der Betriebspunkt bei ca. 20 bis 40% des Nennstromes gewählt werden, wo der Wirkungsgrad am höchsten ist. Dies führt dazu, dass womöglich ein Motor mit einer höheren Nennleistung gewählt werden muss. Die folgenden Abbildungen veranschaulichen diese Erkenntnis: [8]

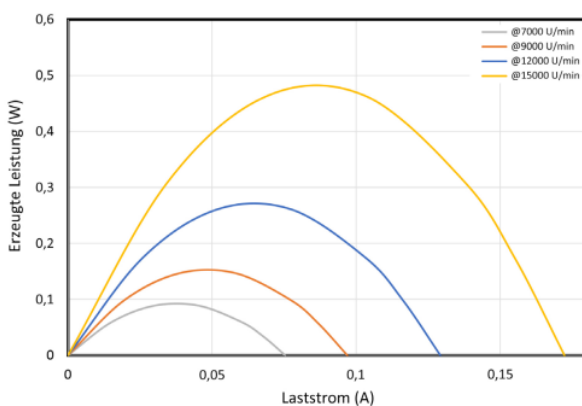


Abbildung 18: Ausgangsleistungskennwerte [8]

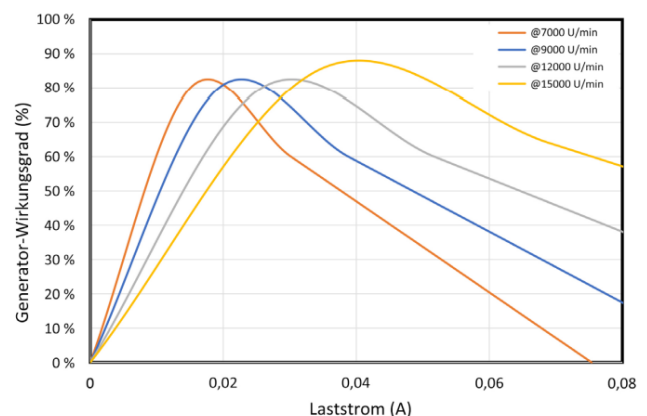


Abbildung 17: Wirkungsgradkennlinien [8]

Für den Generatorbetrieb ist zudem das erforderliche Antriebsmoment zu berücksichtigen. Um elektrische Leistung zu erzeugen, muss der Generator mit einem ausreichenden Drehmoment angetrieben werden, das sowohl die inneren Motorverluste überwindet als auch den gewünschten Laststrom erzeugt. Das benötigte Gesamtdrehmoment berechnet sich aus der Drehmomentkonstanten K_T , des Leerlaufstroms I_0 und des Laststroms I_{Last} : [8]

$$M = K_T \cdot (I_{Last} + I_0) \quad (2.26)$$

Bei der Auswahl des E-Motors ist besonders darauf zu achten, dass der maximale Strom den Nennstrom des E-Motors nicht dauerhaft überschreitet. Andernfalls ist ein zusätzlicher Lastwiderstand erforderlich, um den Strom zu begrenzen: [8]

$$R_{Last} = U_T / (I_{Dauer} - R_{Rotor}) \quad (2.27)$$

2.3.4.1 Auswahl des E-Motor

Der DC-Motor soll bei einer Drehzahl von bis zu 535 min^{-1} und einem Drehmoment von maximal 12.7 Nm betrieben werden können (Werte des Rotors bei einer Windgeschwindigkeit von 14 m/s). Das ergibt eine erforderliche Leistung nach (2.7) von 711 W . Da die Drehzahl von 535 min^{-1} für einen E-Motor eher tief ist, wird ein Getriebe notwendig sein, um die Drehzahl zu erhöhen, damit der E-Motor eine genügend hohe Spannung erzeugen kann. Zudem wird das Drehmoment, welches auf den Motor wirkt, reduziert.

Nach längerer Suche bei verschiedenen Herstellern wie Maxon, Parvalux, Faulhaber und viele weitere konnte mit diesen Ausgangswerten kein optimaler DC-Motor gefunden werden. Aus diesem Grund wurde beschlossen, die maximale Betriebswindgeschwindigkeit auf 10 m/s herunterzusetzen um die Drehmomentlast sowie auch die Drehzahl etwas zu reduzieren. Bei dieser Windgeschwindigkeit ergibt sich ein maximaler Leistungswert von 227 W und eine Drehzahl von 382 min^{-1} mit diesen Werten konnte ein passendes Modell bei der Firma Transmotec gefunden werden. Der DC-Motor hat eine Leistung von 250 W bei einer Spannung von 24 V . Die Untersetzung beträgt $1:7.5$ was einer Drehzahl an der Getriebewelle von 400 min^{-1} bei 24 V entspricht. Das Datenblatt des Motors ist undetailliert was die genaueren Berechnungen etwas erschwert. Das Datenblatt befindet sich im Anhang F.

Die Windturbine soll bei einer Nenndrehzahl n von 300 min^{-1} mit dem DC-Motor eine Spannung U_i von 12 V abgeben können. Daraus ergibt sich folgender K_E Wert:

$$K_E = \frac{U_i}{n} = \underline{0.04 \text{ V/min}^{-1}}$$

Der K_E Wert des gewählten DC-Motors muss, um eine genügend hohe Spannung zu erzeugen, grösser sein als der Berechnete K_E Wert:

$$K_{E \text{ ist}} = \frac{U_{ist}}{n_{ist}} = \underline{0.06 \text{ V/min}^{-1}} > \underline{0.04 \text{ V/min}^{-1}} = \text{Wahr}$$

Im Datenblatt des E-Motors ist keine Darstellung zum Verlauf des Wirkungsgrades zu erkennen. Was die Berechnung des optimalen Betriebspunktes erschwert. Der effektive Wirkungsgrad wird

sich in der Testphase des Prototyps zeigen. Allenfalls müsste eine kleinere Untersetzung gewählt werden um den Betriebspunkt in den tieferen Drehzahlbereich des E-Motors zu verschieben, wo der Wirkungsgrad eines E-Motors im Generatorbetrieb am höchsten ist. Dabei ist jedoch zu beachten, dass der K_E Wert nicht unter den erforderlichen Wert fällt, um die im Pflichtenheft geforderte Nennleistung von 80 W zu erreichen.

Da die Spannung sowie der Strom aufgrund der variierenden Windgeschwindigkeit am Ausgang des E-Motors schwanken, braucht es einen DC-DC Spannungswandler, welcher die Spannung auf 12 DC hoch oder runter wandelt. Ein passendes Modell wurde bei der Firma Victron gefunden. Das Datenblatt ist unter Anhang F ersichtlich.

2.3.5 Bremssystem

Neben der Energieumwandlung spielt auch der sichere Betrieb der Rotorblätter eine wichtige Rolle. Die Windleistung steigt mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit, daher muss die Leistungsaufnahme begrenzt werden können, um unzulässige Belastungen, Schwingungen und Überdrehzahlen zu verhindern. Es gibt dafür zwei unterschiedliche aerodynamische Konzepte. Das einfachere Prinzip begrenzt die Leistung durch einen Strömungsabriss am Rotorblatt. Das Zweite verwendet eine aktive Regelung, welche das Blatt bei einer zu hohen Leistungsabgabe um die Längsachse des Blattes in den Wind dreht (Fahnenstellung). [2] Bei Grossanlagen ist gesetzlich vorgeschrieben, dass neben einer aerodynamischen Bremse zusätzlich eine mechanische Bremse als redundantes Bremssystem vorhanden sein muss. Dabei werden hauptsächlich mechanische Scheibenbremssysteme verwendet.

Das aerodynamischen Konzepte mit der aktiven Regelung lässt sich bei dieser Windturbine nur sehr schwer umsetzen. Eine Blattverstellung wäre mit einem massiv höheren Konstruktionsaufwand verbunden. Das einfachere Konzept mit dem Strömungsabriss am Blatt, lässt sich leider nur sehr schwer abschätzen. Bei einer maximal Windgeschwindigkeit von 14 m/s ergibt sich eine Reynoldszahl von ca. 470000. Da keine Daten zu C_L und C_D von einem NACA 4418 Profil bei höheren Reynoldszahlen (500000) gefunden werden konnten, lässt sich nicht berechnen, ob die Strömung am Blatt bei dieser Geschwindigkeit abreißen würde. Dieses Konzept müsste durch Versuche oder eine CFD-Analyse überprüft werden.

Eine weitere Möglichkeit, um den Windturbinenrotor abzubremsen, ist die Erhöhung der Last, welche am Generator angeschlossen ist. Diese zugeschaltete Last wie zum Beispiel ein Leistungswiderstand, welcher den Strom in Wärme umwandelt, erhöht das notwendige Moment, um den Generator anzutreiben und bremst so den Rotor der Windturbine ab.

2.3.6 CAD-Entwurf vertikale Windturbine

Nach den ersten überschlägigen Berechnungen und der Auswahl des E-Motors, welcher als Generator verwendet werden soll, folgte der erste CAD-Entwurf. Als Basis diente die erstellte Skizze «Abbildung 8: Skizze vertikale Windturbine» im Kapitel «2.2.2 Nutzwertanalyse».

2.3.6.1 Materialien

In dem Pflichtenheft wurde das Soll Gewicht der Windturbine mit < 15 kg definiert. Aus diesem Grund wurden für den initialen Entwurf möglichst leichte Materialien gewählt.

Die Rotorblätter sollen im 3d-Druck Verfahren hergestellt werden aus dem Kunststoff PETG HF. Dieses Material ist gegenüber normalem PETG für eine höhere Druckeffizienz und bessere Oberflächen Qualität optimiert. Zudem ist PETG HF UV-beständig und für den Outdooreinsatz optimal geeignet. Das Material bietet folgende Eigenschaften: [9]

Merkmal	Wert
Zugfestigkeit R_m	34 N/mm ²
Streckgrenze $R_{p0.2}$	23 N/mm ²
Bruchdehnungsrate A	8.6 %
E-Modul E	2050 N/mm ²
Hitzebeständigkeit	69° C
Dichte ρ	1.28 g/cm ³

Tabelle 20: Eigenschaften PETG HF [9]

Für die weiteren Bauteile soll, wenn möglich Aluminium 6082 verwendet werden, um die Korrosionsbeständigkeit zu gewährleisten und das Gewicht so gering wie möglich zu halten. Aluminium 6082 ist gut zerspanbar und für technische Anwendungen sehr gut geeignet. [10]

Merkmal	Wert
Zugfestigkeit R_m	290 N/mm ²
Streckgrenze $R_{p0.2}$	250 N/mm ²
Bruchdehnungsrate A	8 %
E-Modul E	69000 N/mm ²
Dichte ρ	2.7 g/cm ³

Tabelle 21: Eigenschaften Aluminium 6082 [10]

2.3.6.2 Berechnungen Träger

Für die folgenden Berechnungen wird mit den maximal möglichen Belastungen ausgehend von einem Rotorblatt gerechnet, welche im Kapitel «2.3.3.2 Berechnungen Kräfte am Blatt» berechnet wurden. Aus dem CAD-Entwurf wurde die gewählte Dimension der Träger und der Welle mit den folgenden Berechnungen verifiziert. Die Lagerkräfte wurden mit den im Entwurf festgelegten Lagerabständen berechnet. Das Gewicht der Rotorblätter inklusive Träger und Welle, welche für die Kraft F_G verantwortlich sind, wurde im CAD berechnet. Der Sicherheitsfaktor SF wurde mit 1.5 definiert.

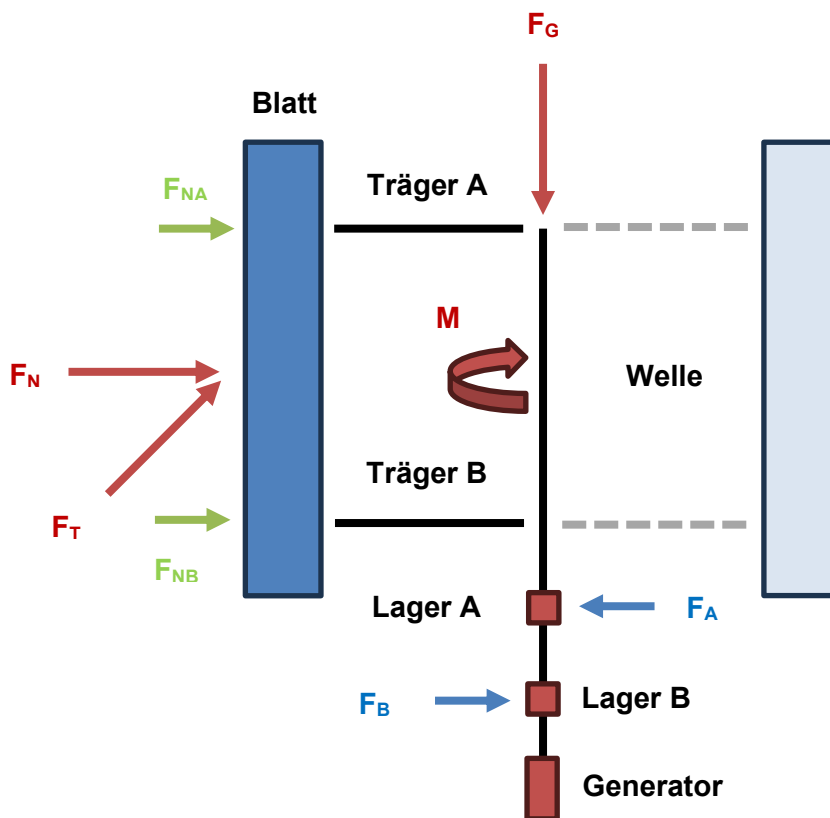


Abbildung 19: Übersicht auftretende Kräfte [1]

Auf die Träger der Rotorblätter wirkt aufgrund der Fliehkräfte eine Zugkraft, welche durch die Normalkraft F_N des Rotorblattes je nach Azimutposition etwas reduziert wird. Neben der Zugkraft wirkt eine Biegekraft durch die Tangentialkraft F_T . Das Gewicht m eines Blattes beträgt 1.5 kg und die maximale Drehzahl n beträgt 535 min^{-1} was einer Winkelgeschwindigkeit ω von 56 rad/s entspricht. Die Fliehkraft berechnet sich wie folgt: [11]

$$F_Z = m \cdot r \cdot \omega^2 = \underline{2352 \text{ N}}$$

Der Träger besteht aus einem Rohrprofil mit Aussendurchmesser D 15 mm und Innendurchmesser d 10 mm. Die Querschnittsfläche und das Biege Widerstandsmoment betragen: [12]

$$A_q = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4} = \underline{98.175 \text{ mm}^2}$$

$$W_b = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{D^4 - d^4}{D} = \underline{265.890 \text{ mm}^3}$$

Die Zugspannung, die Biegespannung und die daraus resultierende Spannung, welche in einem Träger wirken, betragen: [12]

$$\sigma_z = \frac{F_z}{2 \cdot A_q} = \underline{11.979 \text{ N/mm}^2}$$

$$\sigma_b = \frac{M}{W_b} = \underline{47.764 \text{ N/mm}^2}$$

$$\sigma_{res} = \sigma_z + \sigma_b = \underline{59.743 \text{ N/mm}^2}$$

Daraus ergibt sich ein Sicherheitsfaktor von: [12]

$$SF = \frac{R_{p0.2}}{\sigma_{res}} = \underline{4.18}$$

Der definierte minimale Sicherheitsfaktor beträgt 1.5, somit sind die Träger überdimensioniert und die Querschnittsfläche der Träger könnte verkleinert werden.

2.3.6.3 Berechnung Welle

Die Fliehkräfte, welche bei der Berechnung der Träger massgebend waren, können in der Berechnung der Welle und Lager vernachlässigt werden. Auf die Drehachse des Rotors bezogen, gleichen sich die Kräfte aus. Wenn ein Blatt ein wenig schwerer ausfällt als die anderen Blätter entsteht jedoch eine Übermasse, welche das Gleichgewicht der Kräfte stören könnte. Bei dieser Berechnung wurde diese Komponente vernachlässigt. Bei der Herstellung und dem Aufbau des Rotors muss durch Auswiegen jedes Blattes versucht werden, diese Übermasse möglichst klein zu halten. Dieser Vorgang wird auch als Auswuchten des Rotors bezeichnet. [2]

Bei den folgenden Berechnungen ist die Normalkraft F_N und die Gewichtskraft F_G ausschlaggebend. Die Normalkraft F_N wird in die Komponenten Normalkraft Träger A F_{NA} und Normalkraft Träger B F_{NB} aufgeteilt. Die Masse m des gesamten Rotorkopfes (Rotorblätter, Träger und Welle) beträgt gemäss Berechnungen im CAD 11.5 kg was folgende Gewichtskraft F_G ergibt:

$$F_G = m \cdot g = \underline{112.815 \text{ N}}$$

Auflagekräfte:

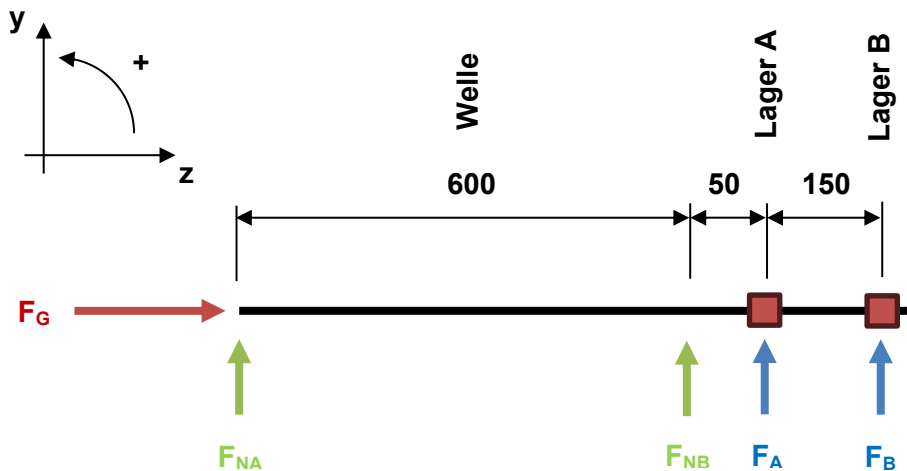


Abbildung 20: Auflagekräfte [1]

$$\text{I. } \sum F_z = 0 = F_{Az} + F_G$$

$$\text{II. } \sum F_y = 0 = F_{Ay} + F_{By} + F_{NA} + F_{NB}$$

$$\text{III. } \sum M_A = 0 = F_{By} \cdot 150 \text{ mm} - F_{NA} \cdot 650 \text{ mm} - F_{NB} \cdot 50 \text{ mm}$$

$$\text{Aus I. } F_{Az} = -F_G = \underline{\underline{-112.815 \text{ N}}}$$

$$\text{Aus II. } F_{By} = \frac{F_{NA} \cdot 650 \text{ mm} + F_{NB} \cdot 50 \text{ mm}}{150 \text{ mm}} = \underline{\underline{251.907 \text{ N}}}$$

$$\text{Aus III. } F_{Ay} = -F_{NA} - F_{NB} - F_{By} = \underline{\underline{-359.867 \text{ N}}}$$

Aus den Auflagekräften wurde der Querkraftverlauf und Momentenverlauf skizziert, siehe Anhang E um das Maximale Biegemoment, welches auf die Welle wirkt, zu ermitteln. Das maximale Biegemoment M_b wirkt an der Position Z 650 mm und beträgt 37.786 Nm.

Die Welle wird neben der Biegebelastung auch noch auf Torsion belastet. Um die Torsionsspannung zu berechnen, wurde ein Anwendungsfaktor K_A von 1.25 definiert. [13] Dieser Faktor entspricht einem Stromerzeuger mit einer mässigen stossartigen Belastung. Das maximale Drehmoment T_{max} beträgt 12.7 Nm. Daraus lässt sich das äquivalente Biege- und Torsionsmoment $M_{b\ eq}/T_{eq}$ berechnen: [13]

$$T_{eq} = K_A \cdot T_{nenn} = \underline{\underline{15.875 \text{ Nm}}}$$

$$M_{b\ eq} = K_A \cdot M_{b\ max} = \underline{\underline{47.233 \text{ Nm}}}$$

Das Vergleichsmoment beträgt: [13]

$$M_v = \sqrt{M_{beq}^2 + 0,75 \cdot T_{eq}^2} = \underline{49.193 \text{ Nm}}$$

Daraus lässt sich mit der Biegedauerfestigkeit σ_{bD} , welche bei Aluminium 6082 ca. 100 N/mm² beträgt, der erforderliche Wellendurchmesser berechnen: [13]

$$d \geq 3.4 \cdot \sqrt[3]{\frac{M_v \cdot 1000}{\sigma_{bD}}} = \underline{26.840 \text{ mm}} \text{ gewählt } \underline{30 \text{ mm}}$$

Mit dem Berechneten Durchmesser lässt sich die Durchbiegung der Welle zwischen den Lagern und am Wellenende berechnen. Dieses Mass ist massgebend für die Biegekritische Wellendrehzahl. Dazu wird das Flächenmoment I_b benötigt, welches sich aus dem Durchmesser berechnen lässt: [13]

$$I_b = \frac{\pi}{64} \cdot d^4 = \underline{39760.782 \text{ mm}^4}$$

Die Durchbiegung zwischen den Lagern f_m und die zugehörige biegekritische Drehzahl n_{kb} beträgt: [13]

$$f_m = \frac{F_{NA} \cdot 650 \text{ mm} \cdot (150 \text{ mm})^2 + F_{NB} \cdot 50 \text{ mm} \cdot (150 \text{ mm})^2}{9 \cdot \sqrt{3} \cdot E \cdot I_b} = \underline{0.020 \text{ mm}}$$

$$n_{kb} \approx 946 \cdot \sqrt{\frac{1}{f_m}} = \underline{6709 \text{ min}^{-1}}$$

Die Durchbiegung am Wellenende f und die zugehörige biegekritische Drehzahl n_{kb} beträgt: [13]

$$f = \frac{F_{NA} \cdot (650 \text{ mm})^2 \cdot (150 \text{ mm} + 650 \text{ mm}) + F_{NB} \cdot (50 \text{ mm})^2 \cdot (150 \text{ mm} + 50 \text{ mm})}{3 \cdot E \cdot I_b} = \underline{2.2 \text{ mm}}$$

$$n_{kb} \approx 946 \cdot \sqrt{\frac{1}{f}} = \underline{635 \text{ min}^{-1}}$$

Die maximale Drehzahl n_{Max} beträgt 535 min⁻¹ und liegt somit unter der Biegekritischen Drehzahl. Ein Wellendurchmesser von 30 mm ist damit optimal für die Konstruktion der vertikalen Windturbine.

2.3.6.4 Berechnung Lager

Die Lager müssen radiale sowie auch axiale Kräfte aufnehmen können. Das Lager A wird als Festlager definiert. Das Lager B wird hingegen als Loslager definiert. Allfällige Längenausdehnungen

können im Bereich des Lager B ausgeglichen werden. Die Anzustrebende Lebensdauer L_{10h} für Lager im Einsatzgebiet eines Serienelektromotors liegt bei 21000 h. Der Lebensdauerexponent p für Kugellager beträgt 3. Die Kräfte, welche auf die Lager wirken, wurden im Kapitel «2.3.6.3 Berechnung Welle» berechnet und betragen in axialer Richtung auf Lager A $F_{Az} = 112.815 \text{ N}$, in radialer Richtung $F_{Ay} = 359.867 \text{ N}$. Auf Lager B wirkt eine radiale Kraft von $F_{By} = 251.907 \text{ N}$. Da die Kräfte beim Lager B kleiner sind als bei Lager A, wird nur das Lager A berechnet und für Lager B dasselbe Lager eingesetzt. Mit den genannten Werten lässt sich schliesslich die erforderliche Tragzahl C_{erf} berechnen: [13]

$$\frac{F_{Az}}{F_{Ay}} = 0.31 \rightarrow X = 0.56, Y = 1.4$$

$$P = X \cdot F_{Az} + Y \cdot F_{Ay} = \underline{566.990 \text{ N}}$$

$$C_{erf} \geq P \cdot \sqrt[p]{\frac{60 \cdot n \cdot L_{10h}}{10^6}} = \underline{\underline{4.971 \text{ kN}}}$$

Mit der erforderlichen Tragzahl wurde ein Rillenkugellager mit der Bohrungskennzahl 06 ausgewählt. Das passende Lager gehört zur Lagerreihe 60 und Massreihe 10 und hat folgende Abmessungen: $d = 30 \text{ mm}$, $D = 55 \text{ mm}$, $B = 13 \text{ mm}$. Die Dynamische Tragzahl C beträgt 12.7 kN und ist somit mehr als ausreichend für die auftretenden Belastungen.

2.3.7 Finale Konstruktion

Die finale Konstruktion besteht aus der Baugruppe Rotorblatt **1**, Blattträger **2**, Antriebswelle **3** und der Lager-/Generatoraufnahme **4**. Diese ganze Konstruktion wird von einem Stativ **5** getragen. 3d-Zeichnungen zu den einzelnen Bauteilen sind im Anhang G ersichtlich.

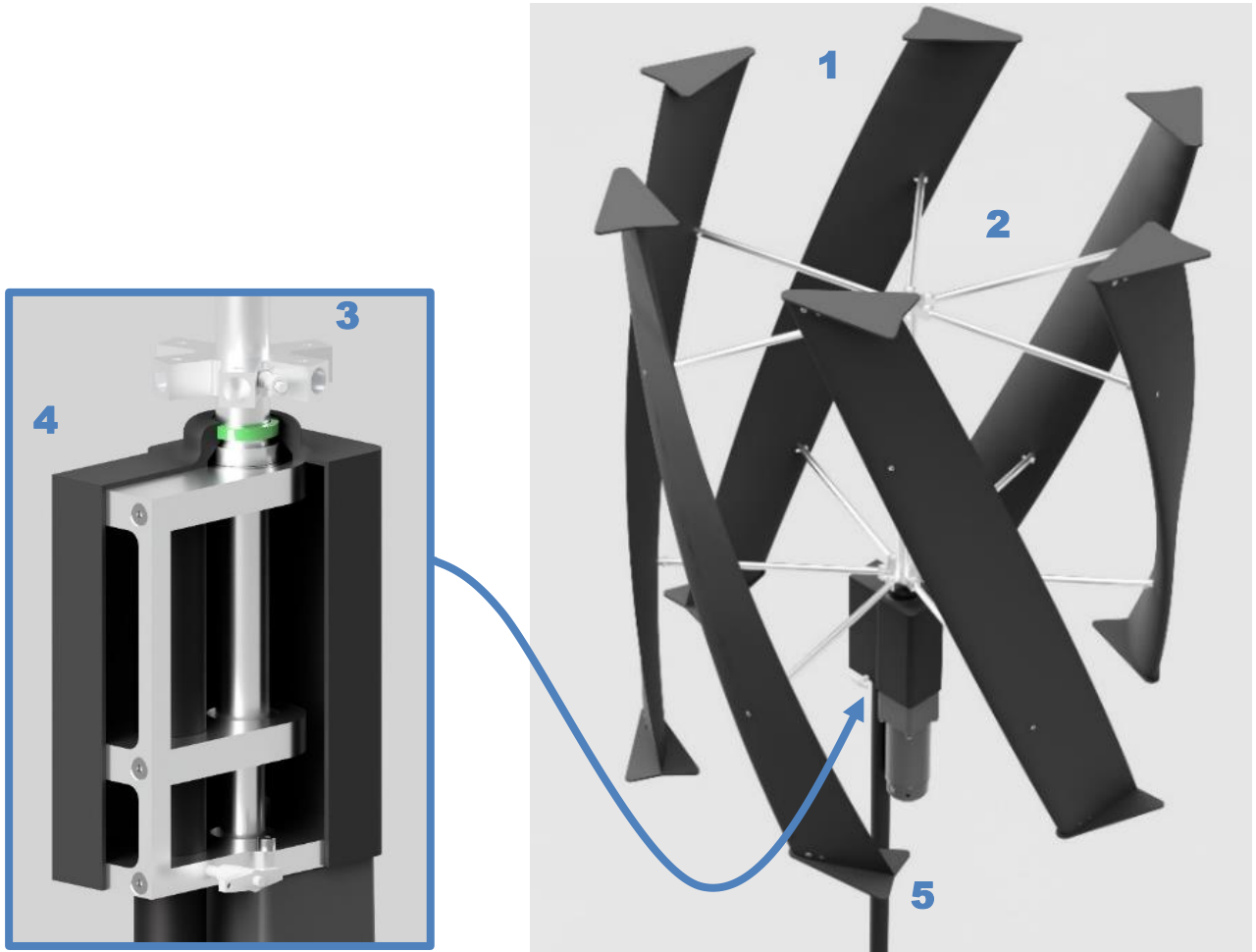


Abbildung 21: Finale Konstruktion [1]

2.3.7.1 Baugruppe Rotorblatt

Die Baugruppe Rotorblatt besteht aus den Komponenten Rotorblatt, Endplatte Top, Endplatte Bottom und dem Zwischenstück Blatt-Träger.

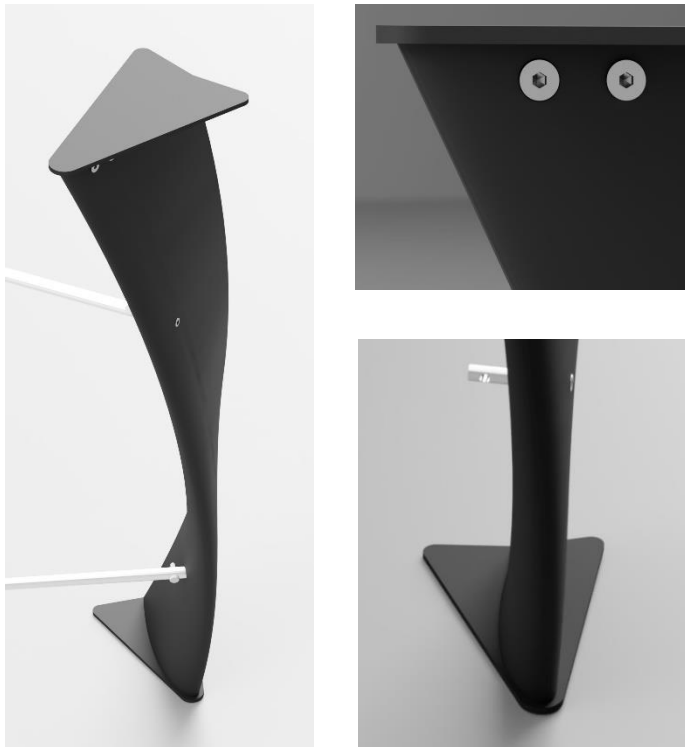


Abbildung 22: Baugruppe Rotorblatt [1]

Die Rotorblätter und die Endplatten werden aus dem Kunststoff PETG HF 3d gedruckt mit einer 15% Füllung. Bei Problemen mit der Stabilität während der Testphase kann die Füllung erhöht werden, was jedoch das Gewicht eines Blattes wesentlich erhöht. Die Endplatten werden jeweils mit zwei M6 Senkschrauben mit dem Rotorblatt verschraubt. Die Endplatten sind inspiriert von Flugzeugflügelprofilen und sollen die Verwirbelungen an den Blattenden minimieren, um die Effizienz zu erhöhen. Die Zwischenstücke Blatt-Träger werden mit dem Rotorblatt fest verschraubt. Durch die Bohrung am anderen Ende des Zwischenstücks lässt sich das Blatt mit einem Kugelsperrbolzen mit

dem Blattträger verbinden. Durch den Kugelsperrbolzen können die Rotorblätter ohne Werkzeug von den Trägern getrennt werden, was den Auf-/Abbau der Windturbine wesentlich erleichtert. Das Gewicht eines Rotorblattes beträgt ca. 1.3 kg.

2.3.7.2 Blattträger

Der Blattträger verbindet die einzelnen Rotorblätter mit der Antriebswelle. Der Träger ist ein simples Alurohrprofil mit zwei Bohrungen an den Enden, welche durch einen Kugelsperrbolzen mit dem Blatt und am anderen Ende mit der Sternplatte der Antriebswelle verbunden werden können.

2.3.7.3 Antriebswelle

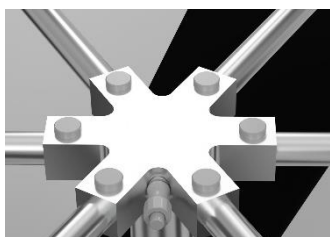


Abbildung 23: Sternplatte [1]

Die Antriebswelle leitet das Drehmoment an den DC-Motor weiter und wird durch zwei Rillenkugellager gelagert. Die Sternplatten sind auch mit einem Kugelsperrbolzen mit der Antriebswelle verbunden. Dadurch lässt sich der gesamte Rotorkopf mit den Blättern von der Welle trennen. Das Wellenende wird durch einen Nutenstein mit der Welle des DC-Motors verbunden und sorgt so für eine Formschlüssige Kraftübertragung.

2.3.7.4 Lager-/Generatorkaufnahme

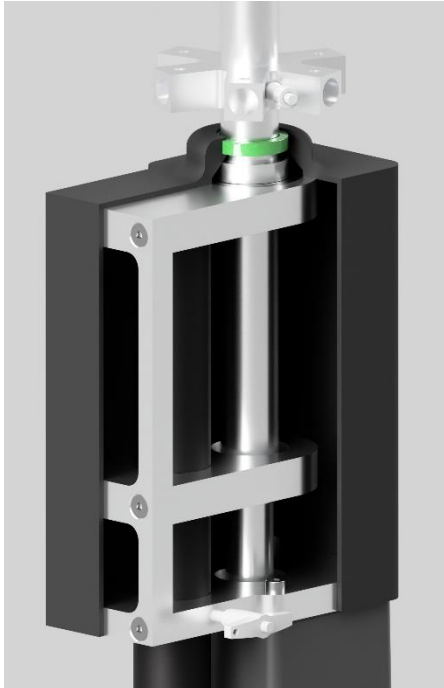


Abbildung 24: Lager-/Generatorkaufnahme [1]

Die Lager-/Generatorkaufnahme besteht aus einer Grundplatte mit zwei Lagerböcken und der Generatorkaufnahme. Die Aufnahmen werden jeweils mit M6 Senkschrauben mit der Grundplatte fix verschraubt. Die zwei Lager werden in die Lagerböcke eingepresst und sind beidseitig abgedichtet. Das obere Lager (Lager A) nimmt zusätzlich zur radialen Kraft, die axiale Gewichtskraft des Rotorkopfes auf. Die Welle wird durch einen Sicherungsring unterhalb des untern Lagers (Lager B) abgesichert und kann somit nicht aus der Führung entfernt werden. Der gesamte Aufbau wird durch ein 3d-Druck Gehäuse verschlossen, um die Komponenten vor Witterung zu schützen. Die Welle wird zusätzlich in einem Wellendichtring abgedichtet, damit kein Wasser ins Innere des Gehäuses eintreten kann.

Der gesamte Windturbinenaufbau wird durch die Bohrungen an den Platten auf ein Stativ aufgesetzt. Durch einen weiteren Kugelsperbolzen lässt sich der Aufbau auf dem Stativ fixieren.

2.3.7.5 Stativ



Abbildung 25: Boxenstativ [27]

Das Stativ wurde nicht selbst konstruiert. Es ist ein Produkt, welches normalerweise in der Eventindustrie als Sound-Boxen Stativ verwendet wird. Das Stativ kann bis auf eine Höhe von 3 m ausgefahren werden und hält einem Gewicht von maximal 30 kg stand. Der Windturbinenaufbau wiegt ca. 18 kg. Das Eigengewicht des Statives beträgt 6.3 kg und kann auf eine Größe von 1.1 m reduziert werden. Der Fuss des Statives besteht aus einem Dreibein. [14] Um die Stabilität des Statives im ausgefahrenen Zustand zu erhöhen, wird es mit Drahtseilen vom Stangenende in den Boden abgespannt.

2.3.8 Kostenübersicht

Die Kosten für die Fräs- und Drehteile wurden grob abgeschätzt. Die Kosten für die Normteile sowie den DC-Motor stammen aus dem Internet. Die Tabelle unterhalb zeigt eine grobe Kostenübersicht für den Prototypen:

Bauteilname	Bezeichnung	Lieferant	Menge	Kosten Einzelteil [CHF]	Total [CHF]
<i>Innensechskantschraube M6 x 40</i>	K0869.406X40	Kipp	12	0.25	3
<i>Bolzen 16 mm</i>	K0772.1206016	Kipp	12	6.9	82.8
<i>Träger Blatt</i>	-	-	12	20	240
<i>Mutter M6</i>	K1145.206	Kipp	24	0.17	4.08
<i>Endplatte Top</i>	-	-	6		0
<i>Endplatte Bottom</i>	-	-	6		0
<i>Senkkopfschraube M6 x 25</i>	K0708.406X25	Kipp	24	0.48	11.52
<i>Zwischenstück Blatt-Träger</i>	-	-	12	5	60
<i>Rotorblatt</i>	-	-	6		0
<i>Sternplatte</i>	-	-	2	100	200
<i>Bolzen 20 mm</i>	K0772.1206020	Kipp	12	7.25	87
<i>Senkkopfschraube M6x20</i>	K0708.406X20	Kipp	6	0.48	2.88
<i>Kraft Aufnahme B</i>	-	-	1	30	30
<i>Bolzen Sternplatte</i>	K0790.0012060500	Kipp	2	15.37	30.74
<i>Kraft Aufnahme A</i>	-	-	1	30	30
<i>Innensechskantschraube M6 x 30</i>	K0869.406X30	Kipp	4	0.25	1
<i>Aufnahme Generator</i>	-	-	1	50	50
<i>Abdeckung</i>	-	-	1		0
<i>Welle</i>	-	-	1	150	150
<i>Positionsplatte</i>	-	-	1	40	40
<i>Lager</i>	101-6006 2RS	Kugellager-shop	2	15.9	31.8
<i>Wellendichtring</i>	410-030x040x07 BASL	Kugellager-shop	1	3.8	3.8
<i>Kugelsperrbolzen</i>	K0366.24606080	Kipp	1	32.72	32.72
<i>E-Motor</i>	Transmotec-3D-SDS90143	Transmotec	1	385	385
<i>Boxenstativ</i>	406060	Thomann-music	1	62	62
<i>Sicherungsring</i>	61743000	Mädler	1	1.33	1.33
					1539.67

Tabelle 22: Stückliste [1]

Der Preisschätzung für den Prototypen liegt bei 1539.67 CHF und somit nur knapp über den Budgetierten 1500 CHF.

2.4 Testphase

Die geplante Herstellung des Prototyps und die Testphase musste aus Zeitgründen weggelassen werden. Die Informationssammlung und die Berechnungen sowie das Erstellen des CAD-Modelles haben wesentlich mehr Zeit in Anspruch genommen als geplant. Auf die weiteren geplanten Schritte, welche ausserhalb des Rahmens der Projektarbeit stattfinden werden, wird im Fazit genauer eingegangen.

3 Fazit

3.1 Kontrolle Zielerreichung

Die Angaben unterhalb stammen aus dem Pflichtenheft, welches zu Beginn der Arbeit in Zusammenarbeit mit dem Kunden definiert wurden. Die Angaben wurden in Farbe kommentiert, um die Ziele zu kontrollieren:

Technische Anforderungen

Leistung

Anforderung	Spezifikation
Nennleistung	> 80 W bei 8 m/s Wind Gemäss Berechnungen erreicht
Anlaufwindgeschwindigkeit	< 3 m/s Kann leider nicht überprüft werden
Spannungsart zur Einspeisung	12 V DC Ja

Mechanische Komponenten

Anforderung	Spezifikation
Gewicht	< 15 kg mit 18 kg etwas zu hoch
Material	Korrosionsbeständig, UV-Beständig, einsatzfähig in Temp. Bereich von -20°C bis +50°C Ja
Elektrische Komponenten	Witterungsgeschützt Ja

Handling

Anforderung	Spezifikation
Packmass	< 1.2 m x 0.3 m x 0.3 m Ja
In-/Ausserbetriebnahme Zeit	< 10 min Kann nicht direkt überprüft werden, sollte möglich sein

Wirtschaftliche Anforderungen

Anforderung	Spezifikation
Materialkosten (Prototyp)	< 1500 CHF Mit 1540 CHF knapp über Budget

Das Gewicht sowie auch die Kosten sind etwas zu hoch. Durch eine Optimierung der Bauteile können sowohl die Kosten wie auch das Gewicht womöglich noch gesenkt werden.

3.2 Reflexion (Lessions learned)

Diese Projektarbeit war mit vielen grossen Herausforderungen verbunden. Das Wissen im Bereich der Strömungslehre konnte durch diese Arbeit wesentlich vertieft werden. Die Berechnungen der Rotorblätter ist aufgrund der Datenlage noch nicht vollständig abgeschlossen. Wie bereits

beschrieben wurden zur Berechnung der Rotorblätter nur die Kräfte bei positiven Anstellwinkeln betrachtet. Um die Ergebnisse zu vervollständigen und die Funktionsfähigkeit zu testen, müsste eine CFD-Analyse des Modells durchgeführt werden.

Durch die Komplexität des Themas gab es auch eine Zeitverzögerung des Projektes, da die Informationssammlung und die Berechnungen wesentlich mehr Zeit in Anspruch nahmen als anfangs gedacht. Der detaillierte Zeitplan mit der Angabe zum effektiven Zeitaufwand ist unter dem Anhang I zu finden.

Eine weitere Schwachstelle der Arbeit ist der DC-Motor, welcher als Generator verwendet wird. Der Motor müsste in Realität ein wesentlich höheres Drehmoment bzw. höhere Leistung aufnehmen können, um die Windturbine bis an das geplante Limit zu betreiben. Mit etwas mehr Nachforschung in diesem Gebiet und die Kontaktaufnahme mit verschiedenen Herstellern von DC-Motoren könnte die Windturbine noch optimiert werden.

Als nächste Schritte ist die Konstruktion einer skalierten Version der in dieser Arbeit erarbeiteten Windturbine geplant. Die skalierte Version soll auch in einer CFD-Analyse getestet werden und im Anschluss als Versuchsanlage aufgebaut werden, um weitere Erfahrungen im Bereich der Windkraft zu sammeln.

3.3 Kommentar zu KI

KI-Tools in Form von Chat GPT sowie Deep Seek wurden hauptsächlich als Unterstützung beim Auslesen von Diagrammen oder zum Erstellen von Skizzen verwendet.

Zum Auslesen der C_L und C_D Diagrammen, wo keine Wertetabellen vorhanden waren, war KI sehr hilfreich und auch sehr präzise. Dies beschleunigte den Berechnungsprozess um ein Wesentliches. Das Auslesen der Daten von Hand wäre mit einem erheblichen Aufwand verbunden gewesen.

Alle theoretischen Grundlagen und Formeln wurden durch Literaturrecherchen erarbeitet. Dabei wurden verschiedenste Formen von Literarischen Quellen genutzt. Die mit KI unterstützten Schritte wurden in der Arbeit gekennzeichnet und sind auch in der Quellenangabe ersichtlich.

Die KI wurde als unterstützendes Mittel genutzt, wobei schriftliche Quellen als primäre Grundlage für alle fachlichen Inhalte dienten.

3.4 Persönliches Schlusswort

Diese Diplomarbeit zeigte sich als sehr wertvolle und fordernde Lernerfahrung, die mich in die sehr komplexe Welt der vertikalen Windkraftanlagen eintauchen liess. Die aerodynamischen Besonderheiten des Darrieus-Rotors mit seinen ständig wechselnden Anstellwinkeln und den daraus

resultierenden Kräften erforderte ein detailliertes Verständnis der Strömungslehre, welches ich mir durch die Auseinandersetzung mit verschiedenen Büchern und Artikeln aneignen konnte.

Die Entwicklung des Prototyps war ein ständiges Zusammenspiel verschiedener Ingenieurstechnischen Wissenschaften, was diese Arbeit auch äusserst interessant macht.

Die Arbeit zeigt, dass vertikale Windkraftanlagen in einem kleineren Format durchaus Potenzial haben. Der Wirkungsgrad bleibt wie auch bei anderen Windkraftanlagen ein Problempunkt. Die in dieser Arbeit entwickelte Anlage zeigt einen möglichen Weg auf, stellt aber auch deren Grenzen dar.

Für mich persönlich war diese Arbeit der Höhepunkt und auch die grösste Herausforderung in der Ausbildung zum Techniker HF Maschinenbau. Die Erfahrungen aus dieser Arbeit werden mich in meinem weiteren Berufsweg als Techniker sicherlich begleiten.

4 Quellenverzeichnis

- [1] L. Amsler.
- [2] R. Gasch und J. Tvele, „Windkraftanlagen,“ in *Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*, Berlin, Springer, 2015.
- [3] A. Schaffarczyk, Einführung in die Windenergietechnik, München: Carl Hanser Verlag, 2022.
- [4] W. Weller, „Bauformen von Windkraftanlagen,“ 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.18452/22861>.
- [5] P. Schubel und R. Crossley, „Wind Turbine Blade Design. Energies,“ 5 2012. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en5093425>.
- [6] D. Han, Y. G. Heo, N. J. Choi, S. H. Nam, K. H. Choi und K. C. Kim, „Design, Fabrication and Performance Test of a 100-W Helical-Blade Vertical Axis Wind Turbine at Low Tip-Speed Ratio,“ 11 Juni 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en11061517>.
- [7] „airfoiltools.com,“ 24 09 2025. [Online]. Available: <http://airfoiltools.com/plotter/index>.
- [8] S. Kedia, „Nutzung eines Gleichstrombürstenmotors als Generator,“ *Portescap*, 2021.
- [9] „eu.store.bambulab.com,“ [Online]. Available: <https://eu.store.bambulab.com/de/products/petg-hf?srsId=AfmBOorgkzeX4s669i5wdP-nYOe0JAK6qylEZttTN3ERFBIcGBvALyj5>. [Zugriff am 23 10 2025].
- [10] „www.allega.ch,“ [Online]. Available: https://www.allega.ch/media/b6/5b/fc/1675959045/EN%20AW-6082%20Rundrohre%20Ziehtoleranz%20nahtlos_01-23D.pdf. [Zugriff am 23 10 2025].
- [11] H. Herr, E. Bach, U. Maier, B. Mattheus, V. Jungblut und F. Wieneke, Technische Physik: Formel- und Tabellensammlung, Haan-Gruiten: Europa Lehrmittel, 2017.
- [12] A. Böge und W. Böge, Formeln und Tabellen zur Technischen Mechanik, Wolfenbüttel: Springer Vieweg, 2021.
- [13] C. Spura, B. Fleischer, H. Wittel und D. Jannasch, Roloff/Matek Maschinenelemente, Mönchengladbach: Springer Vieweg, 2023.

- [14] „www.thomannmusic.ch,“ [Online]. Available: https://www.thomannmusic.ch/gravity_sp_5522_b_speaker_stand.htm. [Zugriff am 25 10 2025].
- [15] „chatgpt.com,“ [Online].
- [16] „JIRA Projektmanagementtool,“ 11 07 2025. [Online]. Available: <https://tekoprojekt.atlassian.net/jira/software/projects/KAN/boards/1/timeline>.
- [17] G. v. ChatGPT, „chatgpt.com,“ 23 07 2025. [Online]. Available: <https://chatgpt.com/c/68809c86-9654-8332-98c0-70e9391ae2b8>.
- [18] „asset.museum-digital.org,“ 25 07 2025. [Online]. Available: <https://asset.museum-digital.org/san/images/201411/06081717960.jpg>.
- [19] C. v. Canstein, „wikipedia.org,“ 23 07 2025. [Online]. Available: <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=3311010>.
- [20] V. Hasanahmadifard, „wikipedia.org,“ 23 07 2025. [Online]. Available: <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=73292911>.
- [21] V. Kaboldy, „wikipedia.org,“ 23 07 2025. [Online]. Available: <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=8537002>.
- [22] NNSA, „wikipedia.org,“ 26 07 2025. [Online]. Available: https://de.wikipedia.org/wiki/Western-Windrad#/media/Datei:Trinity_basecamp.jpg.
- [23] „de-academic.com,“ 05 10 2025. [Online]. Available: <https://de-academic.com/dic.nsf/dewiki/2392721>.
- [24] „ResearchGate,“ [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Flow-velocities-and-force-diagram-of-Darrieus-turbine-airfoil_fig2_320370022. [Zugriff am 15 10 2025].
- [25] C. Ostowari und D. Naik, „Post Stall Studies of Untwisted Varying Aspect Ratio Blades with NACA 44XX Series Airfoil Sections - Part II.,“ *Wind Engineering Vol. 9*, Nr. No. 3, 1985.
- [26] „map.geo.admin.ch,“ [Online]. Available: https://api3.geo.admin.ch/rest/services/ech/MapServer/ch.bfe.windenergie-geschwindigkeit_h50/2083_575/extendedHtmlPopup?lang=de. [Zugriff am 22 10 2025].

[27] „www.gravitystands.com,“ [Online]. Available:

<https://www.gravitystands.com/en/products/lighting-stands/2963/sp-5522-b>. [Zugriff am 25 10 2025].

5 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Horizontale/Vertikale Windturbine und VW T5 Camper [17]	1
Abbildung 2: Persische Windmühle Aufbau [21]	7
Abbildung 3: Chinesische Windmühle [19].....	7
Abbildung 4: Westernmill [23]	8
Abbildung 5: Bockwindmühle [2].....	8
Abbildung 6: Holländermühle [2].....	8
Abbildung 7: Moderne Windkraftanlagen mit Vertikalachse [3]	9
Abbildung 8: Skizze vertikale Windturbine [1]	12
Abbildung 9: Aufweitung der Stromlinien infolge Abbremsung der Strömung durch den Rotor [3, p. 132]	13
Abbildung 10: Kräfte Darstellung Darrieus Turbine [24].....	16
Abbildung 11: Schnelllaufzahl bei c_P -max [3, p. 147]	18
Abbildung 12: NACA 4418 Profil [7].....	20
Abbildung 13: Spitzengeschwindigkeitsvektor bei Nennwindgeschwindigkeit [1]	21
Abbildung 14: Anstellwinkel bei verschiedenen Schnelllaufzahlen [1].....	21
Abbildung 15: Kräfteverlauf bei Nennwindgeschwindigkeit [1]	22
Abbildung 16: Drehmomentverlauf bei Nennwindgeschwindigkeit [1]	23
Abbildung 17: Wirkungsgradkennlinien [8].....	25
Abbildung 18: Ausgangsleistungskennwerte [8]	25
Abbildung 19: Übersicht auftretende Kräfte [1]	29
Abbildung 20: Auflagekräfte [1].....	31
Abbildung 21: Finale Konstruktion [1]	34
Abbildung 22: Baugruppe Rotorblatt [1].....	35
Abbildung 23: Sternplatte [1]	35
Abbildung 24: Lager-/Generatöraufnahme [1].....	36
Abbildung 25: Boxenstativ [27]	36

6 Abbildungsverzeichnis Anhang

Abbildung A. 1: C_L Diagramm [25, p. 156]	48
Abbildung A. 2: C_D Diagramm [25, p. 156]	49
Abbildung A. 3: C_L Werte ausgelesen mit KI [15]	50
Abbildung A. 4: C_D Werte ausgelesen mit KI [15]	51
Abbildung A. 5: C_T Diagramm [1]	52
Abbildung A. 6: C_N Diagramm [1]	52
Abbildung A. 7: Windrichtungsunabhängige Weibull-Verteilung [26]	53
Abbildung A. 8: Momentenverlauf [1]	54
Abbildung A. 9: Querkraftverlauf [1]	54

7 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Projektbeteiligte [1]	2
Tabelle 2: Anforderungen Leistung [1]	2
Tabelle 3: Anforderungen mechanische Komponenten [1]	2
Tabelle 4: Anforderungen Handling [1]	3
Tabelle 5: Wirtschaftliche Anforderungen [1]	3
Tabelle 6: Zieldefinition nach SMART [1]	3
Tabelle 7: Meilensteine [1]	4
Tabelle 8: SWOT-Analyse [1]	5
Tabelle 9: Risikomatrix [1]	5
Tabelle 10: Vor-/Nachteile Horizontale Windkraftanlagen [1]	10
Tabelle 11: Vor-/Nachteile Vertikale Windkraftanlagen [1]	10
Tabelle 12: Morphologischer Kasten [1]	11
Tabelle 13: Nutzwertanalyse [1]	11
Tabelle 14: Einfluss Schnelllaufzahl auf Windturbinendesign [5, p. 8]	15
Tabelle 15: Übersicht Ausgangsparameter [1]	18
Tabelle 16: Parameter nach überschlägiger Berechnung [1]	19
Tabelle 17: Maximal auftretende Kräfte bei Nennwindgeschwindigkeit [1]	23
Tabelle 18: Maximal auftretende Kräfte bei maximal Windgeschwindigkeit [1]	24
Tabelle 19: Maximal auftretende Kräfte bei minimal Windgeschwindigkeit [1]	24
Tabelle 20: Eigenschaften PETG HF [9]	28
Tabelle 21: Eigenschaften Aluminium 6082 [10]	28
Tabelle 22: Stückliste [1]	37

Anhang A

C_L und C_D Diagramme

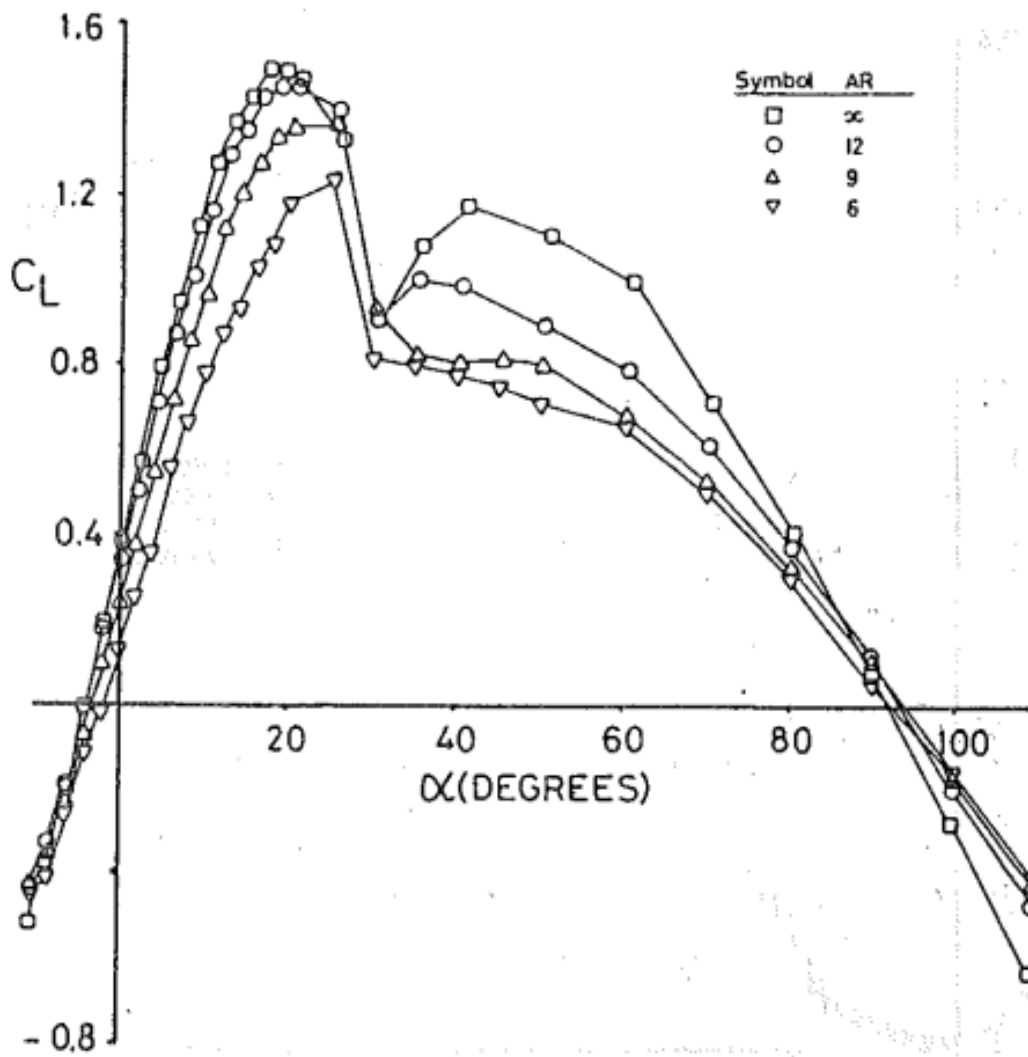


Abbildung A. 1: C_L Diagramm [25, p. 156]

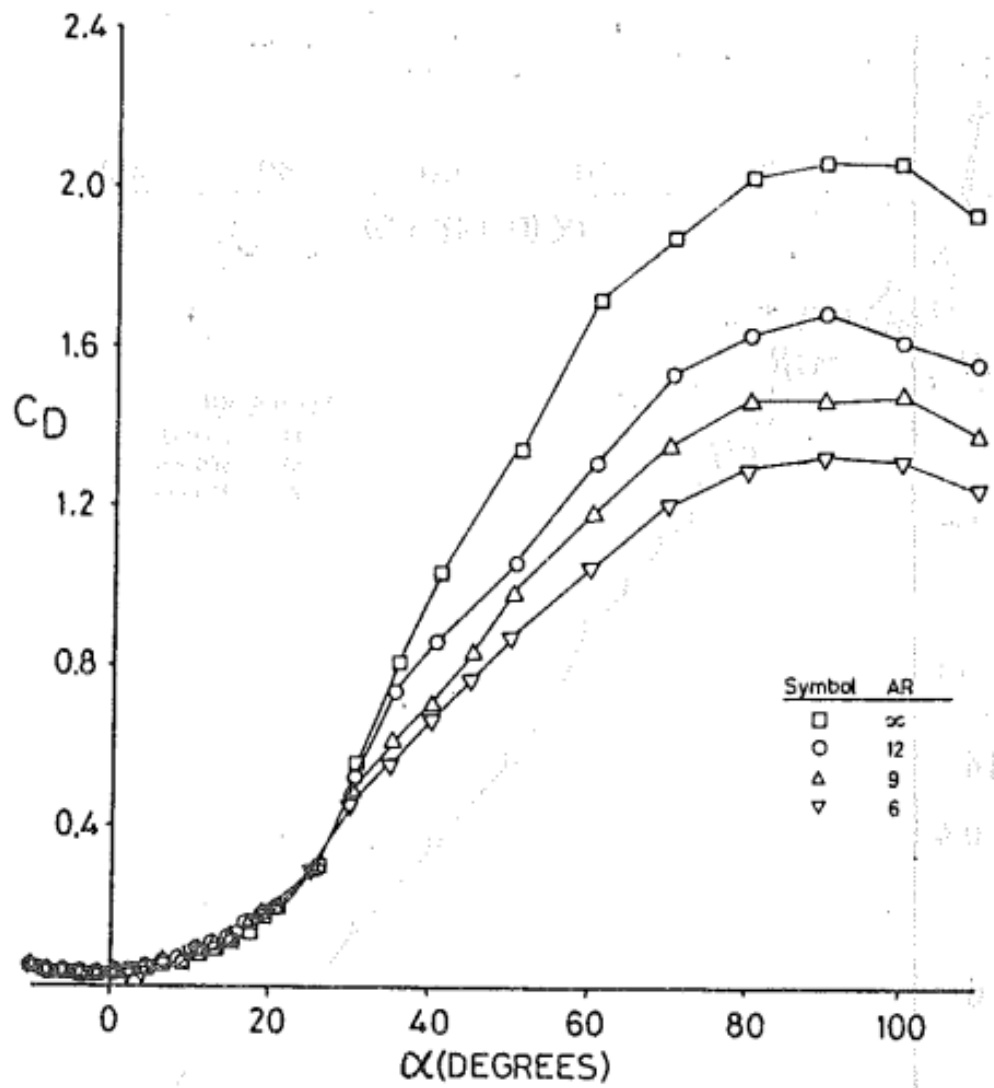


Abbildung A. 2: C_D Diagramm [25, p. 156]

Anhang B

Ausgelesene Datenwerte mittels KI aus C_L und C_D Diagrammen

Winkel	CL	Winkel	CL	Winkel	CL	Winkel	CL	Winkel	CL
0	0	21	1.09	42	0.73	63	0.505	84	0.12
1	0.02	22	1.03	43	0.72	64	0.49	85	0.1
2	0.09	23	0.97	44	0.71	65	0.475	86	0.08
3	0.16	24	0.91	45	0.7	66	0.46	87	0.06
4	0.23	25	0.85	46	0.69	67	0.445	88	0.04
5	0.3	26	0.84	47	0.68	68	0.43	89	0.02
6	0.38	27	0.83	48	0.67	69	0.415	90	0
7	0.46	28	0.82	49	0.66	70	0.4	91	-0.02
8	0.54	29	0.81	50	0.65	71	0.38	92	-0.04
9	0.62	30	0.8	51	0.64	72	0.36	93	-0.06
10	0.7	31	0.795	52	0.63	73	0.34	94	-0.08
11	0.77	32	0.79	53	0.62	74	0.32	95	-0.1
12	0.84	33	0.785	54	0.61	75	0.3	96	-0.12
13	0.91	34	0.78	55	0.6	76	0.28	97	-0.14
14	0.98	35	0.775	56	0.59	77	0.26	98	-0.16
15	1.05	36	0.77	57	0.58	78	0.24	99	-0.18
16	1.07	37	0.765	58	0.57	79	0.22	100	-0.2
17	1.09	38	0.76	59	0.56	80	0.2		
18	1.11	39	0.755	60	0.55	81	0.18		
19	1.13	40	0.75	61	0.535	82	0.16		
20	1.15	41	0.74	62	0.52	83	0.14		

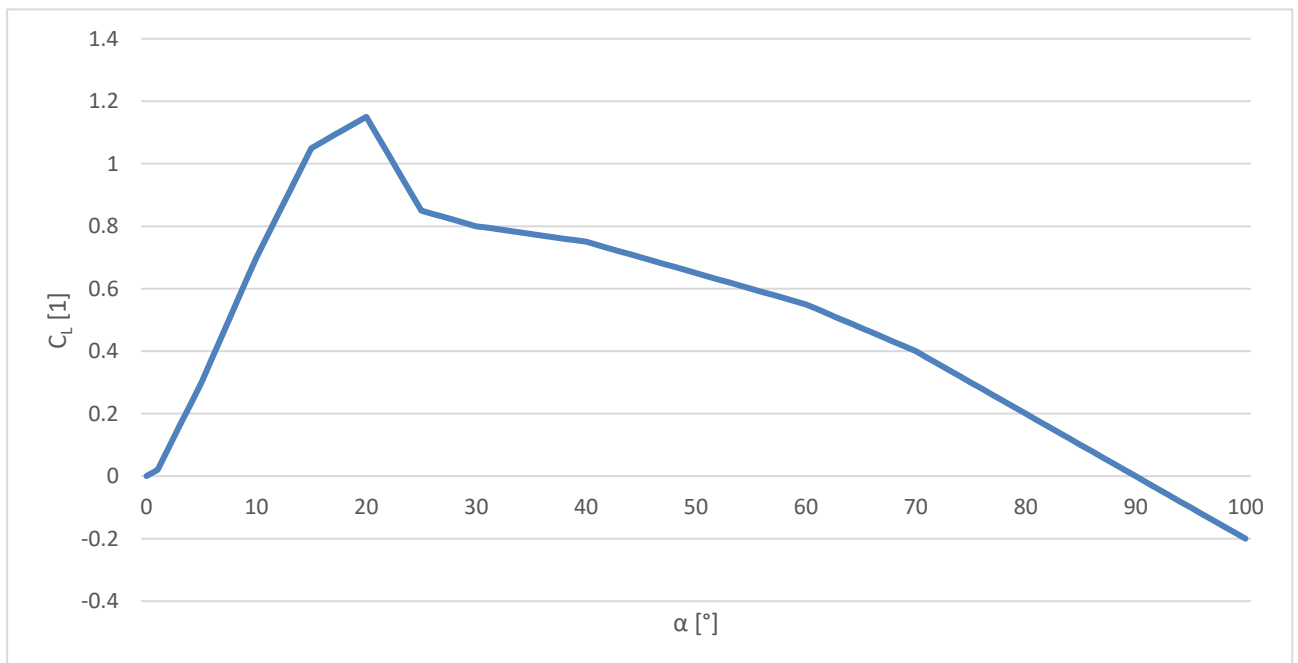


Abbildung A. 3: C_L Werte ausgelesen mit KI [15]

Entwicklung vertikale Kleinwindkraftanlage

Winkel	CD	Winkel	CD	Winkel	CD	Winkel	CD	Winkel	CD
0	0.05	21	0.132	42	0.65	63	1.095	84	1.3
1	0.05	22	0.144	43	0.675	64	1.11	85	1.3
2	0.05	23	0.156	44	0.7	65	1.125	86	1.3
3	0.05	24	0.168	45	0.725	66	1.14	87	1.3
4	0.05	25	0.18	46	0.75	67	1.155	88	1.3
5	0.05	26	0.2	47	0.775	68	1.17	89	1.3
6	0.052	27	0.22	48	0.8	69	1.185	90	1.3
7	0.054	28	0.24	49	0.825	70	1.2	91	1.29
8	0.056	29	0.26	50	0.85	71	1.21	92	1.28
9	0.058	30	0.28	51	0.87	72	1.22	93	1.27
10	0.06	31	0.314	52	0.89	73	1.23	94	1.26
11	0.064	32	0.348	53	0.91	74	1.24	95	1.25
12	0.068	33	0.382	54	0.93	75	1.25	96	1.24
13	0.072	34	0.416	55	0.95	76	1.26	97	1.23
14	0.076	35	0.45	56	0.97	77	1.27	98	1.22
15	0.08	36	0.48	57	0.99	78	1.28	99	1.21
16	0.088	37	0.51	58	1.01	79	1.29	100	1.2
17	0.096	38	0.54	59	1.03	80	1.3		
18	0.104	39	0.57	60	1.05	81	1.3		
19	0.112	40	0.6	61	1.065	82	1.3		
20	0.12	41	0.625	62	1.08	83	1.3		

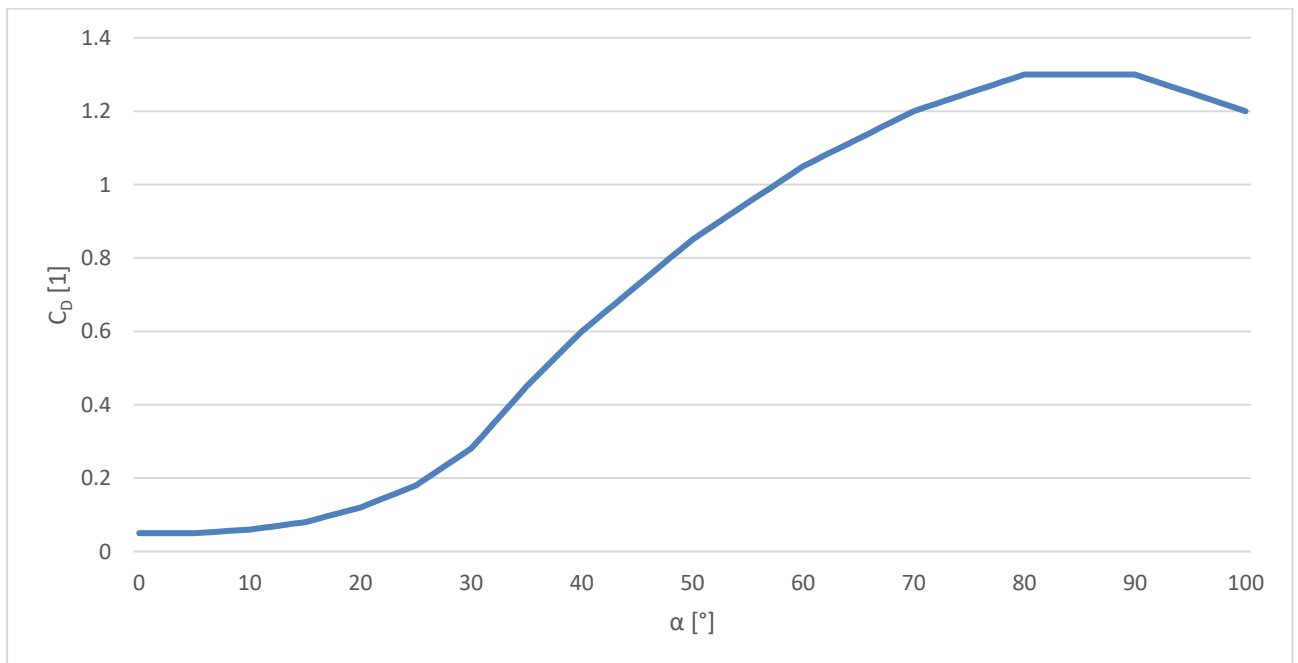


Abbildung A. 4: C_D Werte ausgelesen mit KI [15]

Anhang C

C_T und C_N Diagramme durch Berechnungen mit C_L und C_D Werten

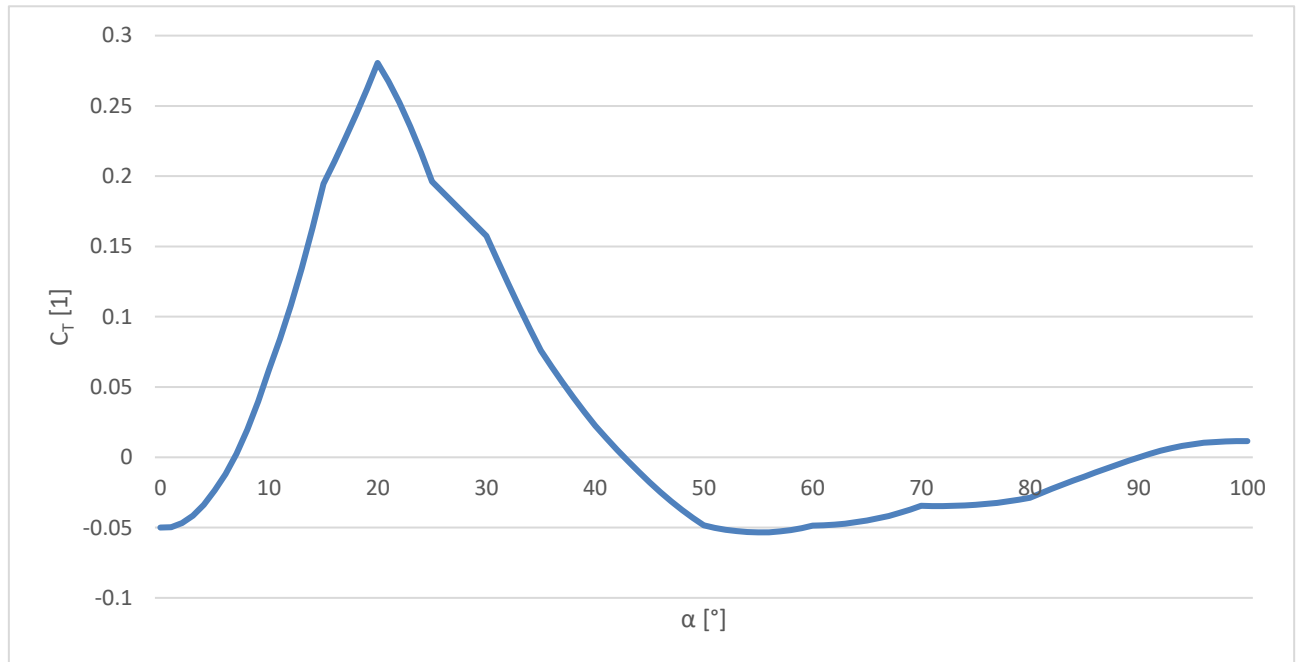


Abbildung A. 5: C_T Diagramm [1]

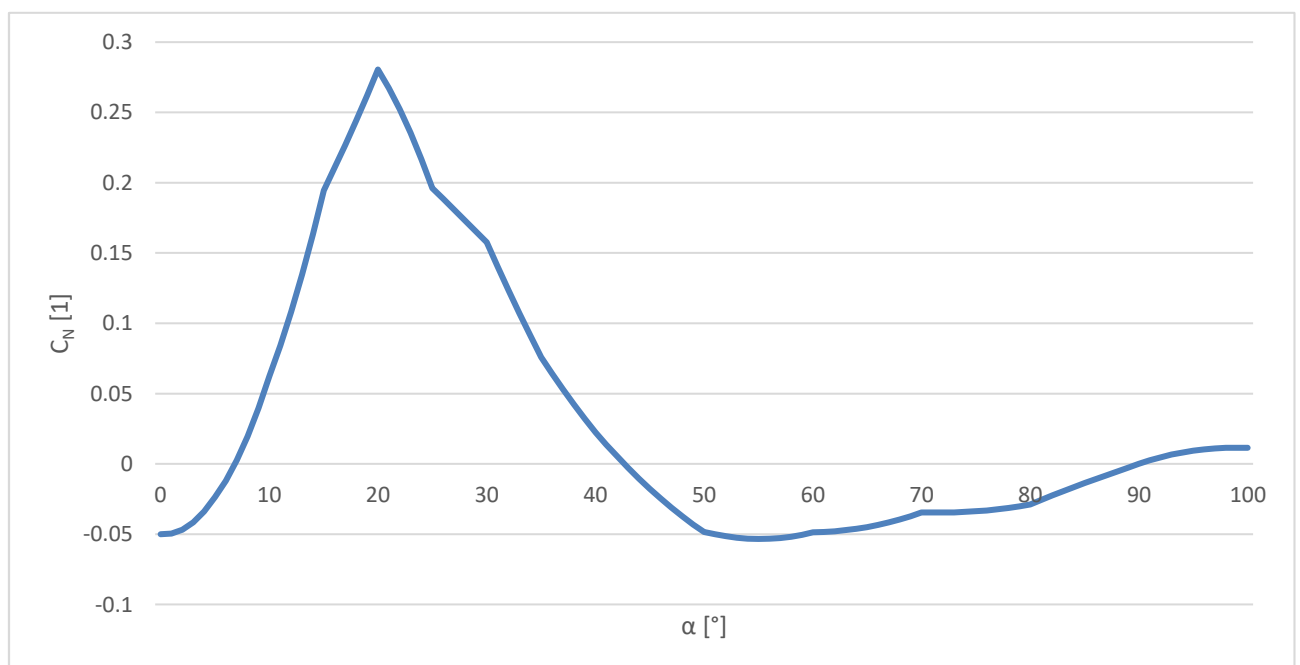


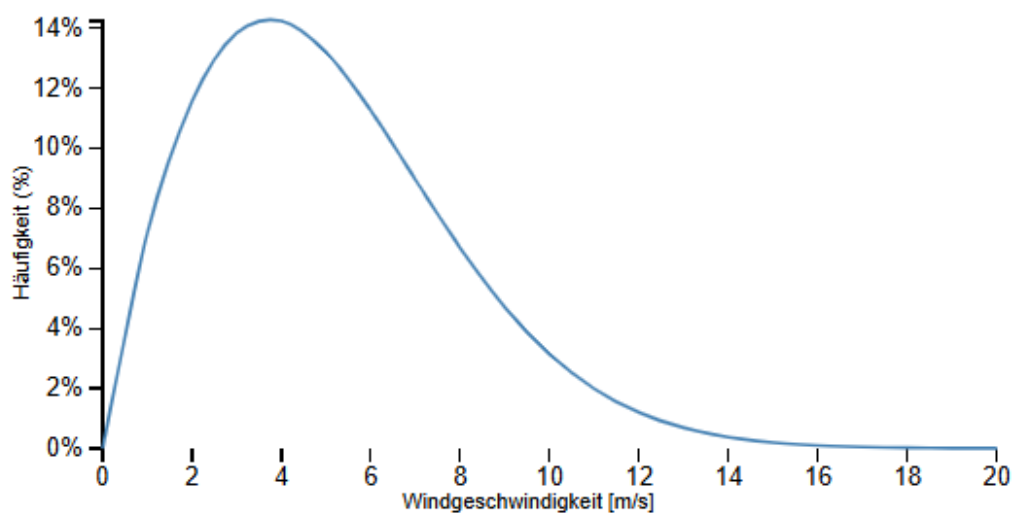
Abbildung A. 6: C_N Diagramm [1]

Anhang D

Weibull-Verteilung Windgeschwindigkeit von einem Standort im Kt. ZH

Windrichtungsunabhängige Weibull-Verteilung

Der Wind unterliegt ständiger Geschwindigkeitsschwankungen. Aus diesem Grund wird für die Planung von Windenergieanlagen eine statistische Verteilung der Windgeschwindigkeiten eine sog. Weibull-Verteilung benötigt.



Geschwindigkeit (m/s)	Häufigkeit (%)
0 m/s	0.0 %
1 m/s	7.2 %
2 m/s	11.5 %
3 m/s	13.8 %
4 m/s	14.2 %
5 m/s	13.2 %
6 m/s	11.2 %
7 m/s	8.9 %
8 m/s	6.7 %
9 m/s	4.7 %
10 m/s	3.1 %
11 m/s	2.0 %
12 m/s	1.2 %
13 m/s	0.7 %
14 m/s	0.4 %
15 m/s	0.2 %
16 m/s	0.1 %
17 m/s	0.0 %
18 m/s	0.0 %
19 m/s	0.0 %
20 m/s	0.0 %
Summe	99.0 %

Abbildung A. 7: Windrichtungsunabhängige Weibull-Verteilung [26]

Anhang E

Querkraftverlauf und Momentenverlauf

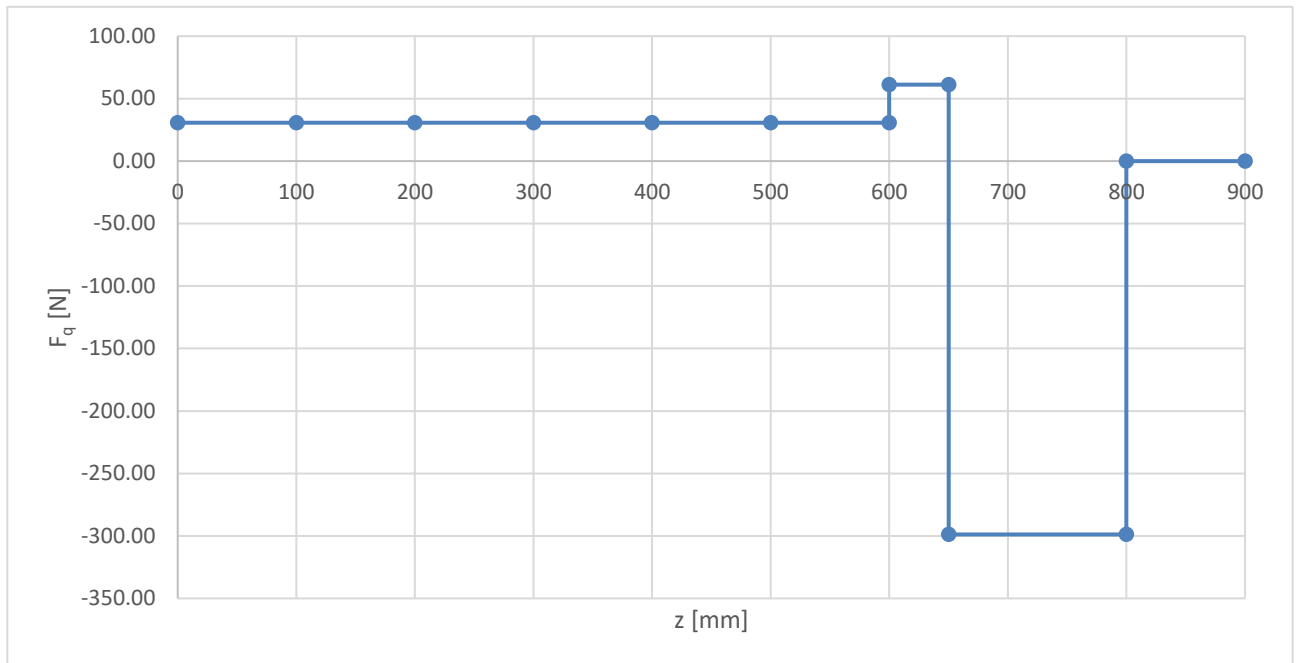


Abbildung A. 9: Querkraftverlauf [1]

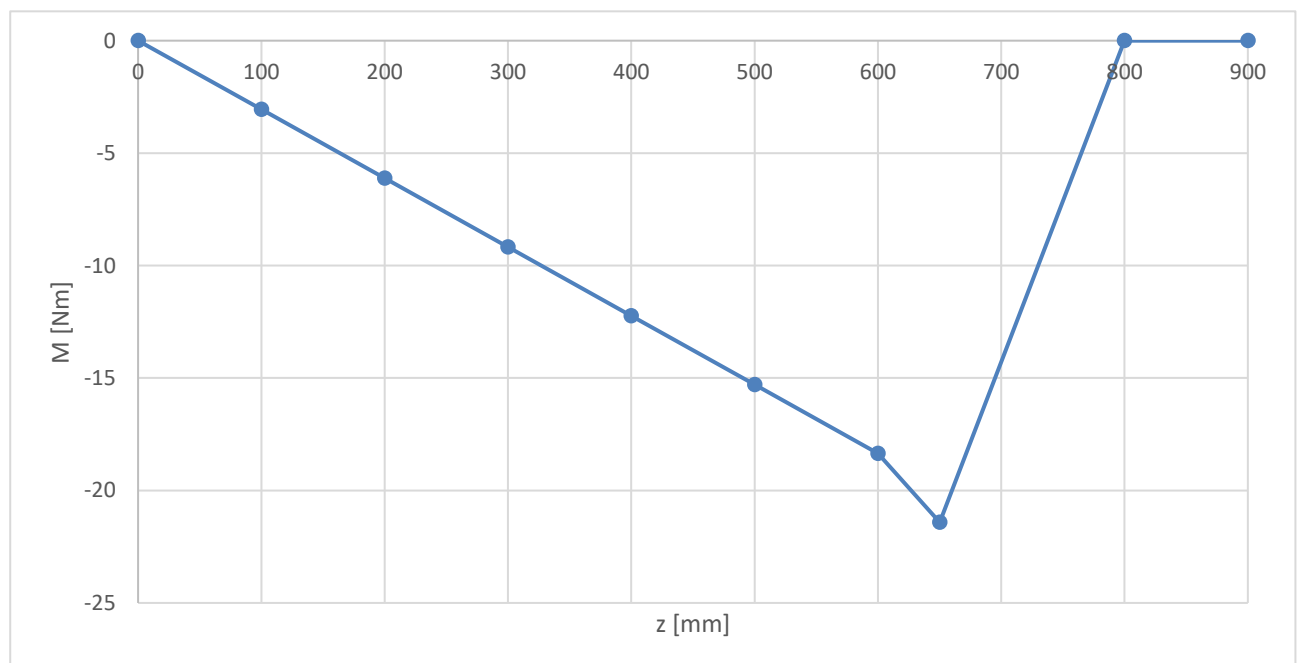
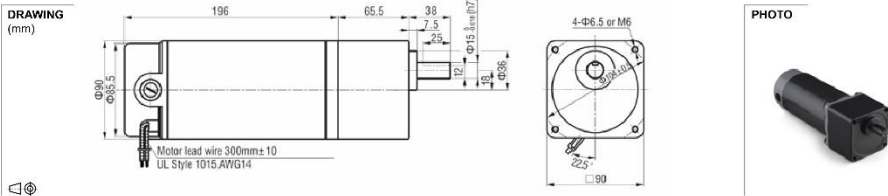


Abbildung A. 8: Momentenverlauf [1]

Anhang F

Datenblatt Transmotec und Datenblatt DC-DC Wandler

SDS90196A 250W



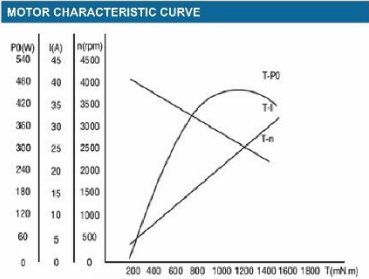
MODEL NO. DESIGNATION		
SDS90196A	VOLTAGE	REDUCTION

Torque unit: Nm (newton meter) Speed unit: rpm (revolutions per minute)																							
GEAR MOTOR DATA																							
Reduction	3	3,6	5	6	7,5	9	10	12,5	15	18	20	25	30	36	40	50	60	75	90	100	120	150	200
Nominal torque 24V	1.9	2.3	3.2	3.9	4.8	5.8	5.8	7.3	8.7	10.4	10.4	13.1	15.7	18.8	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Nominal speed 24V	1000	833	600	500	400	333	300	240	200	167	150	120	100	83	75	60	50	40	33	30	25	20	15
Length (mm)	261.5																						
Weight (kg)	4.7																						

Torque unit: Nm (newton meter)																							
GEAR HEAD DATA																							
Reduction	3	3,6	5	6	7,5	9	10	12,5	15	18	20	25	30	36	40	50	60	75	90	100	120	150	200
Max. continuous torque	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Efficiency (%)	81	81	81	81	81	81	73	73	73	66	66	66	66	66	66	66	66	59	59	59	59	53	53
Radial F 20 mm shaft N	500	500	500	500	500	500	600	600	600	600	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Max. thrust load N	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Rotation when in cw	cw	cw	cw	cw	cw	cw	ccw	ccw	ccw	ccw	cw	cw	cw	cw	cw	cw	cw	cw	ccw	ccw	ccw	ccw	ccw
Length (mm)	65.5																						
Weight (kg)	1.5																						

GEAR MOTOR FEATURES	STANDARD	CUSTOMIZATION
Motor type	Spur geared brush DC motor	Voltage
Insulation Class	Class B (130°C)	Class F (155°C)
EMC filter	No	
Speed tolerance	± 5%	
Cables	AWG14, 300mm ± 10	Harness with connector
Housing materials	Aluminum	
Gears and shaft material	Metal, 40cr alloy steel	Shaft dimensions
Bearings type	Ball bearing	
Operating temperature	-10...+40 °C	-40...+40 °C
Manufacturing quality standards	ISO 9001	
RoHS compliance	Yes	
CE label	No	
UL approval	No	
IP rating	IP20	
Insulation Resistance 20 MΩ or more when 500 VDC megger is applied between the windings and the case after rated operation under normal ambient temperature and humidity.		
Temperature Rise The temperature rise should be lower than 80°C measured by resistance method when the motor is working.		
Dielectric Strength In the circumstance of normal ambient temperature and humidity, there will be no problem to withstand 1.5kV at 50/60hz between the windings and the frame for 1 minute after rated motor operation.		

MOTOR DATA	
Nominal voltage (V)	24
No load speed (rpm)	3400
No load current (A)	3.0 Max.
Nominal speed (rpm)	3000
Nominal torque (mNm)	796
Nominal current (A)	16
Output (W)	250
Length (mm)	196
Weight (kg)	3.2



Orion XS DC-DC-Batterieladegeräte

www.victronenergy.com



Orion XS 12/12-50 A



Orion XS 1400 - 12 & 24V



Der Orion XS wurde von Grund auf neu entwickelt und revolutioniert das adaptive DC-DC-Laden der Batterie. Zur Verwendung in dualen Batteriesystemen, die mit einer (intelligenten) Lichtmaschine geladen werden. Dieses Gerät sorgt nicht nur für erstklassige Leistung, sondern garantiert auch die Sicherheit Ihres Systems.

Das Orion XS dient als DC-DC-Batterieladegerät oder als Stromquelle und bietet einen großen Eingangs- und Ausgangsspannungsbereich. Dies ist besonders wichtig bei Fahrzeugen mit einer intelligenten Lichtmaschine der Klassen Euro 5 oder Euro 6, die oft eine zu niedrige Ladespannung liefert, selbst wenn der Motor läuft, oder wenn längere Kabel, wie es bei Booten und Wohnmobilen häufig der Fall ist, zu Spannungsabfällen führen. In solchen Szenarien ist ein präzises und kontrolliertes Aufladen unerlässlich, um die Service-Batterie vollständig zu laden und die Starter-/Eingangsbatterie vor Entladung zu schützen.

Einstellbarer Ladestrom

Der Ladestrom ist mit einer minimalen Stufengröße von 0,1 A über VictronConnect einstellbar.

Intelligente Lichtmaschinenkompatibilität

Über einen integrierten Mechanismus wird erkannt, ob der Motor läuft (Motorabschaltungserkennung), wodurch das Ladegerät nur aktiviert wird, wenn die Lichtmaschine Strom liefert. Dadurch wird sichergestellt, dass das Ladegerät nur dann Strom bezieht, wenn die Lichtmaschine Strom liefert, d. h. wenn der Motor läuft.

Adaptiver vierstufiger Ladealgorithmus

Bei Bleibatterien ist es wichtig, dass bei flachen Entladungen die Konstantspannungsphase kurz gehalten wird, um eine Überladung der Batterie zu vermeiden. Nach einer Tiefentladung wird die Konstantspannungsphase automatisch verlängert, um sicherzustellen, dass die Batterie vollständig auflädt.

Das Orion XS verfügt über vollständig programmierbare Ladealgorithmen und acht vorprogrammierte Batterieeinstellungen.

Abschaltung bei niedrigen Temperaturen und Unterspannungsschutz am Eingang

Um Schäden an Lithium-Batterien zu vermeiden, schaltet sich das Ladegerät bei niedrigen Temperaturen automatisch ab. Außerdem schaltet es sich ab, wenn die Eingangsspannung unter einen konfigurierbaren Sicherheitswert sinkt, und schaltet sich wieder ein, wenn die Eingangsspannung über den Wiedereinschaltwert ansteigt, um die Eingangsquelle, z. B. die Starterbatterie, vor Tiefentladung zu schützen.

Ferngesteuerte Ein-/Aus-Schaltung

Das Orion XS kann über den Steckverbinder zum ferngesteuerten Ein-/Ausschalten oder über die VictronConnect App ein- und ausgeschaltet werden. Typische Anwendungen sind die Verkabelung eines Schalters oder eines Batteriemanagementsystems (BMS).

Umfassender elektronischer Schutz

Die Schutzfunktionen umfassen Überlastung, Kurzschluss und Übertemperatur. Das Ladegerät ist gegen Überhitzung geschützt, indem es die Ausgangsleistung reduziert, wenn die maximale Gerätetemperatur erreicht ist.

Kann zur Erhöhung des Ausgangsstroms parallel geschaltet werden

Es lassen sich unbegrenzt viele Geräte parallel schalten.

Bereit für Bluetooth Smart

Eingebauter Bluetooth Smart Die drahtlose Lösung zum Ändern von Einstellungen, Überwachen von Aktivitäten und Aktualisieren der Orion XS Software über Apple- und Android-Smartphones, Tablets oder andere Geräte. Mehrere Parameter lassen sich mit der **VictronConnect App** anpassen.

Instant Readout (Sofortanzeige): Die VictronConnect App kann wichtige Daten, einschließlich Warnungen und Alarmer, auf der Seite Geräteliste anzeigen, ohne dass eine Verbindung zum Produkt erforderlich ist.

VE.Smart Networking: Verwenden Sie das VE.Smart Networking, um Vsense-, Tsense- und Isense-Daten über das drahtlose Netzwerk für Ihr Orion XS DC-DC-Batterieladegerät zu empfangen, zum Beispiel von einem BMW, einem SmartShunt oder einem Smart Battery Sense. Das Ladegerät nutzt die verfügbaren Informationen der Batterie zur Optimierung der Ladeparameter. Dadurch wird der Wirkungsgrad beim Aufladen verbessert und die Lebensdauer der Batterie verlängert.

VE.Direct-Anschluss und DVCC

Für eine drahtgebundene Verbindung zu einem GX-Gerät wie dem **Cerbo GX**, **Ekrano GX**, einem PC oder anderen Geräten. Ermöglicht eine erweiterte Überwachung, Steuerung und Diagnose von überall aus (erfordert ein mit dem Internet verbundenes GX-Gerät und das **VRM-Portal**) oder lokal über die Remote Console, sowie DVCC (Vsense, Tsense, Isense), systemweite Ladestrombegrenzung und BMS-Steuerung.

IP65 Schutz

Das Orion XS entspricht der Schutzart IP65. Das bedeutet, dass das Produkt staubdicht und vor starkem Regen geschützt ist.

Entwicklung vertikale Kleinwindkraftanlage

Orion XS DC-DC-Batterieladegerät		
	XS 12/12-50A	XS 1400
Eingangsspannungsbereich	9–17 V	9–35 V
regulierbarer Ausgangsspannungsbereich	10–17 V	10–35 V
Toleranz Ausgangsspannung:	+/- 0,25 % (max)	
Ausgangsspannungsrauschen	10 mV rms	
Einstellbereich des Eingangs- und Ausgangsstroms	1–50 A	
Maximaler konstanter Kurzschlussstrom	50 A	
Kontinuierliche Ausgangsleistung bis zu 40 °C ¹⁾	700 W ⁴⁾	1400 W ⁴⁾
Max. Wirkungsgrad	98,5 %	
Stromverbrauch ohne Last	< 100 mA	
Stromverbrauch im Standby-Betrieb	< 1,5 mA	
Lässt sich als Stromversorgung verwenden	Ja, die Ausgangsspannung kann mit der VictronConnect App eingestellt werden	
Kommunikation		
VictronConnect-App / Bluetooth Smart	Ja	
VE.Smart Networking	Ja ²⁾	
VE.Direct	Ja (einschließlich DVCC) ³⁾	
Sonstiges		
Betriebstemperaturbereich	-20 bis +60°C (Minderung der Leistung 1,5 % pro °C über 40 °C)	
Feuchte	95 %, nicht kondensierend	
Maximale Höhe	2000 m	
Verschmutzungsgrad	PD2	
Überspannungskategorie	OVC 1	
Gleichstrom-Anschluss	Schraubenklemmen	
Maximaler Querschnitt des Kabels	4AWG (21,2 mm²)	
Gewicht	0,330 kg (0,73 lb)	0,520 kg (1,14 lb)
Abmessungen HxBxT	137,3 x 123,1 x 40 mm (5,4 x 4,85 x 1,6 Zoll)	138,1 x 124,4 x 53 mm (5,44 x 4,9 x 2,1 Zoll)
Schutzklasse	IP65	
Normen		
Sicherheit	IEC 62477-1	IEC 62477-1
EMC	EN 300 328, EN 301 489-1, EN 301 489-17, FCC 15B, ICES-003	EN 300 328, EN 301 489-1, EN 301 489-17, FCC 15B, ICES-003 – alle ausstehend
Automobil-Richtlinie	ECE R10-6	ECE R10-6 – alle ausstehend

1)

Dies gilt für eine optimale Kühlung, wenn das Produkt wie im Handbuch angegeben mit ausreichend Freiraum montiert wird. Im Falle einer eingeschränkten Kühlung, z. B. aufgrund eines unzureichenden Luftstroms, wird der Strom zum Laden früher zurückgeregt. Bei einem verbesserten Luftstrom (z. B. erzwungener Luftstrom) findet die Leistungsreduzierung weit oberhalb von Umgebungstemperaturen von 40 °C statt.

2)

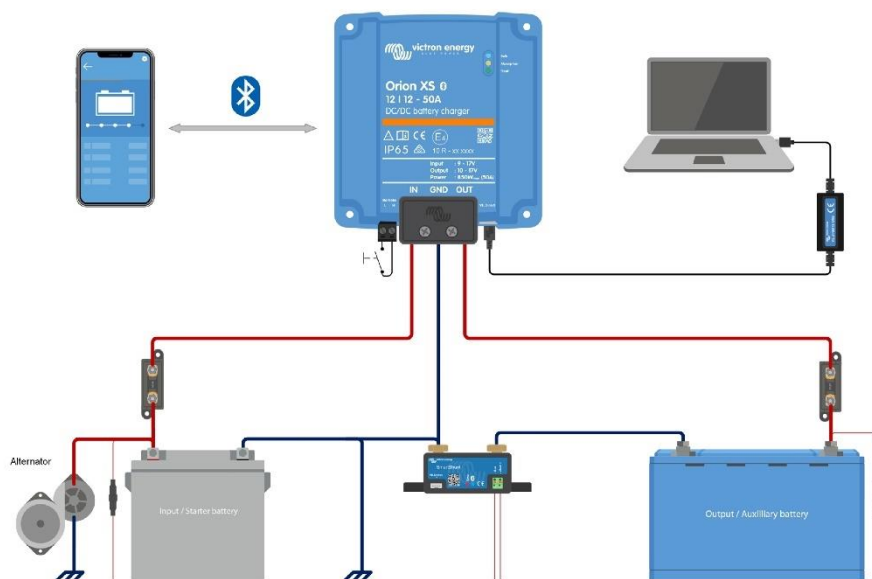
Zu den Funktionen des VE.Smart Networking gehört der Empfang von Vsense-, Tsense- und Isense-Daten aus Drahtlosnetzwerken, beispielsweise von einem SmartShunt, BMV oder Smart Battery Sense. Synchronisiertes Laden wird nicht unterstützt.

3)

Voraussetzung für die DVCC-Kompatibilität ist die Orion XS-Firmware v1.03 oder höher und die Venus OS-Firmware v3.20 oder höher auf dem GX-Gerät

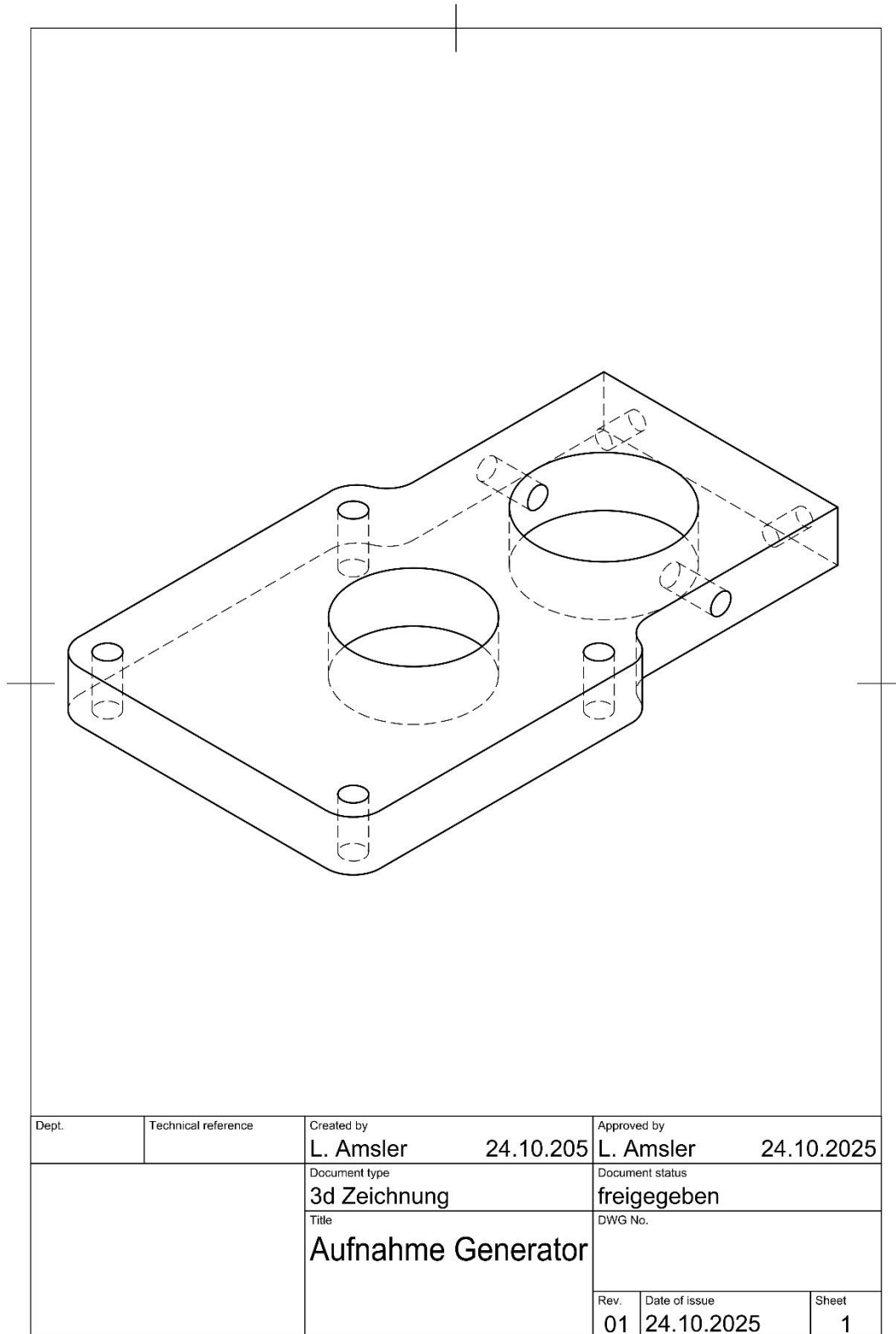
4)

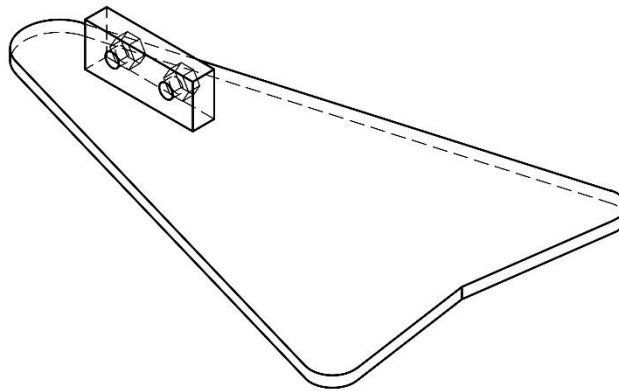
Dieser Wert stellt die Nennleistung bei einer typischen Spannung von 14 V (12/12–50 A) und 28 V (Orion XS 1400) dar. Die Leistung wird als Produkt aus angelegter Spannung und Strom berechnet (P = V × I). Beispiele: 12 V × 50 A = 600 W, 14 V × 50 A = 700 W, 28 V × 50 A = 1400 W



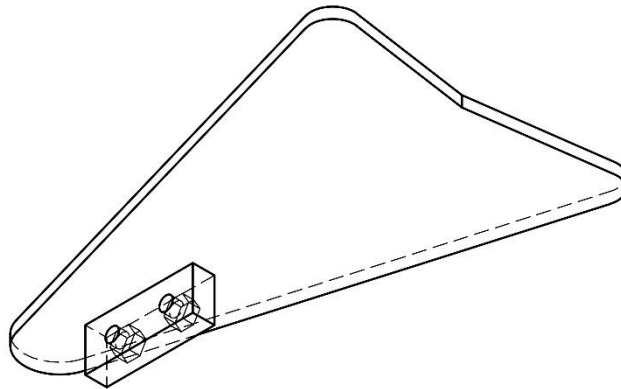
Anhang G

3d Zeichnungen

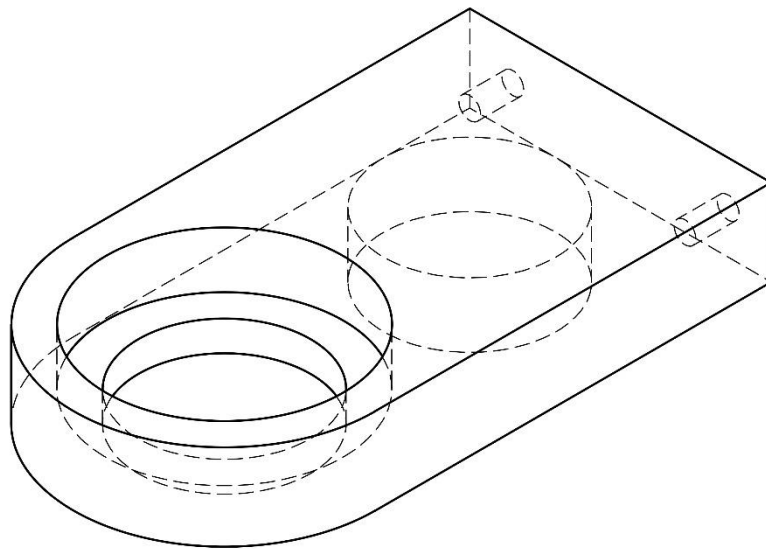




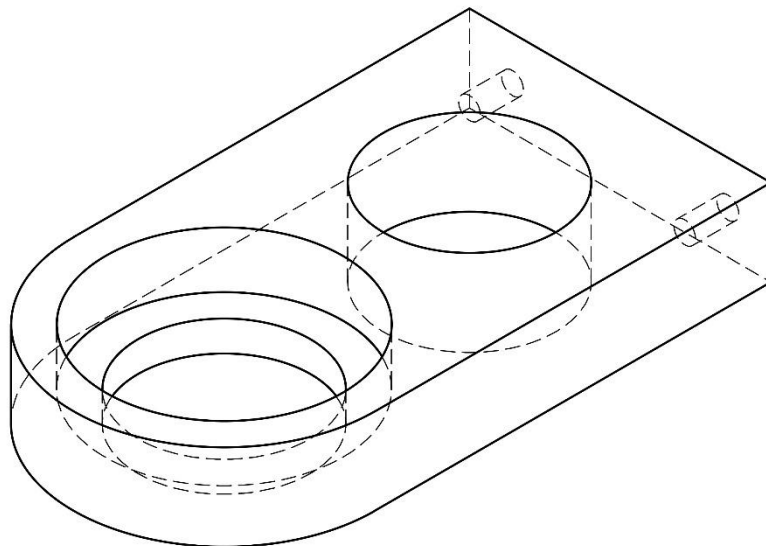
Dept.	Technical reference	Created by L. Amsler 24.10.2025	Approved by L. Amsler 24.10.2025		
		Document type 3d Zeichnung	Document status freigegeben		
		Title Endplatte Bottom	DWG No.		
			Rev. 01	Date of issue 24.10.2025	Sheet 1



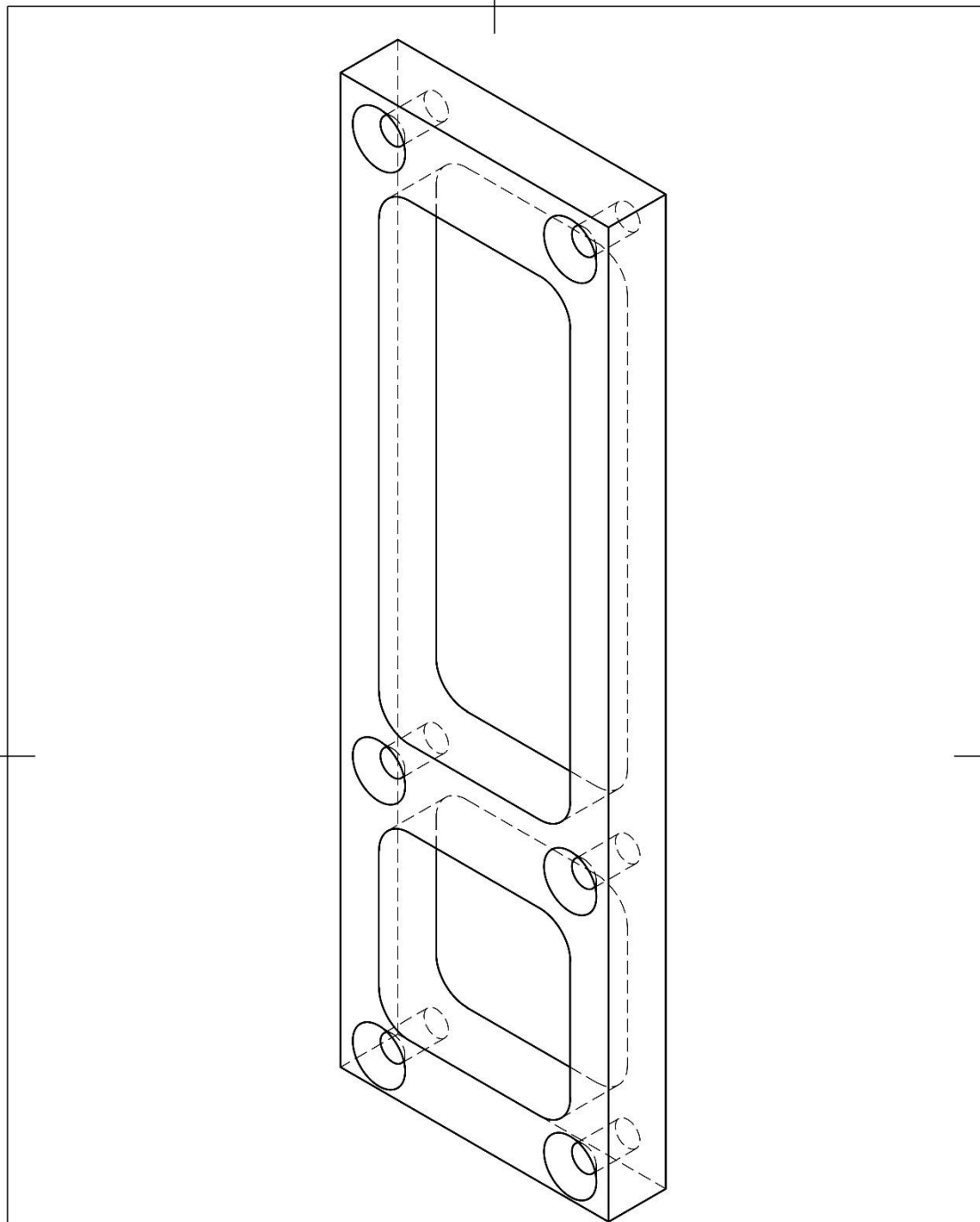
Dept.	Technical reference	Created by L. Amsler 24.10.2025	Approved by L. Amsler 24.10.2025		
		Document type 3d Zeichnung	Document status freigegeben		
		Title Endplatte Top	DWG No.		
			Rev. 01	Date of issue 24.10.2025	Sheet 1



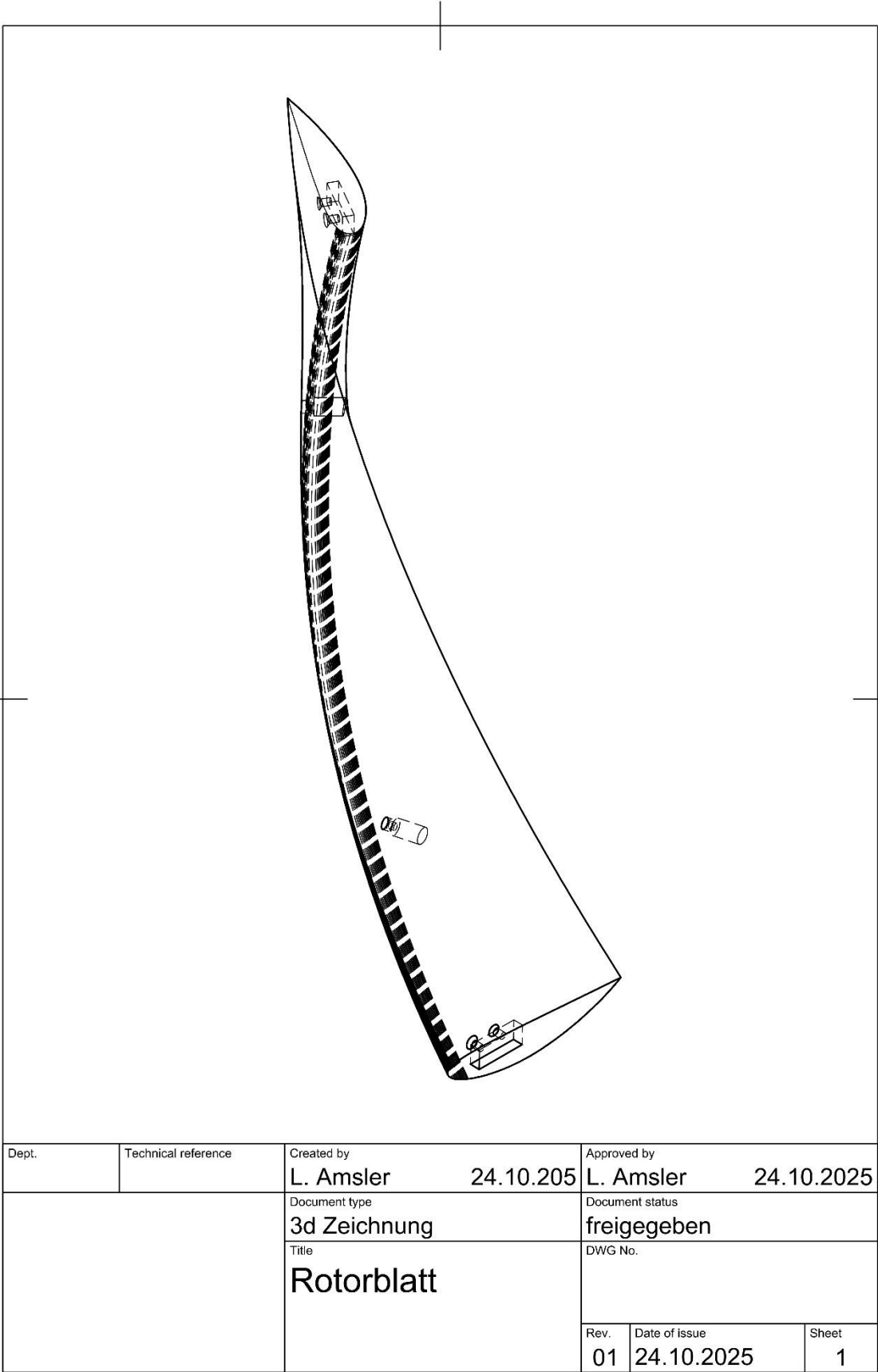
Dept.	Technical reference	Created by L. Amsler 24.10.2025	Approved by L. Amsler 24.10.2025		
		Document type 3d Zeichnung	Document status freigegeben		
		Title Kraft Aufnahme A	DWG No.		
			Rev. 01	Date of issue 24.10.2025	Sheet 1

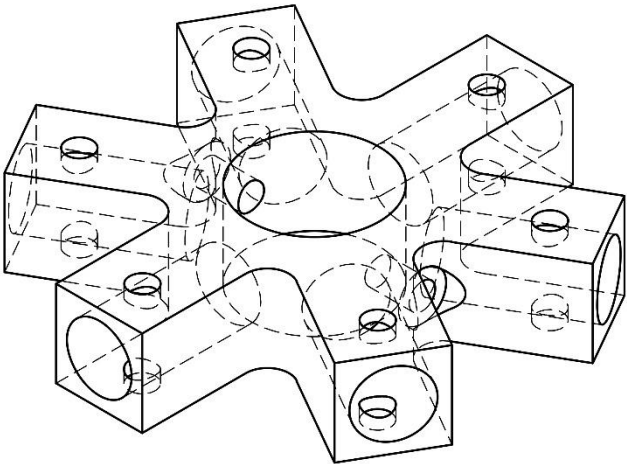


Dept.	Technical reference	Created by L. Amsler 24.10.2025	Approved by L. Amsler 24.10.2025		
		Document type 3d Zeichnung	Document status freigegeben		
		Title Kraft Aufnahme B	DWG No.		
			Rev. 01	Date of issue 24.10.2025	Sheet 1

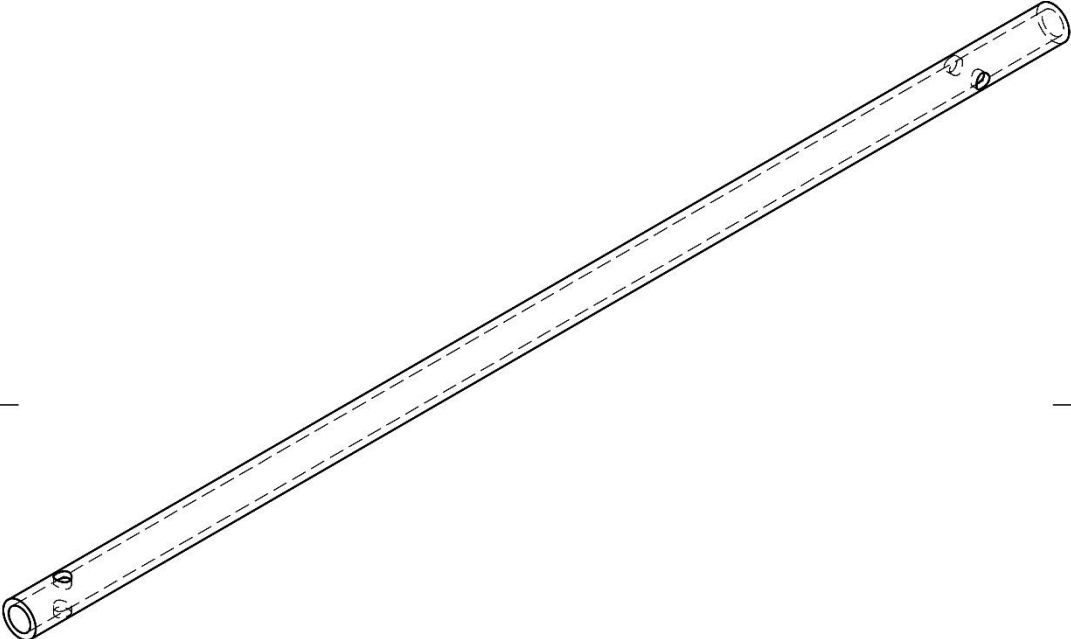


Dept.	Technical reference	Created by L. Amsler 24.10.2025	Approved by L. Amsler 24.10.2025		
		Document type 3d Zeichnung	Document status freigegeben		
		Title Positionsplatte	DWG No.		
			Rev. 01	Date of issue 24.10.2025	Sheet 1



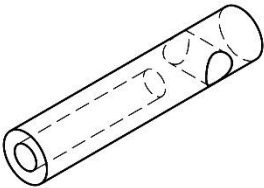


Dept.	Technical reference	Created by L. Amsler24.10.2025	Approved by L. Amsler24.10.2025		
		Document type 3d Zeichnung	Document status freigegeben		
		Title Sternplatte	DWG No.		
			Rev. 01	Date of issue 24.10.2025	Sheet 1



Dept.	Technical reference	Created by L. Amsler 24.10.2025	Approved by L. Amsler 24.10.2025		
		Document type 3d Zeichnung	Document status freigegeben		
		Title Träger Blatt	DWG No.		
			Rev. 01	Date of issue 24.10.2025	Sheet 1

				
Dept.	Technical reference	Created by L. Amsler	24.10.205	
		Approved by L. Amsler	24.10.2025	
		Document type 3d Zeichnung	Document status freigegeben	
		Title Welle	DWG No.	
		Rev. 01	Date of issue 24.10.2025	Sheet 1

						
Dept.	Technical reference	Created by L. Amsler 24.10.2025		Approved by L. Amsler 24.10.2025		
		Document type 3d Zeichnung		Document status freigegeben		
		Title Zwischenstück Blatt-Träger		DWG No.		
				Rev.	Date of issue	Sheet
				01	24.10.2025	1

Anhang H

Ergebnisprotokoll

Thema:

Besprechung Zwischenstand Diplomarbeit (1. Sitzung)

Titel der Diplomarbeit:

Entwicklung einer vertikalen Kleinwindkraftanlage zur autarken Energieversorgung

Termin: 20.08.2025

Uhrzeit: 13:00 – 13:30 Uhr

Ort: Videokonferenz via Microsoft Teams

Protokollführer/in: Lukas Amsler

Teilnehmer/in: Markus Toma

Student/in: Lukas Amsler

Tagesordnung

1. Themenbeschreibung, Ziele der Arbeit
2. Standortbestimmung in Bezug auf die Zielsetzung
3. Diskussion aktueller Probleme
4. Festlegung des weiteren Vorgehens
5. Anmerkungen und diverse Themen Coach

Protokoll

TOP 1: Themenbeschreibung, Ziele der Arbeit

- Vorstellung des Projektes, der Rahmenbedingungen und der definierten Ziele. (Ziel ist die Entwicklung einer vertikalen Kleinwindkraftanlage, welche für die Stromversorgung eines VW-Campingbusses verwendet werden kann)

TOP 2: Standortbestimmung in Bezug auf die Zielsetzung

- Die Einarbeitung in das Thema gestaltete sich aufgrund der geringen Informationslage aufwändiger als geplant. Das Thema ist wesentlich komplexer als anfangs erwartet. (Horizontale Windkraftanlagen sind in der Forschung gegenüber vertikalen Windkraftanlagen weit voraus)
- Die grundlegenden Berechnungen der aerodynamischen Auslegung wurden bereits durchgeführt.

TOP 3: Diskussion aktueller Probleme

- Komplexität des Themas erfordert weitaus mehr Zeit als angenommen für die Entwicklungsphase bzw. Berechnungen des Prototyps.
- **Maßnahmen:** Die Arbeit konzentriert sich neu primär auf die theoretische Entwicklung und Auslegung. Die in den Zielen definierte Herstellung des Prototyps inklusive Testphase wird als optionales Ziel festgelegt.

TOP 4: Festlegung des weiteren Vorgehens

- Detaillierte Überarbeitung der aerodynamischen Berechnungen
- Erstellung des CAD-Modells
- Berechnungen von Wellen und Lagern
- Erstellung eines elektrischen Anschlussschemas

TOP 5: Anmerkungen und diverse Themen Coach

- Im Zeitplan ist es wichtig, dass die verschiedenen Phasen der Arbeit einzeln aufgelistet sind inklusive Stundenangaben und eines Soll/Ist Vergleichs.
- Die Diplompräsentation ist am 21.11.2025 geplant (Änderungen vorbehalten)

Nächster Besprechungstermin: 01.10.2025, 13:00

Verteiler:

- Markus Toma
- Lukas Amsler

Ergebnisprotokoll

Thema:

Besprechung Zwischenstand Diplomarbeit (2. Sitzung)

Titel der Diplomarbeit:

Entwicklung einer vertikalen Kleinwindkraftanlage zur autarken Energieversorgung

Termin: 03.10.2025
Uhrzeit: 13:20 – 14:00 Uhr
Ort: TEKO Glattbrugg
Protokollführer/in: Lukas Amsler
Teilnehmer/in: Markus Toma
Student/in: Lukas Amsler

Tagesordnung

6. Standortbestimmung in Bezug auf die Zielsetzung
7. Diskussion aktueller Probleme
8. Festlegung des weiteren Vorgehens
9. Anmerkungen und diverse Themen Coach

Protokoll

TOP 1: Standortbestimmung in Bezug auf die Zielsetzung

- Die Kräfteberechnungen eines Rotorblattes wurden durchgeführt mit C_L und C_D -Werten aus dem Web. Die Daten stammen von einer CFD-Analyse von einem NACA 4418 Profil für positive Anstellwinkel. Die Kräfte bei Anlaufwindgeschwindigkeit, Nennwindgeschwindigkeit und bei einer festgelegten maximal zulässigen Windgeschwindigkeit wurden ermittelt.
- CAD-Modell der vertikalen Windturbine wurde erstellt.
- Verschiedene kritische Komponenten des CAD-Modell wurden mit diversen Berechnungen validiert.

TOP 2: Diskussion aktueller Probleme

- Bremskonzept des Rotors bei extrem Winden wurde noch nicht im Detail durchdacht.
- **Maßnahmen:** Verschiedene Ideen sammeln und genauer beschreiben in der Arbeit. Bremsen des E-Motor? Mechanische Bremse?
- Rotor wird aktuell mit einem Rillenkugellager und dem Lager des E-Motors gelagert. Eine bessere Lösung würde die Lagerung mit einem 2. Rillenkugellager darstellen, damit keine Kräfte auf den E-Motor wirken.
- **Maßnahmen:** Einsatz eines 2. Lagers prüfen für eine «sauberere» Lösung.

TOP 3: Festlegung des weiteren Vorgehens

- Dokumentation vervollständigen
- Überprüfen der Quellen

TOP 4: Anmerkungen und diverse Themen Coach

- Anhang nutzen, nicht zu viele Grafiken, Tabellen usw. in den Dokumentationsteil einfügen.
- Excel Datentabellen usw. können mit Ausschnitten als Beispiel in die Dokumentation eingefügt werden und die vollständige Datentabelle kann als Ergänzung im Anhang platziert werden.
- Bei Problemen/Schwierigkeiten in der «Schlussphase» frühzeitig beim Coach melden.
- Peter Müller wünscht ein physisches Exemplar der Diplomarbeit für die Korrektur.

Verteiler:

- Markus Toma
- Lukas Amsler

Anhang I

Zeitplan

Projektablaufplan

Aufgaben	Zeitaufwand (h)		W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	W8	W9	W10	W11	W12	W13	W14	W15	W16
	Soll	Effektiv																
Projektinitialisierung																		
Aufgabenstellung	2	1																
Pflichtenheft	3	2																
Zieldefinition	2	1																
Terminplan	2	2																
Projektrisiken	1	1																
Projektrealisierung																		
Informationssammlung	16	28																
Variantenfindung	4	3																
Überschlägige Berechnungen	10	29																
Erstellen CAD Entwurf	10	18																
Überprüfung CAD	4	20																
Herstellung Prototyp	20	0																
Testphase	50	0																
Projektabschluss																		
Reflexion	2	2																
Kommentar zu KI	2	1																
Persönliches Schlusswort	2	1																
Finalisierung Dokumente	20	32																
Reservezeit	20	20																
Total:	160	161																

