



FAKULTÄT FÜR  
ELEKTROTECHNIK UND  
INFORMATIONSTECHNIK  
Faculty of Electrical Engineering and Information Technology



# Analyse der Generatorspannung für das Monitoring von Kleinwindkraftanlagen mit APSM

DIPLOMARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

**Diplom-Ingenieur/in**

im Rahmen des Masterstudiums

**Masterstudium Energie- und Automatisierungstechnik**

eingereicht von

**Kai-Burkhard Kohler**

Matrikelnummer 11724442

an der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
der Technischen Universität Wien

Betreuung: Univ.Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik

Mitwirkung: Univ.Ass. Dipl.-Ing. Sophie Juliana Bittner

Mag. Dr. Markus Drapalik, Universität für Bodenkultur Wien

Wien, <Datum>

---

<Vorname> <Nachname>

# Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct – Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis, insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet. Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Wien, <Datum>

---

<Vorname> <Nachname>

## Danksagung

Danken möchte ich zuerst meiner super Marieke und meiner lieben Familie für die Unterstützung und Motivation während des Studiums.

Besonders bedanken möchte ich mich bei Herrn Dr. Markus Drapalik für die intensive und kollegiale Betreuung der Arbeit.

Ebenfalls meinen Dank aussprechen möchte ich Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik für die Annahme des Themas. Frau DI Sophie Bittner danke ich für die zielführenden Gespräche und die Korrektur der Arbeit.

Hervorheben möchte ich das Engagement von Jonathan Schreiber, der diese Arbeit mit seiner Erfahrung, seinem fundierten Wissen und handwerklichem Talent intensiv begleitete.

## Abstract

In countries of the global South it has been shown that the quality of life increases rapidly with the electrical energy consumption. Small wind turbines (SWT) are used in many places to provide electrical energy at locations without grid access and with good wind conditions. Approximately 1,000 Piggott SWTs are in operation worldwide, which are characterised by their low threshold and resource-saving design. Often, the operation of SWTs fails due to a lack of maintenance and avoidable faults, which leads to a total loss of the plant. This results in the need for the development of a condition monitoring system (CMS). These are established for wind turbines in the MW range with vibration data as input variable, which is measured using acceleration sensors. Based on electrical signature analysis (ESA), the plant's condition can be monitored without a sensor on the wind turbine. Faults in the turbine are detected by changes in the generator voltage or current. A common fault in Piggott turbine operation is rotor deflection, which occurs when the bearing screw loosens. The effects of rotor deflection on the generator voltage at no load of the 2F12P type generator are investigated experimentally.

The quadratic mean value of the voltage drops by 0.4 V at rated speed when the rotor is deflected and the harmonic content of the voltage increases. In particular, the amplitudes of the harmonics increase with ordinal numbers 3, 5 and 9.

An alternative is the detection of the rotor deflection via the leakage field with a Hall sensor. It is shown that the rotor deflection can be detected with a commercially available and inexpensive Hall sensor.

## Kurzfassung

Die Lebensqualität in wenig entwickelten Regionen steigt mit der Nutzung geringer Mengen elektrischer Energie rapide an. Für die Bereitstellung von elektrischer Energie an Standorten ohne Netzzugang und mit guten Windverhältnissen werden vielerorts Kleinwindkraftanlagen (KWKA) eingesetzt. Weltweit sind circa 1.000 Piggott-KWKA in Betrieb, die sich durch ihr niederschwelliges und ressourcenschonendes Design auszeichnen. Häufig scheitert der Betrieb der KWKA an mangelnder Instandhaltung und es kommt durch vermeidbare Fehler zu einem Totalschaden der Anlage. Daraus ergibt sich der Bedarf für die Entwicklung eines Condition-Monitoring-Systems (CMS). Etabliert sind CMS für Windkraftanlagen im MW-Bereich mit Vibrationsdaten als Eingangsgröße, die mit Beschleunigungssensoren gemessen werden. Ohne einen Sensor an der Windkraftanlage funktionieren Methoden zur Zustandsüberwachung, die auf der Electrical-Signature-Analysis (ESA) basieren. Fehler an der Anlage werden dabei anhand von Veränderung der Generatorspannung oder -strom erkannt.

Ein häufiger Fehler beim Betrieb der Piggott-Turbine ist die Rotorauslenkung, die auftritt, wenn sich die Lagerschraube lockert. Die Auswirkungen der Rotorauslenkung auf die Generatorspannung im Leerlauf des Generators vom Typ 2F12P werden experimentell untersucht.

Der Effektivwert der Spannung fällt bei Nenndrehzahl um 0,4 V bei Auslenkung des Rotors. Der Oberwellengehalt der Spannung steigt. Insbesondere steigen die Amplituden der Oberwellen mit den Ordnungszahlen 3,5 und 9.

Eine zweite Variante ist die Erkennung der Rotorauslenkung über das Streufeld mit einem Hall-Sensor. Es wird gezeigt, dass mit einem handelsüblichen und preiswerten Hall-Sensor die Rotorauslenkung detektiert werden kann.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung und Problemstellung</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>Elektrische Energieerzeugung mit einer Piggott Kleinwindkraftanlage</b>	<b>11</b>
2.1	Verbreitung, Stromgestehungskosten und Umweltbilanz . . . . .	11
2.2	Grundlagen der Windenergieumwandlung . . . . .	13
2.2.1	Impulstheorie nach Betz . . . . .	13
2.2.2	Aerodynamik und Leistungskennlinie von Auftriebsläufern . . . . .	14
2.2.3	Aerodynamische Leistungsregelung . . . . .	15
2.3	Aufbau der Piggott-Kleinwindkraftanlage . . . . .	17
2.4	Leistungskennlinie der Piggott-Kleinwindkraftanlage . . . . .	18
2.5	Phasenspannung der axial permanent erregten Synchronmaschine im Generatorbetrieb . . . . .	20
2.6	Auslegung des Generators . . . . .	21
2.7	Piggott-Turbine der Universität für Bodenkultur Wien . . . . .	25
2.7.1	Betriebsdaten Spätsommer 2021 . . . . .	26
<b>3</b>	<b>Literaturrecherche</b>	<b>29</b>
<b>4</b>	<b>Allgemeine Methodik</b>	<b>31</b>
4.1	Aufbau der Arbeit . . . . .	31
<b>5</b>	<b>Der untersuchte Fehler: Die Rotorauslenkung</b>	<b>32</b>
5.1	Rotorauslenkung durch Lagerfehler . . . . .	32
5.2	Ähnlichkeit der Rotorauslenkung zur Statorschrägstellung . . . . .	33
5.3	Trigonometrische Abschätzung der Generatorspannung bei Geometrieänderung . . . . .	34
5.4	Winkel der Rotorauslenkung und Statorschrägstellung bestimmen . . . . .	38
<b>6</b>	<b>Ursachen für die Veränderung der Generatorspannung durch Rotorauslenkung und Statorschrägstellung</b>	<b>39</b>
6.1	Simulation der Generatorspannung mit schräg gestelltem Stator . . . . .	39
6.1.1	Simulationssoftware FEMM . . . . .	39
6.1.2	Modell des Generators . . . . .	39
6.1.3	Simulationsergebnisse . . . . .	40
6.1.4	Berechnung der Spannungsänderung durch Statorschrägstellung . . . . .	40
6.1.5	Diskussion . . . . .	40
6.2	Einzelne die Generatorspannung verändernde Faktoren . . . . .	41
<b>7</b>	<b>Beschreibung des Teststandes, der Sensoren, Mess- und Analysemethoden</b>	<b>43</b>
7.1	Generator . . . . .	43
7.2	Oszilloskop . . . . .	44
7.3	Messung des Zeitpunktes des Nulldurchgangs der Generatorspannung . . . . .	44
7.3.1	Hintergrund und Ziel . . . . .	44
7.3.2	Messschaltung . . . . .	44
7.4	Optische Drehzahlmessung und Drehwinkelbestimmung . . . . .	45
7.4.1	Motivation . . . . .	45
7.4.2	Messaufbau und Wahl des Sensors . . . . .	45

7.4.3	Kalibrierung und Eignung des Sensors OPB743 . . . . .	46
7.5	Die Rotordrehzahl während den Messungen . . . . .	47
7.5.1	Kontinuierlicher Rotorauslauf . . . . .	47
7.5.2	Rotorantrieb mit konstanter Drehzahl . . . . .	49
7.6	Verwendete Software . . . . .	49
7.7	Grundlagen zur Spannungsanalyse mit der Fouriertransformation . . . . .	50
7.7.1	Methoden in vorangegangenen Arbeiten . . . . .	50
7.7.2	Diskrete Fourier Transformation . . . . .	51
7.7.3	Leckeffekt . . . . .	52
7.7.4	Zero-Padding . . . . .	53
<b>8</b>	<b>Auswertung der Generatorspannung mit konstanter Rotordrehzahl</b>	<b>54</b>
8.1	Methode der Messwertaufnahme . . . . .	54
8.2	Vergleich der Effektivwerte der Generatorspannung . . . . .	54
8.2.1	Messdatenaufbereitung . . . . .	54
8.2.2	Messergebnisse Statorschrägstellung . . . . .	55
8.2.3	Messergebnisse zur Auswirkung der Rotorauslenkung . . . . .	55
8.2.4	Diskussion der Messergebnisse . . . . .	55
8.3	Vergleich der Oberwellen der Generatorspannung . . . . .	56
8.3.1	Methode für die Durchführung der Signalanalyse mittels Fourier-Transformation . . . . .	56
8.3.2	Spektrum der Generatorspannung bei Statorschrägstellung und Rotorauslenkung . . . . .	56
8.3.3	Diskussion . . . . .	56
8.3.4	Erklärung für die Veränderung der Generatorspannung bei Rotorauslenkung . . . . .	56
8.4	Vergleich der Zeitpunkte des Nulldurchgangs der Generatorspannung . . . . .	57
8.4.1	Messdatenaufbereitung . . . . .	57
8.4.2	Ergebnisse . . . . .	57
8.4.3	Diskussion . . . . .	57
<b>9</b>	<b>Auswertung der Generatorspannung mit abnehmender Rotordrehzahl</b>	<b>60</b>
9.1	Analyse des Effektivwertes der Generatorspannung . . . . .	60
9.1.1	Methode . . . . .	60
9.1.2	Ergebnisse Statorschrägstellung . . . . .	60
9.1.3	Anwendbarkeit der Methode bei Rotorauslenkung . . . . .	61
9.1.4	Diskussion . . . . .	62
9.2	Spektralanalyse der Generatorspannung . . . . .	63
9.2.1	Methode . . . . .	63
9.2.2	Ergebnisse . . . . .	63
9.2.3	Auswirkung der Drehzahlabnahme auf das Spektrum . . . . .	63
9.2.4	Diskussion der Ergebnisse und der Methode . . . . .	65
9.3	Analyse des Zeitpunktes des Nulldurchgangs der Generatorspannung . . . . .	65
<b>10</b>	<b>Eignung des Streufeldes als Eingangsgröße für die Zustandsüberwachung des Generators</b>	<b>67</b>
10.1	Funktionsweise von Hall-Sensoren . . . . .	67
10.2	Kalibrierung von Hall-Sensoren . . . . .	68
10.2.1	Kalibrierung des Hall-Sensors HMC5883L . . . . .	69

10.2.2	Temperatursensitivität . . . . .	71
10.3	Das Streufeld der APSM . . . . .	71
10.4	Eignung des Streufeldes und des Sensors für die Erkennung der Rotorauslenkung . . . . .	72
10.4.1	Messaufbau und Methode . . . . .	72
10.4.2	Messergebnisse . . . . .	73
10.4.3	Diskussion . . . . .	74
<b>11</b>	<b>Zusammenfassung</b>	<b>75</b>
<b>12</b>	<b>Ausblick</b>	<b>76</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>77</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>82</b>
	<b>Glossar</b>	<b>84</b>

# 1 Einleitung und Problemstellung

Der Zugang zu Elektrizität wirkt sich sehr positiv auf die Lebensqualität aus. Genügend elektrische Energie für Licht, Handy, Computer und Kühlschrank zur Verfügung zu haben ist dafür signifikant [64]. In der Abbildung 1 wird der Human Development Index (HDI) einzelner Länder geplottet gegen den Elektrizitätskonsum pro Kopf. Deutlich erkennbar ist der rasante Anstieg des HDI im Bereich geringer Mengen elektrischer Energie bis zu einer Megawattstunde (MWh) pro Jahr und Mensch. Während des seit 2011 andauernden Bürgerkrieges in Syrien bauen Menschen aus Auto- und Fahrradteilen Kleinwindkraftanlagen (KWKA), um zum Beispiel Funkgeräte für Sanitäter wiederaufladen zu können [20]. Außerhalb von Krisengebieten werden KWKA häufig in Kombination mit Photovoltaik für die autarke Stromversorgung von Gebäuden oder Anlagen ohne Netzanbindung errichtet. Kleinstanlagen werden beispielsweise für die Beleuchtung von Verkehrsschildern und größere Anlagen für die Versorgung von Haushalten oder Mobilfunkbasisstationen verwendet. Ein weiterer Einsatzzweck ist die klimafreundliche Stromerzeugung in Gebieten, wo keine Windkraftanlagen mit einer hohen Nabenhöhe aufgebaut werden dürfen. Auch werden Kleinwindkraftanlagen statt oder in Ergänzung zu Dieselgeneratoren in Microgrids genutzt [37].

Der Schotte Hugh Piggott, der auf einer entlegenen Halbinsel Schottlands lebt, entwickelte in den 1990er Jahren ein Kleinwindrad mit einer Nennleistung  $P_N$  von 1 kW, das mit handelsüblichem Werkzeug, gängigen handwerklichen Fähigkeiten und handelsüblichen preiswerten, zum Großteil recycelten Materialien gebaut wird. Kernstück des Piggott Windrad Designs ist der Generator, der passend zu den örtlichen Windverhältnissen ausgelegt und hergestellt wird.

Wind und Wetter beanspruchen die mechanischen Komponenten abhängig vom Ort und von der Materialqualität stark. So ist die Anzahl der Betriebsstunden des Lagers der Windturbine, welches ein recyceltes Autoradlager ist, deutlich höher innerhalb eines Jahres an einem windreichen Standort verglichen mit dessen bestimmungsgemäßen Einsatz. Eine regelmäßige Sichtprüfung und Instandhaltung der Kleinwindkraftanlage ist daher für einen kontinuierlichen Betrieb unabdingbar. Für eine ausführliche Überprüfung der Piggott-KWKA wird der Mast umgelegt, sodass die Turbine auf Erdniveau liegt. Der Zeitbedarf dafür kann mit drei Stunden veranschlagt werden.

Häufig scheidet der Betrieb der Piggott-KWKA an der eben geschilderten Überprüfung und schwere Fehler führen durch ein unterlassenes Abschalten der Anlage zu einem Totalschaden [60]. Nach Erfahrungsberichten von Jonathan Schreiber (Seminarleiter und Autor zu Piggott-KWKA), Hugh Piggott und Jean Alinei (M.Eng., Laboratoire d'Analyse et d'Architecture des Systèmes Toulouse, Frankreich) ist das selbständige Lockern der Radlagerschraube ein vorkommender schwerer Fehler, der zur Zerstörung des Generators führt. Auf der Welle des Kleinwindrades, die über ein Radlager am hinteren Ende mit dem Mast verbunden ist, sitzen mittig die Rotorscheiben des Generators und zum Betrachter hin die Windturbinenblätter. Wenn sich die Radlagerschraube lockert, vergrößert sich das Spiel des Lagers und die Welle kippt mit den Rotorscheiben des Generators und den Turbinenblättern Richtung Erde. Die scharfkantigen Magnete der Rotorscheiben schleifen in Folge an dem am Mast befestigten Stator, das durch das Abtragen der Isolation zu einem schwerwiegenden irreparablen Fehler, dem Windungsschluss führt.

Bei frühzeitiger Erkennung des eben besprochenen Radlagerfehlers, kann die KWKA abgeschaltet werden indem der Rotor festgebremst wird, was das Schleifen der Magnete an dem Stator unterbindet. In dieser Arbeit werden Möglichkeiten für die frühzeitige Erkennung dieses Radlagerfehlers ermittelt. Der Fokus liegt hierfür auf der Analyse der Generatorspannung, da dafür keine Sensoren auf dem Mast befestigt werden müssen. Etabliert sind derzeit Condition Monitoring Systeme (CMS), die auf der Auswertung von

Vibrationen, die mit Beschleunigungssensoren an der Anlage gemessen werden, basieren [19]. Die in dieser Arbeit erforschten Effekte des Radlagerfehlers auf die Generatorspannung sollen die automatisierte Detektion des Fehlers durch ein CMS ermöglichen, welches im Fehlerfall die automatisierte Abschaltung der Anlage initiieren soll. Die Intervalle für zeitaufwendige Prüfungen können damit vergrößert werden, was unter anderem die Wirtschaftlichkeit der Anlage erhöht.

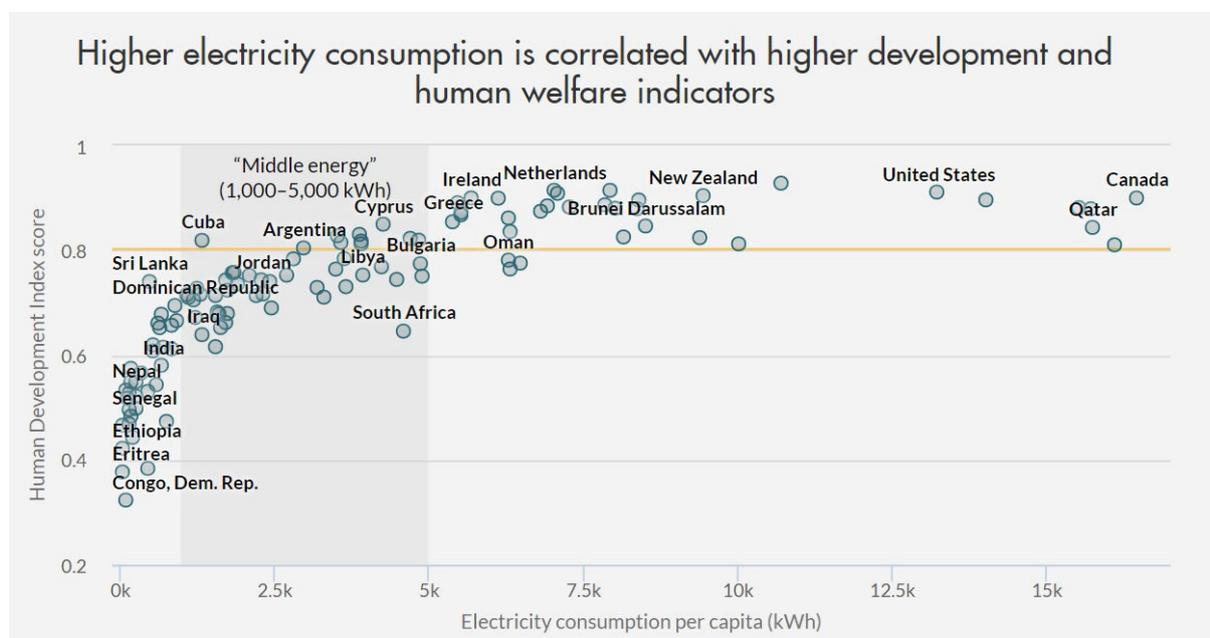


Abbildung 1: Korrelation des HDI und der Nutzung elektrischer Energie [16]

## 2 Elektrische Energieerzeugung mit einer Piggott Kleinwindkraftanlage

Für die Entwicklung eines Monitoring Systems ist die Kenntnis über die Funktionsweise und die Betriebszustände essentiell. Dies gilt insbesondere bei Kleinwindkraftanlagen, deren Betrieb von den unsteten Windverhältnissen in geringer Nabenhöhe geprägt ist. Die Betriebspunkte werden von den Windverhältnissen geprägt. Diese sind standortabhängig und werden von dem Gelände um die Turbine beeinflusst [4]. In diesem Kapitel wird die Funktionsweise der Piggott-KWKA erläutert und es werden Betriebsdaten gezeigt. Es wird auf Besonderheiten des Piggott-Designs, wie der Auslegung des Generators, den Stromgestehungskosten und die Umweltbilanz der KWKA eingegangen.

### 2.1 Verbreitung, Stromgestehungskosten und Umweltbilanz

Weltweit sind im Jahr 2016 schätzungsweise eine Millionen Kleinwindkraftanlagen (KWKA) mit einer Gesamtleistung von 830 MW installiert [55]. Als maximale Leistung einer KWKA wird von der World Wind Energy Association eine Obergrenze von 100 kW herangezogen. Die Abbildung 2 zeigt, dass der Großteil der Anlagen in China und den USA aufgestellt sind. In China sind KWKA mit einer Leistung  $\leq 1 \text{ kW}$  in Gegenden ohne Netzanbindung weit verbreitet. Piggott Turbinen sind international verbreitet

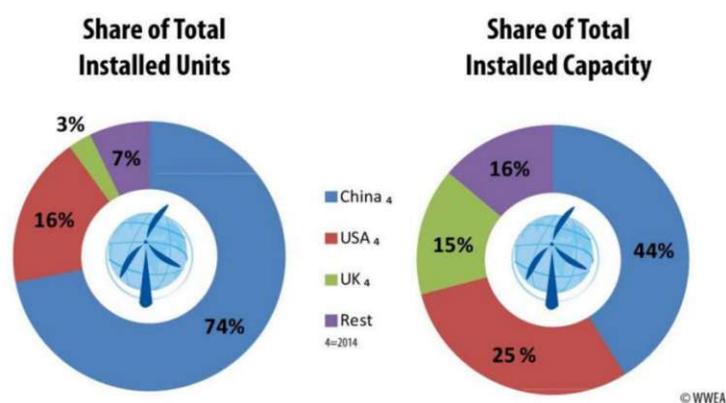


Abbildung 2: Anzahl und installierte Leistung von KWKA nach Ländern [55]

und die Gesamtzahl wird auf 1000 Stück geschätzt [59]. Die Materialkosten für den Bau einer Piggott Turbine betragen 2019 circa 400 € [34]. Der Preis einer Turbine inklusive Lohnkosten und Aufbau in Äthiopien wird mit 1450 \$ veranschlagt [14]. Die Kosten sind den globalen Preisschwankungen für Stahl und dem Magnetmaterial unterworfen.

Für die wirtschaftliche Beurteilung von KWKA werden im folgenden die Stromgestehungskosten (LCOE) verglichen [14].

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{D_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

mit

- $n$  = Betriebsdauer [Jahre]
- $C_t$  = jährliche Kapitalkosten [€]
- $M_t$  = jährliche Betriebs- und Instandhaltungskosten [€]
- $F_t$  = jährliche Brennstoffkosten [€]
- $D_t$  = jährliche Stromerzeugung [kWh]

Studien zu KWKA in Österreich und Deutschland im Leistungsbereich von 1 kW bis 15 kW ermittelten Stromgestehungskosten von 12 - 32 Cent je kWh [36] [30]. Die Stromgestehungskosten fallen mit steigendem Turbinenradius und steigender Nennleistung einer Anlage. Eine Befragung von 19 KWKA Betreibern in Niederösterreich ergab, dass der Standort und die Qualität einer KWKA für den wirtschaftlichen Erfolg entscheidend sind [30].

Veröffentlichungen über die Wirtschaftlichkeit von Piggott-Turbinen untersuchen überwiegend die Kosten eines Inselsystems, das aus KWKA, PV-Anlage, Dieselgenerator und Batterie besteht. In der Arbeit von Eales [14] wurde die Wirtschaftlichkeit von Piggott KWKA für die Stromversorgung einer kleinen äthiopischen Markthalle mit Friseur Geschäft untersucht. Der tägliche Energiebedarf des Komplexes beträgt 14 kWh. Mittels des Einsatzes von PV und Windkraft in Ergänzung zu einem Dieselgenerator, können die Stromgestehungskosten von 0.9\$/kWh auf 0.6 \$/kWh gesenkt werden. Entscheidend sind hier wieder die Windverhältnisse am jeweiligen Standort. Wenn die Lohnkosten für die Herstellung der KWKA und die Instandhaltung situationsbedingt entfallen, sinken die LCOE. Auf der Halbinsel Scoraig in Schottland werden mit niedrigen Lohnkosten und guten Windverhältnissen Stromgestehungskosten in Höhe von 0.39 \$/kWh erreicht. Unter Einbeziehung des Gesamtsystems für den Inselbetrieb mit PV und Batterie steigen die Kosten auf 1.31 \$/kWh.

Für die Herstellung einer KWKA werden fossile Energieträger benötigt und Treibhausgase ausgestoßen. Im Rahmen einer Ökobilanz (LCA) wird der gesamte Lebenszyklus, inklusive der Herstellung und der Entsorgung, einer Anlage betrachtet und in Relation zur erzeugten elektrischen Energiemenge gesetzt. Für die Herstellung und Entsorgung der Piggott-KWKA werden 2048 kWh Energie benötigt, wovon 1467 kWh unter Berücksichtigung der aktuellen Produktionsprozesse aus fossilen Energieträgern stammen. Am energieintensivsten ist dabei die Herstellung des Stahlrohrs für den Mast, wofür 60 % der gesamten Energie aufgewendet wird. Bei einer angenommenen Betriebsdauer von 20 Jahren betragen die Emissionen 40 Gramm CO<sub>2</sub> je kWh [31]. Die energetische Amortisationszeit liegt standortsabhängig zwischen zwei bis vier Jahren. Häufig wird der Mast aus gebrauchten Stahlteilen, wie beispielsweise einem dickwandigen Rohr, hergestellt. Mit der Nutzung gebrauchter Stahlteile können die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 75 % gesenkt werden. Das reduziert die energetische Amortisationszeit auf weniger als ein Jahr [31].

## 2.2 Grundlagen der Windenergieumwandlung

In diesem Abschnitt werden die Grundlagen der Energieumwandlung mit einem Windrotor beschrieben. Für eine ausführliche Darstellung sei auf das Buch *Windkraftanlagen* von Erich Hau [23] verwiesen.

### 2.2.1 Impulstheorie nach Betz

Der Physiker Albert Betz zeigte auf Basis elementarer physikalischer Gesetze, dass die entnehmbare Leistung aus einem Luftstrom, der durch eine Querschnittsfläche  $A$  strömt, begrenzt ist. Er zeigte auch, dass der optimale Leistungsentzug abhängig von der Strömungsgeschwindigkeit der Luft vor und hinter der Turbine ist [23].

Die elementare Impulstheorie nach Betz basiert auf dem Gleichsetzen des Impulssatzes und der Kontinuitätsbeziehung für die Erhaltung eines Massenstroms [23]. Betrachtet wird ein Luftstrom, der durch seine Geschwindigkeit und den durchfließenden Querschnitt vor und nach dem Energieumwandler beschrieben wird. Die Kontinuitätsbeziehung lautet:

$$\rho v_1 A_1 = \rho v_2 A_2 = \dot{m} \quad (2)$$

mit

$\rho$  = Luftdichte [kg/m<sup>3</sup>]

$v_1, v_2$  = Strömungsgeschwindigkeit vor und nach dem Energieumwandler [m/s]

$A_1, A_2$  = Querschnittsfläche des Luftstroms vor und nach dem Energieumwandler [m<sup>2</sup>]

$\dot{m}$  = Massenstrom [kg/s]

Aus der kinetischen Energie  $E$  in einer sich bewegenden Luftmasse wird die Leistung  $P$  abgeleitet, die mit einem Energieumwandler durch Verringerung der Strömungsgeschwindigkeit entzogen werden kann.

$$E = \frac{1}{2} m v^2 \quad (3)$$

$$P = \frac{1}{2} \rho (A_1 v_1^3 - A_2 v_2^3) = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \quad (4)$$

Der Impulssatz beschreibt dabei die Kraft  $F$ , die auf den Energieumwandler ausgeübt wird. Durch diese Schubkraft werden die Luftmassen mit der Durchströmungsgeschwindigkeit  $v'$  in Richtung der größeren Querschnittsfläche  $A_2$  verschoben.

$$F = \dot{m}(v_1 - v_2) \quad (5)$$

$$P = F v' = \dot{m}(v_1 - v_2) v' \quad (6)$$

Das Gleichsetzen der mechanischen Leistung, die einmal durch den Impulssatz (Formel 6) und durch die Kontinuitätsbeziehung des Massenstroms (Formel 4) berechnet wird, ermöglicht die Berechnung der Leistung des Energieumwandlers anhand der Strömungsgeschwindigkeiten  $v_1$ ,  $v_2$  und der Querschnittsfläche  $A$ .

$$P = F v' = \dot{m}(v_1 - v_2) v' = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{4} \rho A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2) \quad (7)$$

Die Leistung des Energieumwandlers wird nun verglichen mit der Leistung  $P_0$  eines Luftstroms durch die

gleiche Querschnittsfläche, deren Strömung jedoch nicht von einem Energiewandler beeinflusst wird.

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho v_1^3 A \quad (8)$$

Um die vorausgehende Frage zu beantworten, bei welcher Geschwindigkeitsänderung des Luftstroms die Leistung maximal ist, wird das Verhältnis aus der Leistung  $P$  des Wandlers und der Leistung  $P_0$  eines ungehinderten Massestroms gebildet. Das Verhältnis wird als Leistungsbeiwert  $c_P$  bezeichnet.

$$c_P = \frac{P}{P_0} = \frac{\frac{1}{4} \rho A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2)}{\frac{1}{2} \rho v_1^3 A} = \frac{1}{2} \left[ 1 - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \left[ 1 + \frac{v_2}{v_1} \right] \quad (9)$$

Der Leistungsbeiwert ist maximal mit  $c_P = 0.593$ , bei einem Verhältnis der Strömungsgeschwindigkeiten vor und nach dem Energiewandler von  $v_2/v_1 = 1/3$ .

Das bedeutet, dass der maximale theoretische Wirkungsgrad eines Windenergiewandlers rund 60% beträgt [23].

### 2.2.2 Aerodynamik und Leistungskennlinie von Auftriebsläufern

Für Windkraftanlagen werden aufgrund ihres hohen Leistungsbeiwertes ausschließlich auftriebnutzende Rotoren verwendet. Demgegenüber werden Widerstandsläufer für Anwendungen verwendet, die ein hohes Drehmoment bei niedriger Rotordrehzahl benötigen. Das Western-Windrad, dessen Hauptkomponenten der Widerstandsläufer mit einer direkt gekoppelter Wasser Pumpe sind, ist ein klassisches Beispiel [23]. Die Form eines Rotorblattes eines Auftriebläufers bewirkt das Auftreten von Über- und Unterdruck auf der Blatt Ober- bzw. Unterseite wenn es in einem Luftstrom positioniert wird (siehe Abb. 3). Mit der einseitigen Befestigung an der Nabe der Windkraftanlage kommt es zur Rotation. Der Luftstrom der dabei auf das Rotorblatt trifft, ist die Windgeschwindigkeit vektorieell addiert mit der Umfangsgeschwindigkeit. Aufgrund der hohen Umfangsgeschwindigkeit im Vergleich zur Windgeschwindigkeit werden die Rotorblätter eher rechtwinklig zum Wind bzw. in Richtung der Rotation ausgerichtet. Die Impulstheorie nach Betz gibt den

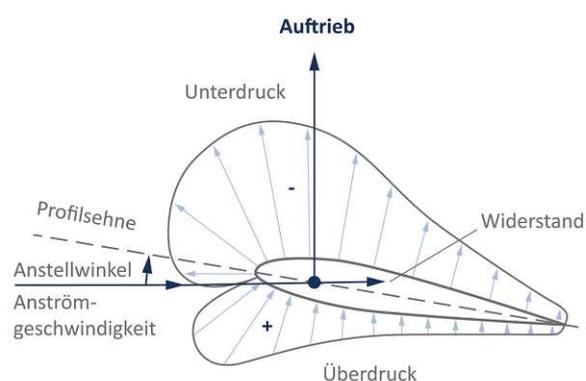


Abbildung 3: An einem Auftriebsläufer wirkende Kräfte [6]

theoretisch maximalen Wirkungsgrad eines Windenergiewandlers an. Durch den Aufbau einer Wndturbine kommt es zu einer unvermeidlichen Reduktion des Wirkungsgrades. Insbesondere führt die Drehbewegung der Rotorblätter zu einem Strömungsdrall, der den Rotor durchströmenden Luft. Die Leistung, die für die Rotation des Strömungsnachlaufs aufgebracht werden muss, stellt einen Verlust dar und reduziert den Leistungsbeiwert des Rotors. Die Intensität des Strömungsdralls ist abhängig von Umfangsgeschwindigkeit

des Rotors und der Windgeschwindigkeit, deren Verhältnis die Schnelllaufzahl  $\lambda$  beschreibt [23]:

$$\lambda = \frac{u}{v_w} \quad (10)$$

mit

$u$  = Umfangsgeschwindigkeit der Rotorblattspitze [m/s]

$v_w$  = Windgeschwindigkeit [m/s]

$\dot{m}$  = Massenstrom [kg/s]

Der Leistungsbeiwert wird aufgrund der Abhängigkeit von der Schnelllaufzahl als eine Funktion derer mit der Rotorleistungskennlinie dargestellt. Die Rotorleistungskennlinie wird mithilfe von mathematischen Modellen, Simulationen und Versuchen im Windkanal bestimmt. So wird deren Form neben dem Drall von der Rotorblattzahl und dem Rotorwiderstand beeinflusst.

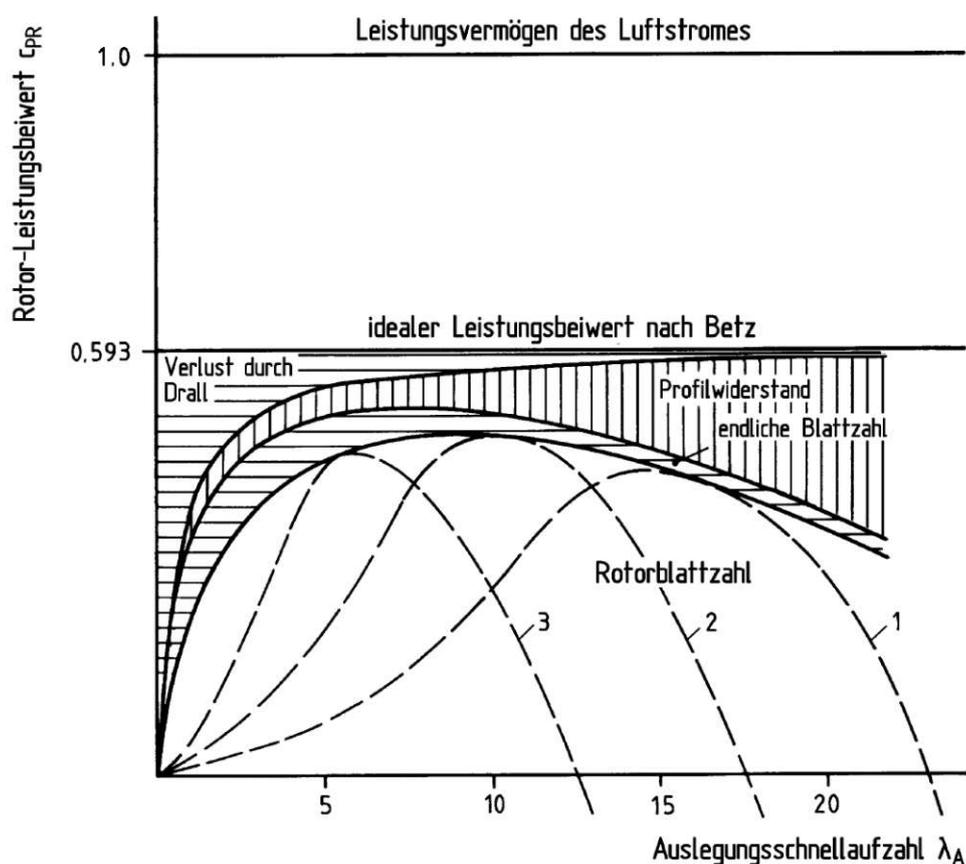


Abbildung 4: Die Rotorleistungskennlinie für Auftriebsläufer und Ursachen für deren Abweichen vom theoretischen Maximum [23, S. 102].

### 2.2.3 Aerodynamische Leistungsregelung

Aufgrund des Anstieges der Windleistung mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ist die Leistungsregelung der Windturbine von großer Bedeutung um die Zerstörung der Windkraftanlagen bei starken Winden zu verhindern und eine Notabschaltung zu ermöglichen. Darüber hinaus ist die maximale Leistung einer WKA durch die maximale Generatorleistung begrenzt, was eine Regelung der Turbinenleistung

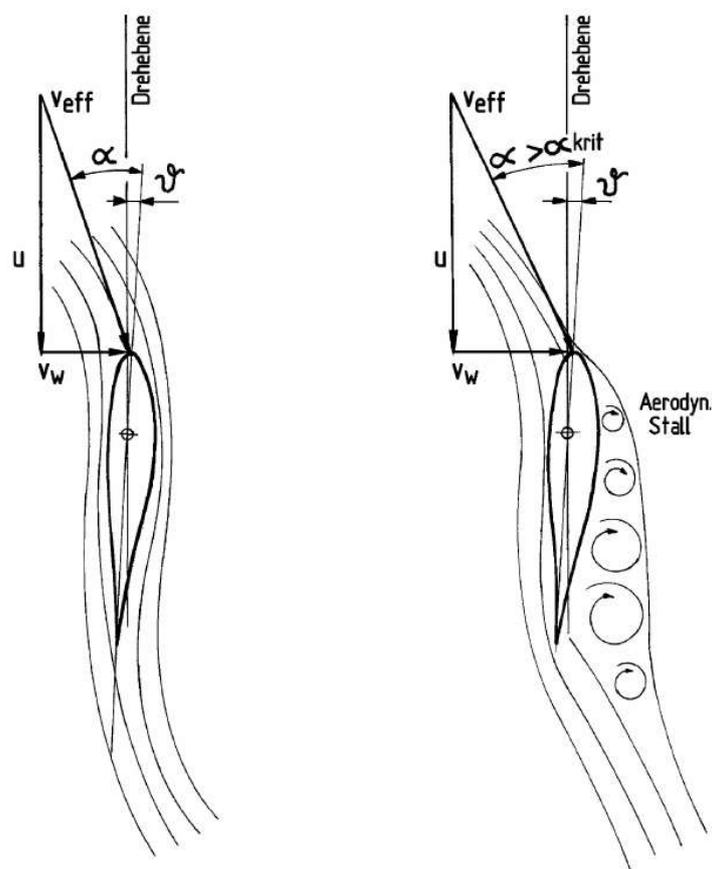


Abbildung 5: Strömungsablösung bei zunehmender Windgeschwindigkeit, konstanter Drehzahl und gleichem Blatteinstellwinkel [23, S.121]

erfordert, um die maximale elektrische Leistung bei verschiedenen Windverhältnissen zu produzieren. Die Steuerung der Turbinenleistung kann erfolgen über den Blatteinstellwinkel zum Wind, die Drehzahl und die Verringerung der wirksamen Rotorfläche durch das Herausdrehen des Rotors aus dem Wind [23]. Letzteres ist jedoch nur für kleine Rotoren praktikabel. Der effektivste Weg ist die Veränderung des aerodynamischen Anstellwinkels, indem das Rotorblatt um seine Längsachse verstellt wird. Damit wird die Leistungs- und Drehmoment Kennlinie des Rotors verändert und es können verschiedene aerodynamische Betriebspunkte angefahren werden. Es wird dabei unterschieden in welche Richtung das Rotorblatt gedreht wird. Die Drehung in Richtung der führenden Kante des Rotorblattes gegen den Winde wird *pitch* genannt und wird bei großen WKA angewendet. Vorteilhaft ist die Verringerung des Schubs auf die Rotornabe durch die Verringerung der Widerstandsfläche im Wind. Wird das Blatt in die entgegengesetzte Richtung gedreht, kommt es bereits bei geringer Verstellung zur Strömungsablösung (engl. *stall*). Im Fall der Strömungsablösung kommt es zu unerwünschten „Fluttererscheinungen“ und einer hohen Materialbelastung bei großen Rotorblättern. Wenn das Rotorblatt nicht verstellt wird und hohe Windgeschwindigkeiten vorliegen, kommt es ebenfalls zum Strömungsabriss. [23].

Betrachtet man kleine Windkraftanlagen, so ist der Aufwand für eine mechanische Blattverstellung zu groß. Die Nutzung des aerodynamischen Stall-Effektes bietet sich daher für die Leistungsregelung an. Die Abbildung 5 zeigt, wie es zur Strömungsablösung (*stall*) durch die Erhöhung der Windgeschwindigkeit bei konstanter Drehzahl und unveränderlichem Blatteinstellwinkel kommt. Die vektorielle Addition von Windgeschwindigkeit und Drehzahl bewirkt die Veränderung des Anströmungswinkel  $\alpha$ . Wenn der Winkel

$\alpha$  über einen kritischen Punkt ansteigt, treten Stall-Effekte auf und die Leistung der Turbine sinkt. Die unerwünschten „Fluttererscheinungen“ sind bei Kleinwindkraftanlagen aufgrund des niedrigen Rotorradius und der damit einhergehenden hohen Festigkeit unproblematisch. Das beschriebene Prinzip der *stall* Leistungsregelung wird bei der Piggott-Kleinwindkraftanlage angewendet.

### 2.3 Aufbau der Piggott-Kleinwindkraftanlage

Das Design der Piggott-Kleinwindkraftanlage umfasst die Kleinwindkraftanlage und die elektrischen Komponenten für das Inselsystem [27]. Den Aufbau der Turbine und des Generators zeigt die Explosionszeichnung 18a. Die KWKA lässt sich in folgende Hauptbestandteile zerlegen [29]:

- Rotorblätter
- Steuerfahne
- Generator
- Radlager
- Mast
- Batterie

Für die Rotorblätter wird hochqualitatives witterungsbeständiges Holz, häufig Lärchenholz, gewählt. Das für einen Auftriebsläufer charakteristische Profil wird mit Handwerkzeugen, wie z.B. Hobel und Stechbeitel, durch Materialabtragung hergestellt. Die Maße eines Rotorblattes betragen circa 1 m Länge, 10 cm Breite und 5 cm Dicke. Diese werden mit jeweils einer Verbindungsplatte vorne und hinten an die vordere Rotorscheibe geschraubt. Die Leistungsregelung erfolgt über den in vorigen Kapitel 2.2.3 beschriebenen Stall-Effekt.

Der Generator in Form einer axialen permanent erregten Synchronmaschine besteht aus zwei Rotorscheiben mit Ferrit oder Neodym Magneten, zwischen denen der Stator am Generatorrahmen befestigt wird. Auf die Rotorscheiben, welche aus 6 mm starkem Stahl bestehen und deren Durchmesser 30 cm beträgt, werden die Magnete am Rand angeordnet und festgeklebt. Der Stator besteht aus Spulen, die von Hand mit Hilfe eines Spulenwicklers hergestellt werden. Die Windungszahl und damit die Nennspannung, die sich auf die Cut-In Windgeschwindigkeit auswirkt, kann dabei standortsabhängig angepasst werden. Die Spulen werden in Sternschaltung verlötet und die Außenleiter werden hinausgeführt. Zur Fixierung der Spulen und deren Schutz vor Witterung werden diese ebenso wie die Rotorscheiben mit Epoxidharz vergossen. Die Herstellung des Stators zeigt Abbildung 8. Einen fertigen Stator zeigt Abbildung 17.

Als Lager wird das Radlager eines Autos verwendet. Es wird am Generatorrahmen befestigt und verbindet den Rotor mit dem Mast bzw. dem Generatorrahmen.

Die Ausrichtung des Windrades dem Wind entgegen geschieht durch die Steuerfahne, die aus einer  $0.5 \text{ m}^2$  großen lackierten Sperrholzplatte besteht. Diese ist über den 1 m langen Ausleger und das Steuerfahngelenk mit dem Generatorrahmen verbunden. Der Generatorrahmen wird frei beweglich auf den Mast aufgesteckt, was die Drehung der Turbine ermöglicht.

Der Mast besteht aus einem dickwandigen Stahlrohr und wird mit Stahlseilen und Erdankern gesichert.

Zum Schutz vor Zerstörung durch zu starken Wind, verfügt das Piggott-Windrad über ein Furling-System, das die Rotorblätter bei hohen Windgeschwindigkeiten aus dem Wind dreht. Das Herzstück des Mechanismus ist das Steuerfahngelenk, das einen Winkel zwischen Rotor und Fahne aufspannt

und versetzt zum Radlager bzw. dem Turbinenlager montiert ist. Durch die vertikale Neigung des Steuerfahngelenkes wird die Steuerfahne bei sich verringerndem Winkel unter  $90^\circ$  zwischen Turbine und Fahne angehoben, wobei der Winddruck auf die Turbine gegen die Gewichtskraft der Fahne wirkt. Dieser ist bei starken Winden hoch und führt zum Einklappen der Turbine zur Steuerfahne, was dem Hinausdrehen der Rotorblätter aus dem Wind entspricht.

Das Piggott-Design sieht als Energiespeicher für den Inselbetrieb Bleiakkumulatoren mit 12 V oder 24 V

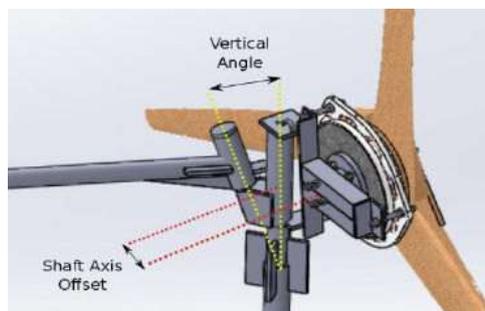


Abbildung 6: Furling System der Piggott-Turbine, links das Rohr zur Windfahne, unten der Mast [34]

Klemmspannung vor. Diese werden, entsprechend Abbildung 7, über einen Laderegler oder direkt mit dem Brückengleichrichter, der die vom Generator erzeugte Wechselspannung zu Gleichspannung umrichtet, verbunden. Für den Fall, dass die Batterie voll geladen ist, ist ein Heizwiderstand vorgesehen, der bei Überschreitung der Ladeschlussspannung automatisch eingeschaltet wird. Dieser verhindert die Zerstörung der Batterien und der KWKA durch zu hohe Drehzahlen, die auftreten, wenn der Generator nicht belastet wird und der Wind weht.

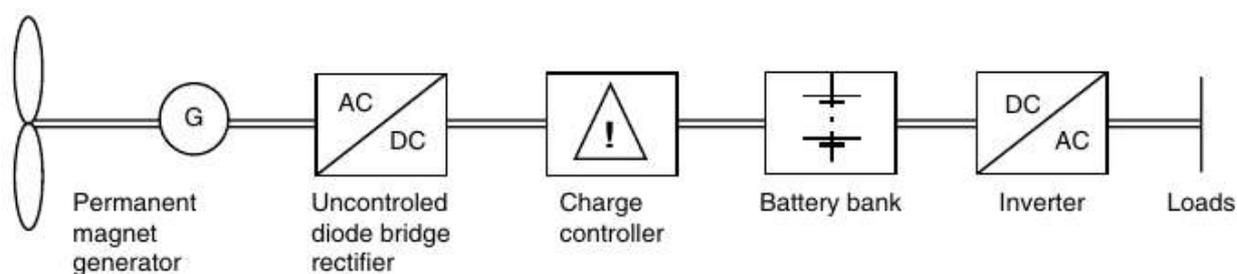


Abbildung 7: Blockdiagramm der elektrischen Komponenten der Piggott-Turbine für den Inselbetrieb [32]

## 2.4 Leistungskennlinie der Piggott-Kleinwindkraftanlage

Im Jahr 2012 wurden Langzeitmessungen mit einer klassischen Piggott-Turbine, die mit einem Rotordurchmesser von 1.8 m der Turbine der BOKU Wien gleicht, an der Küste Schottlands durchgeführt [59]. Die offene Küstenlandschaft mit niedriger Vegetation und die dadurch ungehinderte Luftströmung durch die Turbine zeichnen den Teststandort aus. Der Generator war entsprechend dem Piggott-Design über einen Laderegler mit einer Batterie verbunden, sodass die Drehzahl des Rotors von der Batteriespannung und dem Spannungsabfall über das 50 m lange Verbindungskabel bestimmt wurde. Die aus den Messpunkten gewonnene in Abbildung 9 dargestellte Leistungskurve, wurde mit denen in einem Windkanal aufgenommenen Messwerten des Leistungsbeiwertes der Turbine ergänzt [26].

Dank der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 5 m/s am Teststandort konnte eine Jahresenergieerzeugung von circa 500 kWh prognostiziert werden. Jedoch erreichte die Turbine nicht die maximale



Abbildung 8: Herstellung des Stators des Generators [58]

Generatorleistung von 350 W. Als Ursache wird die Dimensionierung des im vorigen Abschnitt besprochenen Furling-Systems angegeben, das bereits ab Windgeschwindigkeiten von 10 m/s beginnt, die Turbine aus dem Wind zu drehen.

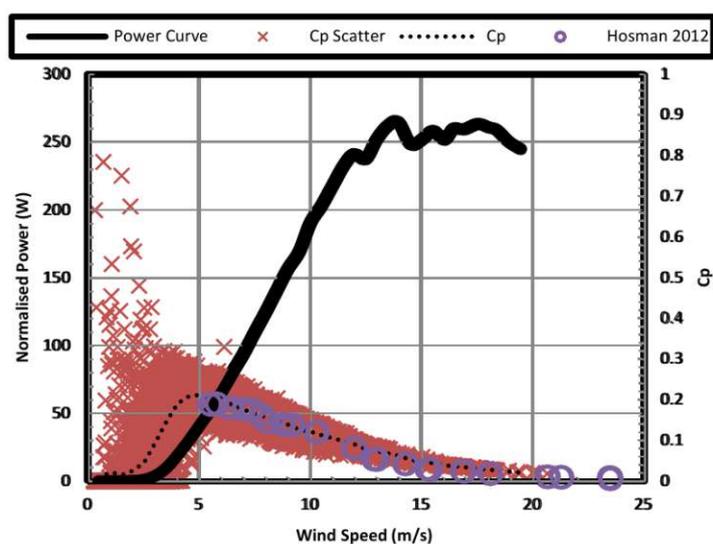


Abbildung 9: Leistungskennlinie und Leistungsbeiwerte einer Piggott-Turbine mit einem Rotordurchmesser von 1.8 m [59][26]

## 2.5 Phasenspannung der axial permanent erregten Synchronmaschine im Generatorbetrieb

Der Generator der Piggott-KWKA ist eine Synchronmaschine mit einem Verkettungsfluss in axialer Richtung. Die Erregung erfolgt durch Permanentmagnete. Die Hauptelemente der axial permanent erregten Synchronmaschine (APSM) sind folglich zwingend axial hintereinander angeordnet. Breite Anwendung finden Axialflussmaschinen derzeit als Radnabenantriebe z.B. für elektrisch unterstützte Fahrräder [46].

Die Grundlage für den generatorischen Betrieb der APSM ist das **Induktionsgesetz** [3]:

$$u_i = - \frac{\delta \Psi}{\delta t} \quad (11)$$

Dabei beschreibt  $u_i$  die induzierte Spannung,  $\Psi$  die magnetische Flussverkettung und  $t$  die Zeit. Permanentmagnete im Rotor rufen einen magnetischen Fluss hervor, der senkrecht durch die Spulen des Stators fließt. Jeweils zwei gegenüberliegende Magnete bilden einen Pol. Die Richtung des Flusses durch die Statorspulen wechselt mit jedem Pol. Dreht sich der Rotor, so ändert sich der Fluss in den Spulen mit der Drehzahl des Rotors, da die Pole mit der Rotordrehzahl an den Spulen vorbeiziehen. An den Spulenklammern ist nun die induzierte Spannung messbar, die proportional zur Rotordrehzahl ist. Die komplexe **Statorspannungsgleichung** einer Permanentmagnet-Synchronmaschine wird allgemein angegeben mit [47]:

$$\underline{u}_S(\tau) = i_S \cdot r_S + \frac{d\underline{\Psi}_S}{d\tau} + j\omega_K \cdot \underline{\Psi}_S \quad (12)$$

Der Index  $S$  steht für Stator und die Winkelgeschwindigkeit  $\omega_K$  des rotierenden Koordinatensystems entspricht der Drehgeschwindigkeit des Rotors. Die **Statorflussverkettung** berechnet sich zu [47]:

$$\underline{\Psi}_S(\tau) = l_S \cdot \underline{i}_S + \underline{\Psi}_M \quad (13)$$

Der Statorstrom  $\underline{i}_S$  beeinflusst die von den Permanentmagneten ( $\underline{\Psi}_M$ ) dominierte Statorflussverkettung  $\underline{\Psi}_S$  über die Selbstinduktivität  $l_s$  der Statorwicklung und damit die Generatorspannung.

Die Größe des **Luftspaltes** zwischen den beiden Rotorplatten der hier betrachteten APSM wirkt sich auf die Statorflussverkettung  $\underline{\Psi}_S(\tau)$  aus. Vereinfacht gibt den Zusammenhang zwischen dem Fluss im Luftspalt  $B_\sigma$ , der magnetischen Spannung  $V_\sigma$  und der Breite des Luftspaltes  $\sigma$  folgende Gleichung wieder [3]:

$$B_\sigma(x) = \mu_0 \frac{V_\sigma(x)}{\sigma} \quad (14)$$

Betrachtet man die abgerollte Maschine, spricht den Umfang, so ist  $x$  die Umfangskoordinate. Mit  $\mu_0$  ist die magnetische Permeabilität des Vakuums angegeben. Der im Fehlerfall vorliegende exzentrische Lauf des Rotors von radial aufgebauten Maschinen führt zu einer Veränderung des Luftspaltes und folglich der Generatorspannung. Dadurch ist dieser Fehler mittels ESA detektierbar.[57]

$$\underline{\Psi}_S(\tau) = l_S \cdot \underline{i}_S + \underline{\Psi}_M \cdot \sin(\beta) \quad (15)$$

Fließt der Fluss **nicht senkrecht** durch eine Spule des Stators, sondern um den Winkel  $\beta$  schräg zur

Senkrechten, so verringert sich die Statorflussverkettung und damit die induzierte Spannung.

## 2.6 Auslegung des Generators

Die Auslegung des Generators ist essentiell für das Funktionieren der Anlage am jeweiligen Standort mit den dort vorherrschenden Windverhältnissen. Die Vielzahl an Parametern, die in die Auslegung des Generators einfließen, zeigt das Diagramm 12. Der Vollständigkeit halber wird die Auslegung der APSM kurz anhand des Beispiels aus [32] skizziert. Es wird von einer Piggott-KWKA im Inselbetrieb ausgegangen. Gegeben sind folgende Angaben:

- Batteriespannung  $U_{batt} = 48V$
- Windgeschwindigkeit  $v_w$   
Hier wird von einer *cut-in* Windgeschwindigkeit  $v_{wcut-in} = 3m/s$  und einer Nenn-Windgeschwindigkeit  $v_{wnom} = 10m/s$  ausgegangen.
- Nennleistung Generator  $P_{nom} = 3kW$ , Wirkungsgrad Generator  $\eta = P_{nom}/P_{air} = 90\%$
- Aus der Kennlinie der Windturbine wird für die optimale Schnelllaufzahl  $\lambda_{opt}$  der Leistungsbeiwert  $c_p = 0.35$  bestimmt.
- Luftdichte  $\rho = 1.2 kg/m^3$

Die entscheidende Größe für die Auslegung der APSM ist die Drehzahl  $n_{cut-in}$ . Überschreitet das Windrad die Drehzahl  $n_{cut-in}$  wird das Windrad belastet, da die induzierte Spannung  $U_{Gen} = U_{cut-in}$  die Batteriespannung übersteigt und es zum Stromfluss kommt. Die Dioden des Brückengleichrichters unterbinden bei niedrigeren Drehzahlen einen Stromfluss von den Batterien in Richtung des Generators.

**Turbinenradius**  $R_{turb}$  Mit den gegebenen Größen wird der Turbinenradius bestimmt:

$$R_{turb} = \sqrt{\frac{2P_{air}}{\pi\rho c_p v_w^3}} = 2.25m \quad (16)$$

**Drehzahl**  $n$  Anschließend wird die Drehzahl aus der Schnelllaufzahl ermittelt:

$$\lambda_{opt} = \frac{\omega R_{turb}}{v_w} = \frac{2\pi n R_{turb}}{60v_w} \quad (17)$$

$$n = \frac{60v_w \lambda_{opt}}{2\pi R_{turb}} \quad (18)$$

**Generatorspannung**  $U_{Gen}$  Die Spannung  $U_{cut-in}$  berechnet sich aus der Batteriespannung, der Flussspannung der Dioden des M6-Gleichrichters in Höhe von 1.4 V und dem Gleichrichtwert der M6 Schaltung in Höhe von 1.35 [59][51].

$$U_{Batt} = \sqrt{3} \cdot 1.35 \cdot U_{cut-in} - 1.4 V \quad (19)$$

Die Auslegung erfolgt situationsabhängig. Im einfachsten Fall werden nicht alle Maße des Generators neu kalkuliert und angepasst, sondern lediglich die Windungszahl verändert. Es wird die Windungszahl an Standorten mit niedrigen Windgeschwindigkeiten erhöht, damit bereits bei einer niedrigen *cut-in* Drehzahl

die Batteriespannung überschritten wird. An Standorten mit höheren Windgeschwindigkeiten wird die Windungszahl reduziert, um höhere Drehzahlen des Rotors und damit eine höhere Leistung der Turbine durch einen höheren aerodynamischen Leistungsbeiwert zu erzielen.

Ausgehend vom Induktionsgesetz (Formel 11), lässt sich die Generatorspannung durch die Änderung einer Vielzahl von Parametern verändern. Elementare konstruktive Faktoren sind neben der Windungszahl die Spulenweite und Form, die Art und Abmessungen der Permanentmagnete und der Durchmesser des Generators. Um die Auslegung des Generators zu vereinfachen, wurde die Web-Anwendung „openAFPM“ von WissenschaftlerInnen der technischen Universität Athen (NTUA) erstellt. Die Abhängigkeiten der einzelnen Parameter und die Abfolge der von der Software durchgeführten Berechnungen zeigt die Abbildung 12.

Die Abbildung 10 zeigt das Ersatzschaltbild (ESB) der Piggott-KWKA mit Gleichrichter und Batterie. Anhand des ESB können die Spannungsabfälle an den einzelnen Komponenten und die Ströme für verschiedene Betriebspunkte berechnet werden [51].

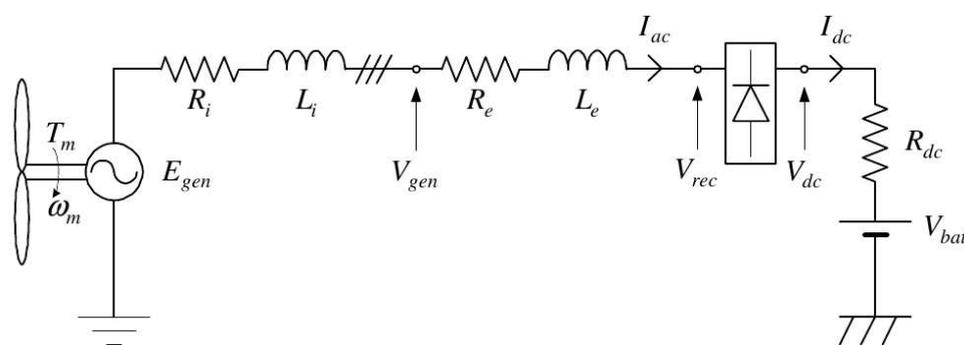


Abbildung 10: Ersatzschaltbild des Systems Piggott-Turbine mit Batterie [51]

Das Ersatzschaltbild setzt sich aus diesen Komponenten zusammen:

- Der Generator mit der Drehzahl  $\omega_m$  und dem Drehmoment  $T_m$ , dem Wicklungswiderstand  $R_i$  und der Wicklungsinduktivität  $L_i$ , der induzierten Spannung  $E_{gen}$ , der Klemmspannung  $V_{gen}$  und deren Kreisfrequenz  $\omega_e$ .
- Die Zuleitung mit dem ohmschen Widerstand  $R_e$ , der Induktivität  $L_e$  und dem durch die Leitung fließenden Wechselstrom  $I_{ac}$ .
- Die Spannung vor dem Gleichrichter ist mit  $V_{rec}$  bezeichnet und die Gleichgerichtete Spannung  $V_{dc}$ .
- In die Batterie mit der Spannung  $V_{bat}$  fließt der Gleichstrom  $I_{dc}$  durch deren Innenwiderstand  $R_{dc}$ .

Mit dem Ersatzschaltbild und dem dazugehörigen Zeigerdiagramm in Abbildung 11 lässt sich die Generatorspannung für den Nennbetrieb errechnen. Der Lastwinkel  $\delta$  gibt die Phasenverschiebung des Stroms zur induzierten Spannung aufgrund der Induktivitäten an.

Die folgenden, den Aufbau der APSM beschreibenden Eigenschaften werden für die Auslegung und im weiteren Verlauf der Arbeit benötigt.

**Polpaarzahl  $p$**  Die Polpaarzahl  $p$  bestimmt das Verhältnis zwischen der elektrischen Frequenz der Generatorspannung und der mechanischen Rotordrehzahl  $n$  [33].

$$p = \frac{f}{n} \quad (20)$$

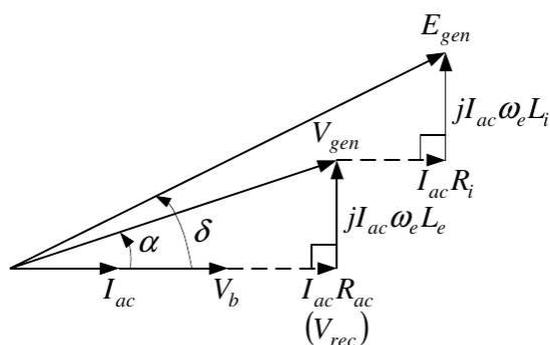


Abbildung 11: Zeigerdiagramm der Spannungen des Systems Piggott-Turbine mit Batterie [51]

**Stator Wicklungen** Der Stator besteht aus  $Q$  Spulen ( $q$  Spulen je Phase [33]) in Form von konzentrierten Wicklungen entlang des Umfangs. Der Stator ist nutzenlos gefertigt zur Vermeidung von Rastmomenten [40].

**Polteilung** Die Polteilung gibt den Abstand zwischen den einzelnen Polen (deren Mitte) an [3]:

$$\tau_P = \frac{d_{si} \cdot \pi}{2p} \quad (21)$$

**Umfangswinkel** Der elektrische Umfangswinkel [3, S.81] variiert je Polpaar zwischen 0 und  $2\pi$ .

$$\gamma = x \cdot \frac{\pi}{\tau_P} \quad (22)$$

Im Fall der Piggott Turbine sind die Magnete wegen baulichen Ungenauigkeiten nicht exakt äquidistant voneinander platziert, dadurch ist  $\tau_P$  nicht konstant und die Feldverteilung ist nicht exakt periodisch.

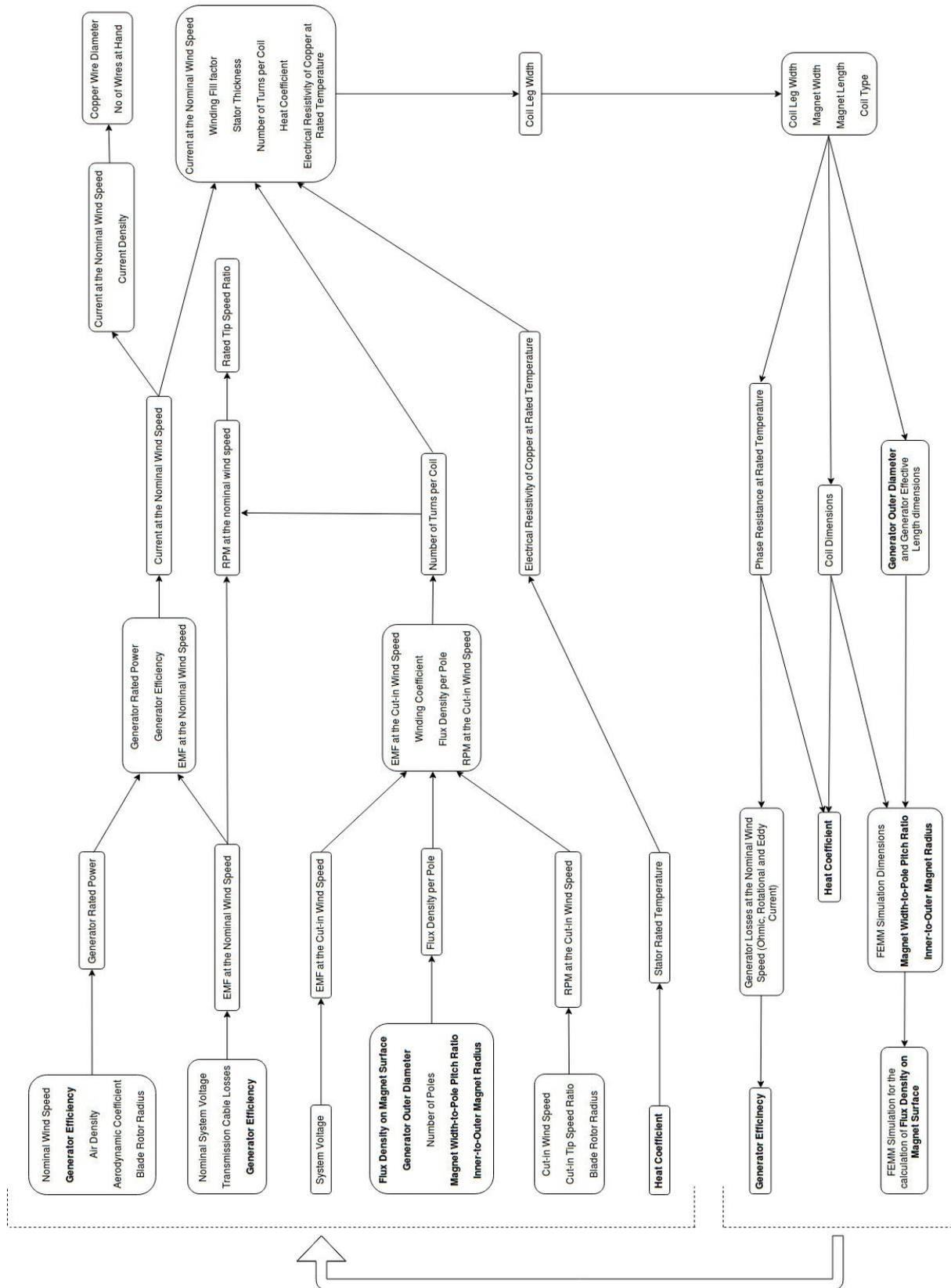


Abbildung 12: Abhängigkeiten bei der elektrischen Auslegung des Generators mit der Software *openAFPM* [53]

## 2.7 Piggott-Turbine der Universität für Bodenkultur Wien

Die Universität für Bodenkultur Wien (BOKU) betreibt zu Forschungszwecken und für die Lehre eine Piggott KWKA. Die KWKA wurde im Jahr 2016 im Rahmen eines Workshops mit Studierenden, der von Jonathan Schreiber geleitet wurde, gebaut. Betrieben wird die Anlage auf einer offenen Fläche auf der Versuchswirtschaft Groß-Enzersdorf der BOKU Wien. Die Kennwerte der Anlage sind in folgender Tabelle aufgeführt:

Nabenhöhe		6 m
Anzahl Rotorblätter		3
Rotordurchmesser		2 m
Cut-In Windgeschwindigkeit		2.5 m/s
Nenndrehzahl	$n_N$	210 rpm
Leistungsregelung		Stall, Furling-Mechanismus
<b>Generator</b>		APSM
Modellbezeichnung		2F12P
Polzahl (Rotor)	2p	12
Erregung		permanent, Ferrit-Magnete
Spulen je Strang	q	3
Anzahl Rotorscheiben		2
Spannung bei Nenndrehzahl	$U_{GenN}$	24 V

Tabelle 1: Technische Daten der Kleinwindkraftanlage (KWKA) der Universität für Bodenkultur Wien (BOKU)

Der klassische Aufbau der Piggott-Turbine für den Inselbetrieb sieht den direkten Anschluss der Batterien an den Generator, wie in Kapitel 2.3 beschrieben, vor. Wenn die Batterien voll geladen sind und die KWKA nicht abgeschaltet wird, droht eine Schädigung der Batterien und der Turbine durch zu hohe Drehzahlen. Um das zu verhindern, werden Heizwiderstände (engl. *Dump Loads*) parallel zu den Batterien hinzugeschaltet, wenn die Batterien die Ladeschlussspannung erreicht haben. Das ermöglicht den Nennbetrieb der Anlage auch mit voller Batterieladung. Die Leistung der Heizwiderstände wird mit Pulsweitenmodulation gesteuert. Der von dem Luxemburger Jean-Marie Cloos speziell für die Piggott Turbine entwickelte Venus-Controller, steuert u.A. die Heizwiderstände und dient als Laderegler für die Batterien.



Abbildung 13: Piggott-Turbine auf der Versuchswirtschaft Groß-Enzersdorf der BOKU Wien, September 2021

### 2.7.1 Betriebsdaten Spätsommer 2021

Im Rahmen dieser Arbeit werden Eingangsgrößen für ein Condition Monitoring System untersucht. Um Aussagen über deren Eignung treffen zu können, sind Kenntnisse über den Betrieb der KWKA notwendig. Das gilt insbesondere für das Verhalten der Drehzahl, da diese proportional zur Generatorspannung ist. So ist es zum Beispiel nicht möglich ein CMS für die Piggott Turbine in Wien mit der Generatorspannung als Eingangsgröße zu entwerfen, wenn die Anforderung lautet, dass täglich der Zustand der Anlage ermittelt werden soll. Das ist nicht möglich, da sich das Windrad aufgrund der Windbedingungen nicht täglich dreht. Für die Auswertung der Spannung, wie sie in Kapitel 9 vorgenommen wird, ist es relevant, wie stark die Drehzahl des Rotors variiert.

Um Antworten auf solche Fragestellungen zu erhalten, wurden die Betriebsdaten der Anlage mit einer Auflösung von einer Sekunde für den Zeitraum vom 14.07.21 bis zum 22.09.21 aufgezeichnet. Die Messdaten sind in Abbildung 14 visualisiert. Die Windgeschwindigkeit und Windrichtung wurden mit dem Ultraschall Sensor DS-2 der Firma Decagon Devices gemessen. Die elektrischen Größen wurden von dem Venus-Controller gemessen.

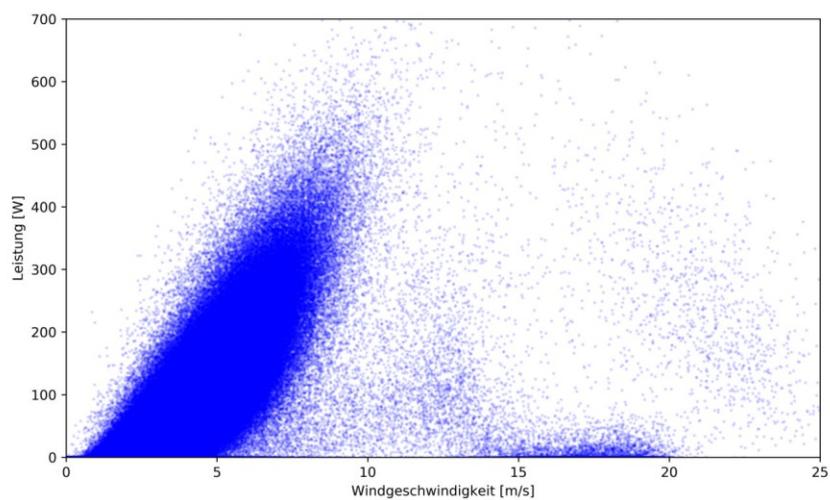
In Abbildung 14c wird eine typische Betriebssituation gezeigt. Zu Beginn dreht sich die Turbine im

Leerlauf und die Rotordrehzahl schwankt mit der Windgeschwindigkeit. Ab Sekunde 100 wird der Wind stärker, der Rotordrehzahl steigt und ab Sekunde 125 kommt es zum Stromfluss vom Generator in Richtung der Batterien, da die induzierte Spannung nun über der Batteriespannung liegt. Die Abgabe von elektrischer Leistung durch den Generator bremst die Turbine und verhindert damit einen weiteren Anstieg der Drehzahl. Diese steigt deshalb nicht über 260 rpm und oszilliert mit einer Drehzahländerung in Höhe von circa 15 rpm, das entspricht 6 %. Je nach Windsituation verändert sich die Stromstärke und damit die elektrische Leistung bei lediglich geringer Drehzahländerung. Darüber hinaus ist das Ansteigen der Batteriespannung durch den Ladevorgang erkennbar. Die Heizwiderstände werden in dem betrachteten Zeitfenster fast nicht aktiviert. Der Strom durch die Heizwiderstände entspricht der Differenz von  $I_{Generator}$  und  $I_{Batterie}$ .

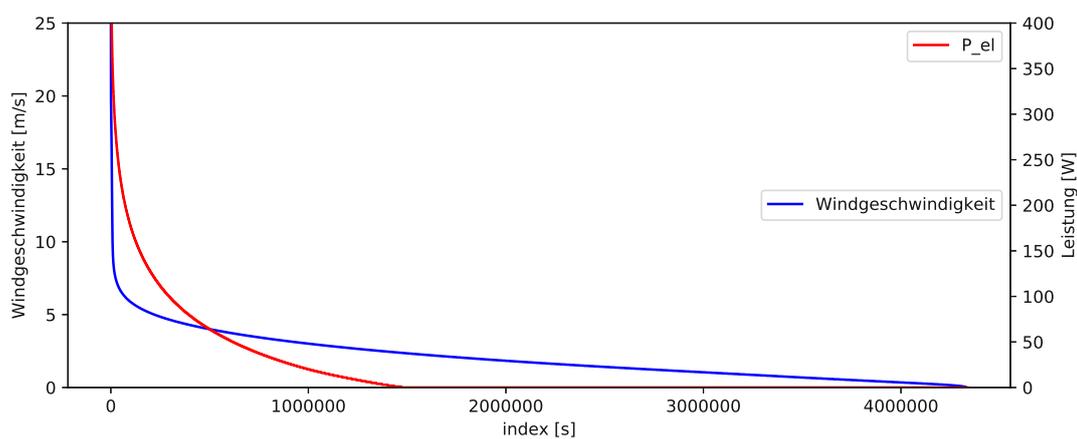
Die in dem Verlauf der Betriebsdaten ersichtliche stark fluktuierende Leistung ist auf die un stetigen Windverhältnisse in der Nabenhöhe des Windrades zurückzuführen. Das ist typisch für Kleinwindraftanlagen mit geringer Nabenhöhe. Die un stetigen Windverhältnisse verbunden mit der Trägheit des KWKA-Systems, zeigt die breite Streuung der Messpunkte el. Leistung zu Windgeschwindigkeit in Abbildung 14a. Im hohen Windgeschwindigkeitsbereich zwischen 15 m/s und 20 m/s ist eine Konzentration der Messpunkte mit einer el. Leistung unter 50 W. Als Gründe dafür können Böen und die Sturmsicherung genannt werden. Die Sturmsicherung ist ein Mechanismus, der das Hinausdrehen der Turbine aus dem Wind bei zu starkem Wind bzw. Sturm bewirkt.

Die Windverhältnisse am Standort und dessen Eignung für Kleinwindkraft zeigen die Dauerlinien von Windgeschwindigkeit und el. Leistung in Abbildung 14b für die Monate August und September. Deutlich erkennbar ist die cut-in Windgeschwindigkeit von circa 2.5 m/s, ab der Strom erzeugt wird. Zu einer Stromerzeugung über 50 W kommt es zu circa 20 % der Zeit im beobachteten Zeitraum.

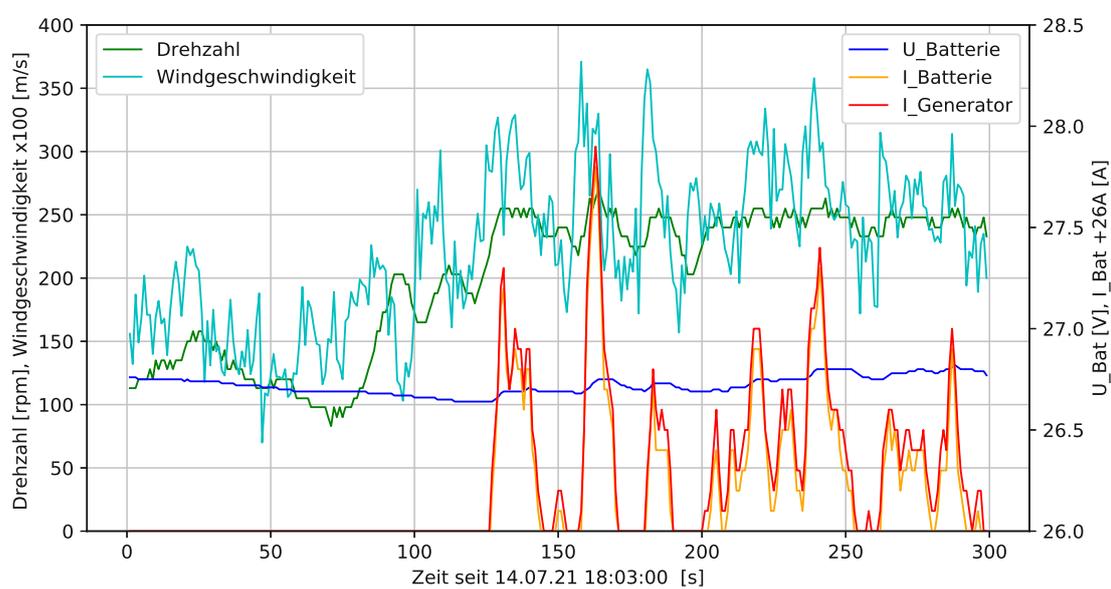
Innerhalb der beobachteten 70 Tage wurde täglich durchschnittlich 3.6 kWh elektrische Energie und in Summe 252 kWh erzeugt. Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit betrug 2.1 m/s.



(a) Punktdiagramm aus gemessener Windgeschwindigkeit und Leistung



(b) Dauerlinie der Leistung und Windgeschwindigkeit



(c) Exemplarischer Betriebsdatenverlauf über 5 Minuten

Abbildung 14: Betriebsdaten der BOKU Piggott-KWKA vom 14.07.21 bis 22.09.21

### 3 Literaturrecherche

In dem Paper [2] **Barton u. a.:** „**Analysis of electrical power data for condition monitoring of a small wind turbine**“ werden an einer Kleinwindkraftanlage (ASM Generator mit  $P_N=25$  kW) Vibrationen, der Generatorstrom und die Generatorspannung aufgenommen. Es kommt zu einem Getriebeschaden, woraufhin die Messdaten untersucht werden. Dafür werden die FFT und Wavlet-Transformation (CWT) verwendet. Vibrationen bewirken eine Veränderung des Luftspaltes im Generator, was sich auf den Spannungsverlauf auswirkt. Es wird gezeigt, dass durch einen Fehler hervorgerufene Vibrationen auch über die Analyse der Generatorspannung detektierbar sind. Dabei bewirken Vibrationen Spannungsänderungen gleicher Frequenz (Fig.11, [2]). Das ist nutzbar für ein preiswertes Monitoringsystem, jedoch muss dafür weitere Forschungsarbeit geleistet werden.

In der Doktorarbeit [40] **Ogidi:** „**Modelling and Detection of Faults in Axial-Flux Permanent Magnet Machines**“ wird auf verschiedene Fehlerquellen der APSM im Generatorbetrieb eingegangen. Untersucht werden u.A. die Verstellungen der Rotorachse gegen die Statorachse und der Effekt verschiedener Rotoren und Statoren, deren Aufbau Rastmomente (engl. *cogging torque*) verringert. Für eine Anordnung, die der Statorschrägstellung ähnlich ist, konnte keine Veränderung des Spektrums festgestellt werden (vgl. S.66 [40]).

In [52] **Roux u. a.:** „**Detecting Rotor Faults in Low Power Permanent Magnet Synchronous Machines**“ wird experimentell gezeigt, dass Fehler an PMSM wie beispielsweise gebrochene Magnete, Exzentrizität und Demagnetisierung mittels Spektralanalyse und FFT detektiert werden können.

In puncto ESA wird in [9] **Choi u. a.:** „**Fault Diagnosis Techniques for Permanent Magnet AC Machine and Drives—A Review of Current State of the Art**“ erläutert, dass Spannung, Strom und Vibrationen mit FFT analysiert werden. Für die zeitliche Eingrenzung wird die Kurzzeit-Fourier-Transformation (STFT), insbesondere die Gabor-Transformation verwendet. Wegen des hohen Rechenaufwandes stellt die Anwendung der FT in echtzeitfähigen kommerziellen Diagnosesystemen derzeit eine Herausforderung dar. Darüber hinaus werden auf künstlicher Intelligenz basierende Methoden vorgestellt.

In [39] **Mendonça u. a.:** „**Detection and modelling of incipient failures in internal combustion engine driven generators using Electrical Signature Analysis**“ wird die Durchführung und die Ergebnisse einer ESA an einem Diesel-Generator Satz vorgestellt. Folgende Fehler werden untersucht: Unsymmetrien des Erregergenerators, Kurzschluss einer Diode des Erregergleichrichters, Einspritzventilfehler des Dieselmotors und Anordnungsfehler in Form eines Versatzes von Dieselmotor und Generator. Der Großteil der Fehler kann mit einer FFT Spektralanalyse detektiert werden. Für die Erkennung von Unsymmetrien des Erregergenerators wird eine Extended Park's Vector Approach (EPVA) Analyse durchgeführt.

In [54] **Rycroft u. a.:** „**Electrical signature analysis and alternator condition monitoring**“ wird die ESA mittels FFT erklärt und Beispiele für Spektren gegeben, die auf Fehler hindeuten.

In [43] **Pellicel u. a.:** „**Intelligent Data Mining for Turbo-Generator Predictive Maintenance: An Approach in Real-World**“ wird eine Software für das Condition Monitoring von Generatoren mittels ESA vorgestellt, die automatisch verschiedener Analysemethoden, wie der EPVA und Hilbert Transformation bedient.

Das Paper [57] **Skrimpas u. a.:** „**Automatic mechanical fault assessment of small wind energy systems in microgrids using electric signature analysis**“ beschreibt die Fehlererkennung für KWKA (3-100kW) mittels ESA anhand von Simulationsergebnissen. Es wird eine PSM im Generatorbetrieb simuliert mit Fehlern in Form von Exzentrizität und Lagerschäden. Die Analyse des Spektrums des

Generatorspannung zeigt, dass mit einer automatisierten Auswertung des Spektrums, diese Fehler erkannt werden können.

Neben den aufgelisteten Ergebnissen der Literaturrecherche über das Condition Monitoring (CM) mittels Electrical Signature Analysis (ESA) ist zu den Methoden des CM mittels Analyse des Generator Streufeldes und der Analyse des Nulldurchgangs recherchiert worden. Diese Recherchen ergeben zum Zeitpunkt der Erstellung der Arbeit keine dem Thema der Arbeit naheliegenden Ergebnisse.

## 4 Allgemeine Methodik

Das generelle Ziel der Arbeit ist Eingangsgrößen für ein Condition Monitoring System (CMS) zu erforschen, mit denen sich Generatorfehler und hier insbesondere die Rotorauslenkung automatisiert erkennen lassen. Der Fokus liegt dabei auf elektrische und magnetische Größen, die bisher für das CM von Kleinwindkraftanlagen wenig verwendet werden.

Es wird aus verschiedenen Gründen ein experimenteller Ansatz gewählt. Zum einen weisen die nahezu komplett in Handarbeit gebauten Generatoren bauliche Ungenauigkeiten auf, die im Nachhinein schwer messbar sind, da der Rotor und Stator des Generators mit Epoxidharz vergossen werden. Das erschwert die Simulation bzw. die Erstellung eines original getreuen Generator Modells und birgt die Gefahr von realitätsfernen Resultaten. Insbesondere, da die Veränderung der Anordnung von Rotor und Stator im Vergleich zu deren Durchmesser sehr gering ist und deshalb ein Simulationsmodell mit präzisen Maßen erstellt werden müsste.

Ein weiterer Aspekt für die experimentelle Herangehensweise ist die Zusammenarbeit mit der praxisorientierten Kleinwindkraftcommunity, die ein großes Interesse an der zeitnahen Entwicklung eines CMS hat. Für diese Zielgruppe sind praktisch reproduzierbare Messwerte von großer Bedeutung für die Entwicklung eines praxistauglichen CMS.

Die Literaturrecherche zeigt auf, dass es nur wenige Vorarbeiten zu dem Thema der Arbeit gibt. Mit dieser Arbeit wird die Eignung etablierter Lösungsansätze überprüft.

### 4.1 Aufbau der Arbeit

Zu Beginn der Arbeit erfolgt die Beschreibung des zu untersuchenden Generatorfehlers der Rotorauslenkung. Dabei wird der Unterschied zwischen der Rotorauslenkung und der Statorschrägstellung herausgearbeitet, deren Auswirkungen auf die Generatorspannung auf den ersten Blick fälschlicherweise gleich wirken.

Die anschließende Simulation ermöglicht eine genauere Beschreibung des magnetischen Feldes in der Maschine und dient der Abschätzung der zu erwartenden Veränderung der Generatorspannung beim Auftreten der Rotorauslenkung.

Für die folgenden Messungen an dem Generator wird ein Teststand aufgebaut, der die Herbeiführung der Rotorauslenkung gleich dem Vorkommen im regulären Betrieb der KWKA erlaubt. Für den Antrieb des Rotors mit konstanter Drehzahl wird erst gegen Ende der Arbeit eine zufriedenstellende Lösung gefunden. Aufgrund dessen und der Ähnlichkeit mit der variierenden Rotordrehzahl im Betrieb der Kleinwindkraftanlage werden Messungen mit abnehmender Rotordrehzahl durchgeführt. Hierbei ist, für die Auswertung der Generatorspannung, die Kenntnis der Drehzahl von elementarer Bedeutung, weshalb eine Schaltung für die Ermittlung der Drehzahl anhand der Zeitpunkte der Nulldurchgänge der Generatorspannung entwickelt wird.

Die mit dem Teststand durchgeführten Messungen mit konstanter und abnehmender Drehzahl der Generatorspannung werden bezüglich der Effektivwerte und der Spannungsform analysiert und verglichen. Neben der Generatorspannung wird als Eingangsgröße für ein CMS das magnetische Streufeld der Maschine im letzten Kapitel untersucht.

## 5 Der untersuchte Fehler: Die Rotorauslenkung

### 5.1 Rotorauslenkung durch Lagerfehler

Für die Piggott KWKA wird ein Radlager eines PKWs als Lager für den Rotor verwendet. Dieses Lager dient als gemeinsames Lager für den Generator- und den Windturbinenteil der Anlage. Wenn man in Windrichtung auf das Windrad schaut, so folgt auf die Windturbine der Generator und dann das Lager. Die Radlagerschraube hält die einzelnen Teile des Lagers zusammen (siehe Abb. 15, 17). Falls sich diese Radlagerschraube nun lockert, so kippt die Rotorwelle durch die Gewichtskraft der Turbinenblätter und der Rotorscheiben mit den Magneten in Richtung Boden. Die dadurch entstandene Verdrehung der Rotorachse gegen die horizontale Statorachse wird im folgenden mit dem Rotorauslenkungswinkel  $\Gamma$  beschrieben (siehe 18c). Der passende englische Begriff lautet *deflection angle* [40].

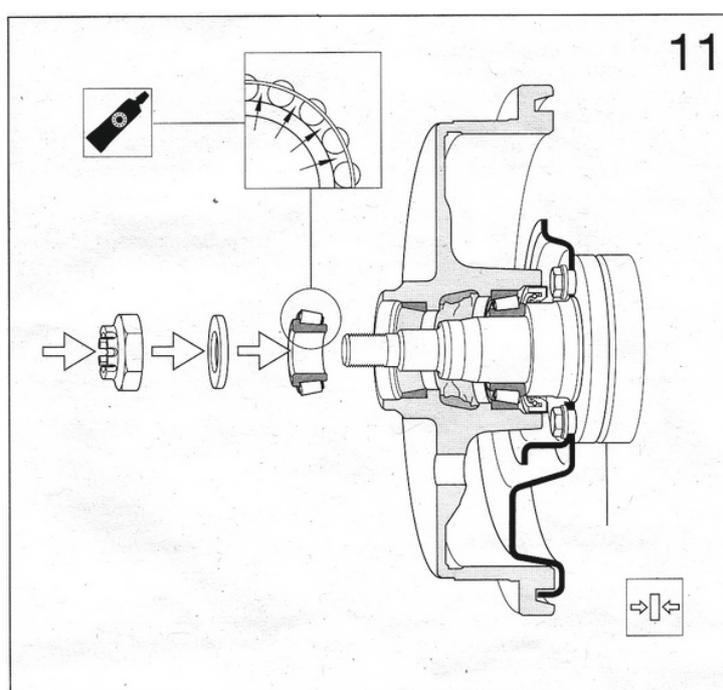


Abbildung 15: Radlager mit Trommelbremse und Radlagerschraube bzw. Mutter [56]

Die maximale Rotorauslenkung beträgt  $\Gamma_{max} \approx 1^\circ$  (siehe Abb. 19). Bei folgenden Berechnungen sind alle Längenmaße in Millimeter angegeben.

$$c_1 = \sqrt{z_{r2h}^2 + r_{ra}^2} = \sqrt{69.6^2 + 162.5^2} = 176.8 \text{ mm} \quad (23)$$

$$\beta_1 = \arctan\left(\frac{r_{ra}}{z_{r2h}}\right) = 66.8^\circ \quad (24)$$

$$\beta_0 = \arcsin\left(\frac{z_{sv}}{c_1}\right) = \arcsin\left(\frac{66.5}{176.8}\right) = 22.1^\circ \quad (25)$$

$$\Gamma_{max} = 90^\circ - \beta_1 - \beta_0 = 1.1^\circ \approx 1^\circ \quad (26)$$

$$(27)$$

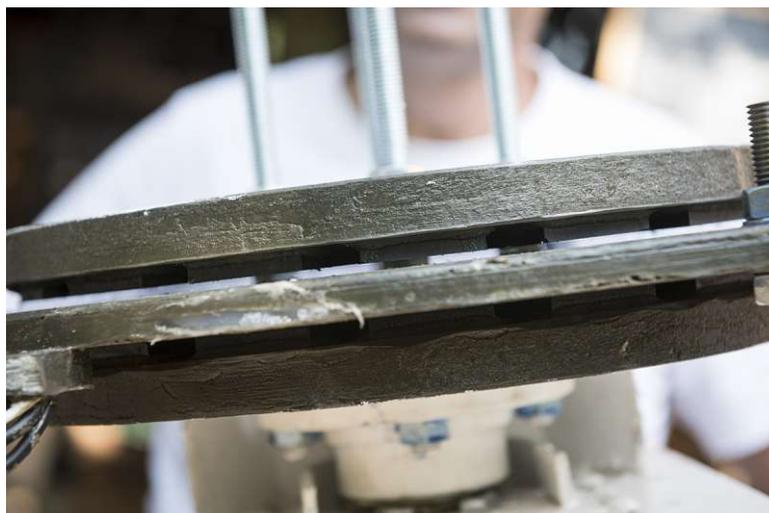


Abbildung 16: Luftspalt des APSM Generators, unten Radlager [58]

## 5.2 Ähnlichkeit der Rotorauslenkung zur Statorschrägstellung

Die Herbeiführung der Rotorauslenkung ist aufwendig, da dafür die Radlagerschraube gelockert werden muss. Um an diese zu gelangen, muss der Generator komplett zerlegt werden. Für erste Labormessungen wird deshalb der Winkel des Stators verändert, dessen Fixierungsmuttern einfach verstellt werden können. Der Vergleich in Abb. 21 zeigt, dass beide Methoden einen ähnlichen Effekt haben, da der Winkel zwischen den Rotorscheiben und dem Stator verändert wird. Jedoch ist der Drehpunkt unterschiedlich (siehe Abb. 22). Das bewirkt, dass die vordere Rotorscheibe bei der maximalen Rotorauslenkung um circa 1 mm (Y-Anteil der Bewegung, siehe Tabelle 3) Richtung Erdboden kippt. Die Statorschrägstellung bildet diese Geometrieänderung nicht ab. Für den Vergleich der beiden Geometrien wurden Punkte am vorderen Rotor gewählt, da dort die Auslenkung durch die längere Achse am größten ist.

Berechnung der maximalen Statorschrägstellung (siehe Abb. 20) :

$$c_2 = \sqrt{(z_{r2h} - z_{sm})^2 + r_{ra}^2} = 162.8mm \quad (28)$$

$$\beta_5 = \arcsin\left(\frac{b_s/2}{c_2}\right) = 2.11^\circ \quad (29)$$

$$\beta_6 = \arcsin\left(\frac{r_{ra}}{c_2}\right) = 86.8^\circ \quad (30)$$

$$\beta_{7max} = 90^\circ - \beta_6 - \beta_5 = 1.09^\circ \quad (31)$$

$$(32)$$



Abbildung 17: Blick auf den Stator mit rostroten Spulen und das Lager der APSM ohne vordere Rotorscheibe und Lagerschutzklappe

Formeln für die Berechnung der Punkte P1,P2,P3 der Werte in Tabelle 3:

*Rotorauslenkung* (33)

$$z_1 = \sin(\beta_0 + 2 \cdot \beta_1) \cdot c_1 \quad y_1 = \cos(\beta_0 + 2 \cdot \beta_1) \cdot c_1 \cdot (-1) \quad (34)$$

$$z_2 = \sin(90^\circ - \Gamma) \cdot z_{r2h} \quad y_2 = \cos(90^\circ - \Gamma) \cdot z_{r2h} \cdot (-1) \quad (35)$$

$$z_3 = \sin(\beta_0) \cdot c_1 \quad y_3 = \cos(\beta_0) \cdot c_1 \cdot (-1) \quad (36)$$

*Statorschrägstellung* (37)

$$z_1 = \sin(\beta_5 + 2\beta_6) \cdot c_2 + z_{sm} \quad y_1 = \cos(\beta_5 + 2\beta_6) \cdot c_2 \cdot (-1) \quad (38)$$

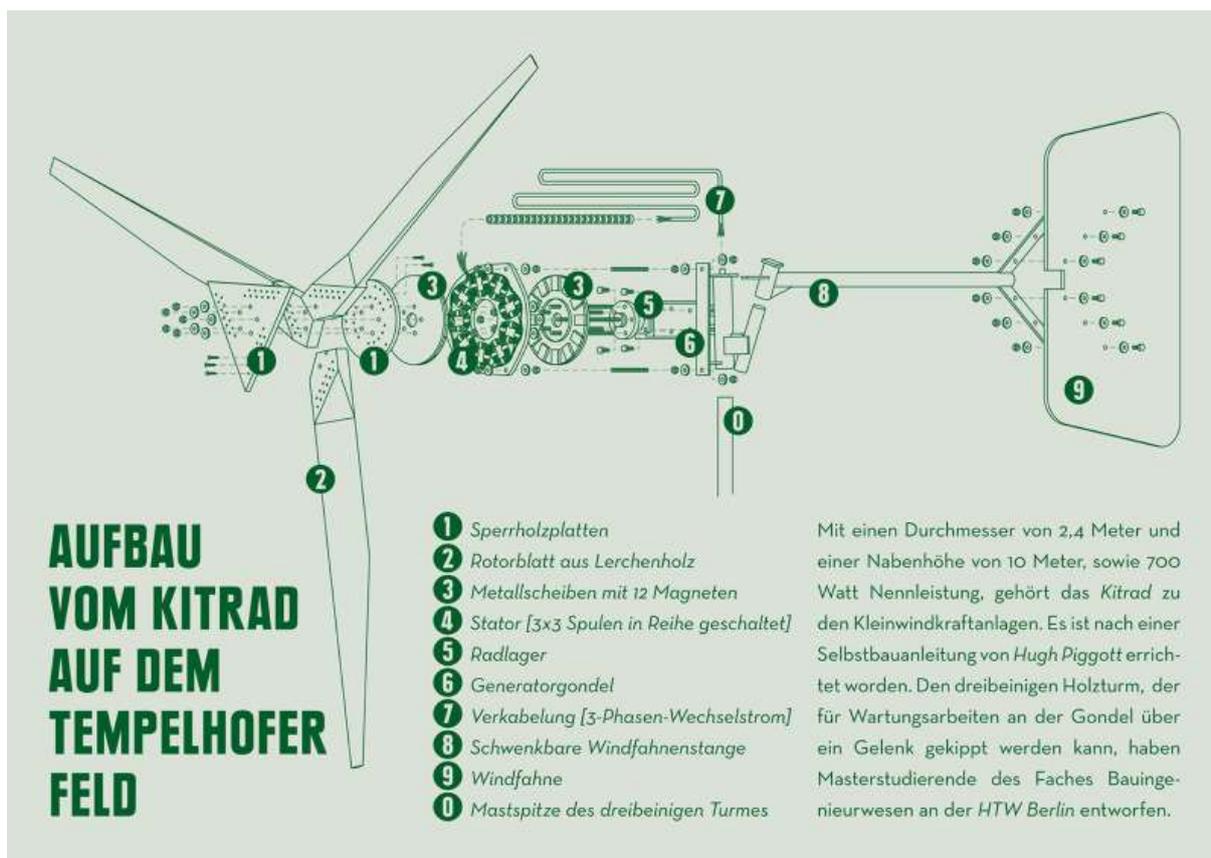
$$z_2 = \sin(90^\circ - \beta_7) \cdot (z_{r2h} - z_{sm}) + z_{sm} \quad y_2 = \cos(90^\circ - \beta_7) \cdot (z_{r2h} - z_{sm}) \cdot (-1) \quad (39)$$

$$z_3 = \sin(\beta_5) \cdot c_2 + z_{sm} \quad y_3 = \cos(\beta_5) \cdot c_2 \cdot (-1) \quad (40)$$

### 5.3 Trigonometrische Abschätzung der Generatorspannung bei Geometrieänderung

Wird nur die Winkeländerung der Spulen im Stator zum Hauptfluss betrachtet, so lässt sich für diesen einen Effekt die Verringerung der Generatorspannung trigonometrisch abschätzen. Der Winkel zwischen Rotor und Stator verändert sich bei Statorschrägstellung und Rotorauslenkung um  $\approx 1^\circ$

$$\Delta U_{Gen} = U_{GenN} \cdot (1 - \sin(89^\circ)) = 24V \cdot 1.52 \cdot 10^{-4} = 3.66 \text{ mV} \quad (41)$$



(a) Explosionszeichnung und Beschreibung der Piggott-Windturbine auf dem ehem. Tempelhofer Flugfeld in Berlin [66]

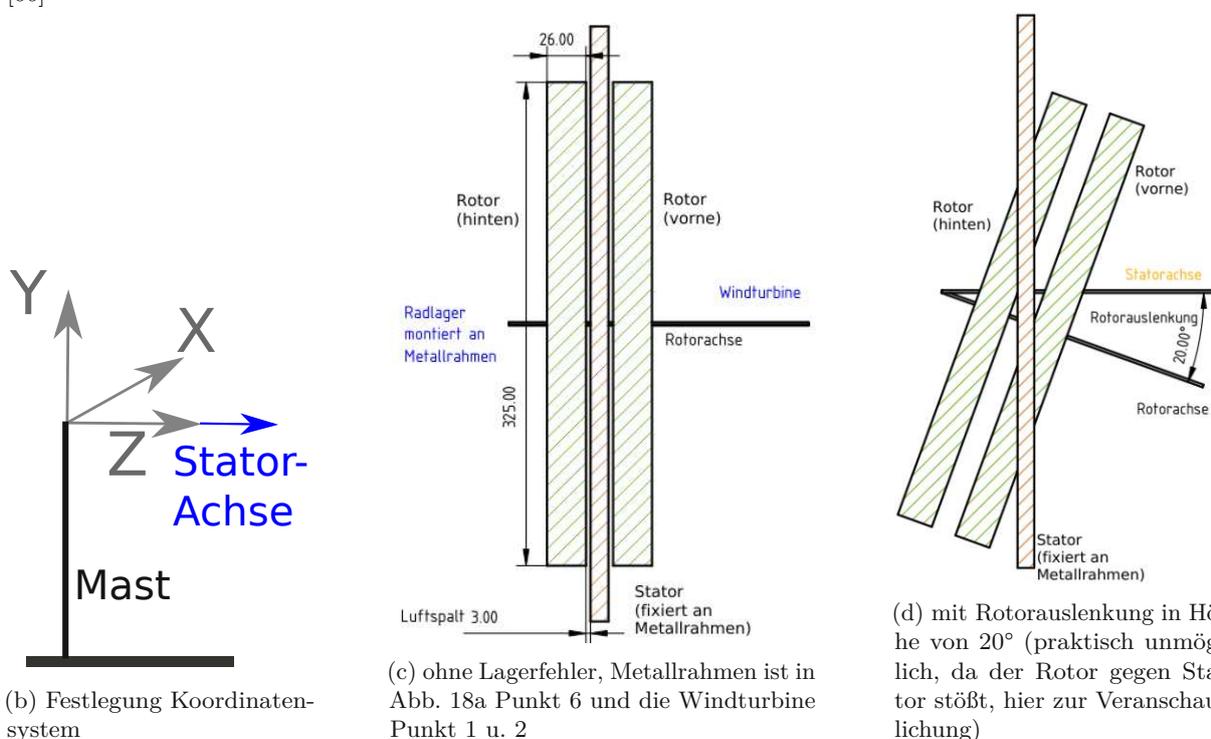


Abbildung 18: Schematischer Aufbau Generator, die eingezeichnete Statorachse dient als Hilfslinie zur Darstellung der Rotorauslenkung

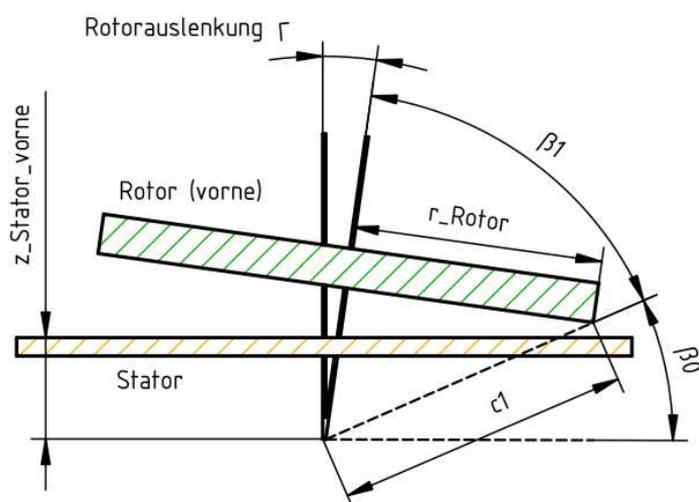


Abbildung 19: Skizze zur Berechnung der maximalen Rotorauslenkung

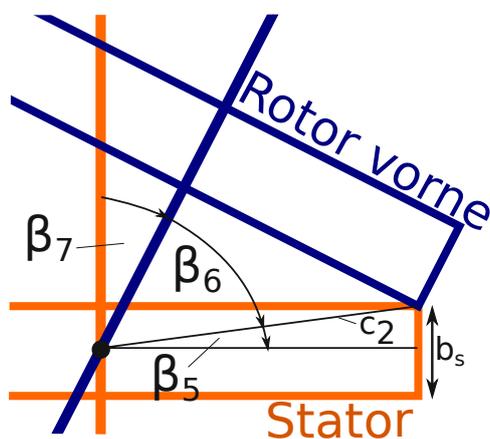


Abbildung 20: Skizze zur Berechnung der maximalen Statorschrägstellung

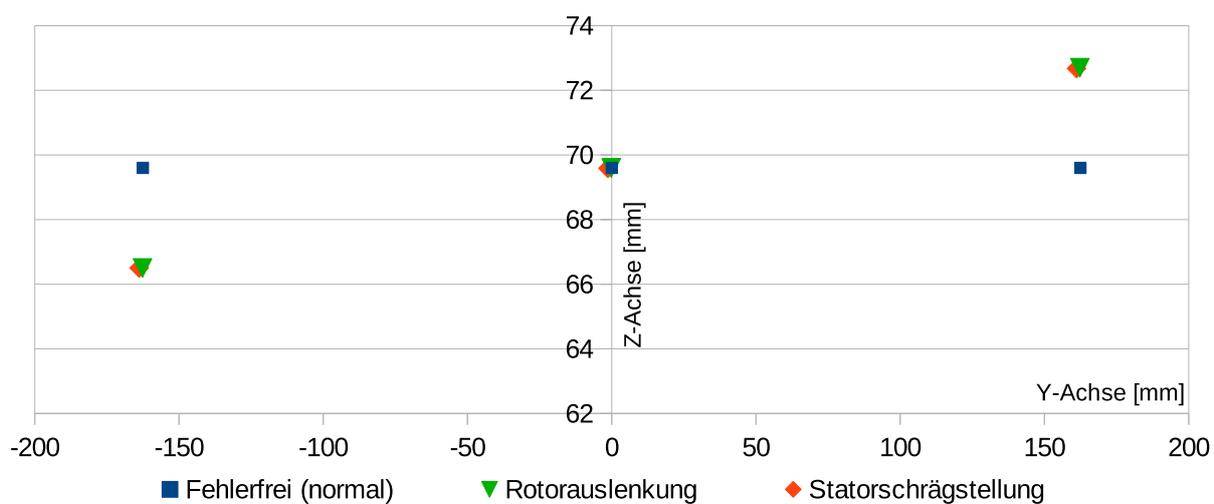


Abbildung 21: Vergleich zwischen Rotorauslenkung und Statorschrägstellung anhand von drei Punkten aus Abb. 22

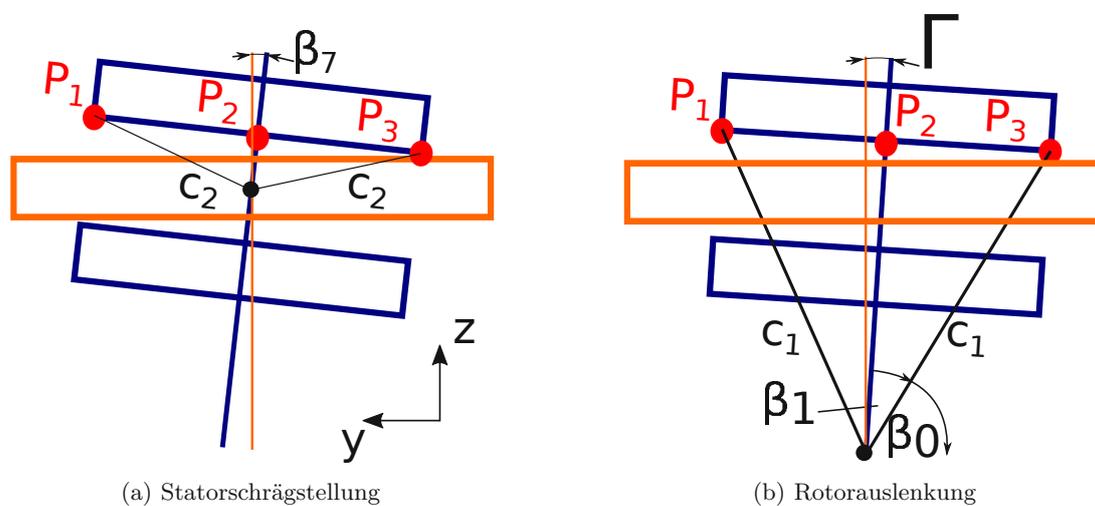


Abbildung 22: Skizzen zum Vergleich und der Berechnung

Bauteil			Bauplan	Gemessen BOKU Gen.	
Stator	Radius innen	r_si	50	75	
Stator	Radius außen	r_sa	200	200	
Stator	Dicke	b_s	12	12	
Rotor	Radius innen	r_ri			
Rotor	Radius außen	r_ra	170	162,5	
Rotor	Dicke	b_r	26	26	
<b>Z_Achse</b>				mit Z_dreh=0	delta
Basis U-Profil		z_0	0	-52,5	
Radlager Sockel	Oberkante	z_Sockel	27	-25,5	27
Drehpunkt Rotorauslenkung		z_dreh	52,5	0	25,5
Rotor (hinterer)	hintere Fläche	z_r1h	78	25,5	25,5
Rotor (hinterer)	vordere Fläche	z_r1v	104	51,5	26
Stator	hintere Fläche	z_sh	107	54,5	3
Stator	Mitte	z_sm	113	60,5	6
Stator	vordere Fläche	z_sv	119	66,5	6
Rotor (vorderer)	hintere Fläche	z_r2h	122,1	69,6	3,1
Rotor (vorderer)	vordere Fläche	z_r2v	148,1	95,6	26

Tabelle 2: Maße Generator

Punkt	Winkel	Wert [Grad]	KOS	X	Y	Z	$\Delta Y$	$\Delta Z$
Fehlerfrei (normal)								
P1	normal		statorfest	0,000	162,500	69,600		
P2	normal		statorfest	0,000	0,000	69,600		
P3	normal		statorfest	0,000	-162,500	69,600		
Rotorauslenkung								
P1	$\Gamma$	1,1	statorfest	0,000	161,148	72,675	-1,352	3,075
P2	$\Gamma$	1,1	statorfest	0,000	-1,322	69,587	-1,322	-0,013
P3	$\Gamma$	1,1	statorfest	0,000	-163,793	66,500	-1,293	-3,100
Statorschrägstellung								
P1	$\beta_7$	1,09	statorfest	0,000	162,297	72,697	-0,203	3,097
P2	$\beta_7$	1,09	statorfest	0,000	-0,174	69,598	-0,174	-0,002
P3	$\beta_7$	1,09	statorfest	0,000	-162,644	66,500	-0,144	-3,100
Vergleich: Differenz Rotorauslenkung – Statorschrägstellung								
P1	Differenz			0,000	-1,149	-0,022		
P2	Differenz			0,000	-1,149	-0,011		
P3	Differenz			0,000	-1,149	0,000		

Tabelle 3: Vergleich zwischen Rotorauslenkung und Statorschrägstellung anhand von 3 Punkten, Längenmaße in mm

#### 5.4 Winkel der Rotorauslenkung und Statorschrägstellung bestimmen

Die Bestimmung des Winkels der Rotorauslenkung oder der Statorschrägstellung kann mit dem Tiefenmaß einer Schublehre vorgenommen werden. Dafür wird der Abstand zwischen der hinteren Kante der vorderen Rotorscheibe und dem Stator gemessen. Das Tiefenmaß der Schublehre ist dabei auf einer Linie mit der Rotorausenseite. Der Messpunkt ist der unterste Punkt der Rotorscheibe ( $x=0$ , siehe Abb. 23). Mit folgenden Formeln kann aus dem Messwert der Winkel berechnet werden:

*Rotorauslenkung*

$$c_4 = \sqrt{(z_{r2h} - z_{Mess})^2 + r_{ra}^2} \quad (42)$$

$$\beta_{11} = \arcsin\left(\frac{z_{sv}}{c_4}\right) \quad \beta_{12} = \arcsin\left(\frac{r_{ra}}{c_4}\right) \quad (43)$$

$$\Gamma = 90^\circ - \beta_{11} - \beta_{12} \quad (44)$$

*Statorschrägstellung*

$$c_3 = \sqrt{(z_{r2h} - z_{Mess} - z_{sm})^2 + r_{ra}^2} \quad (45)$$

$$\beta_8 = \arcsin\left(\frac{b_s/2}{c_3}\right) \quad \beta_9 = \arcsin\left(\frac{r_{ra}}{c_3}\right) \quad (46)$$

$$\beta_7 = 90^\circ - \beta_8 - \beta_9 \quad (47)$$

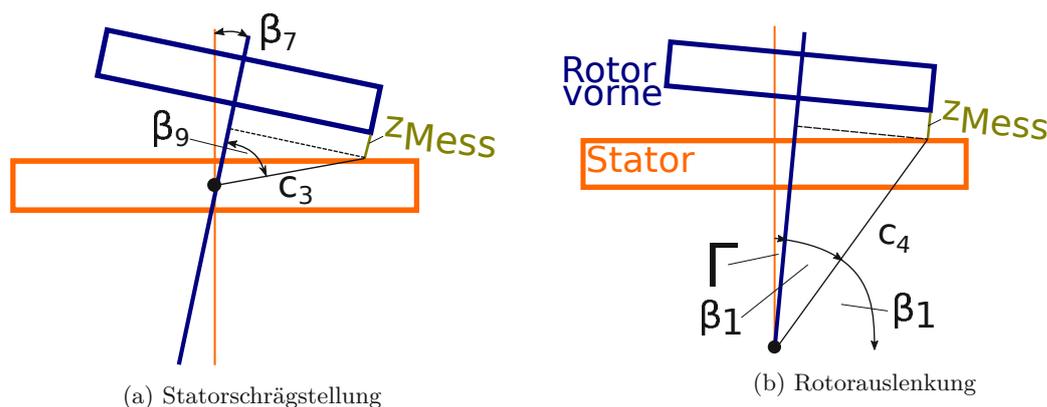


Abbildung 23: Messung des Winkels der Rotorauslenkung und der Statorschrägstellung mit einer Schublehre

## 6 Ursachen für die Veränderung der Generatorspannung durch Rotorauslenkung und Statorschrägstellung

Im vorigen Kapitel wurde der in dieser Arbeit untersuchte Fehler beschrieben und die Begriffe Rotorauslenkung und Statorschrägstellung eingeführt. In diesem Kapitel wird vor den praktischen Messungen auf die Ursachen für die Veränderung der Generatorspannung im Fehlerfall eingegangen. Mit einer Simulation des magnetischen Kreises in der Maschine werden Grundlagen für die Interpretation der Messergebnisse erarbeitet. Für die Wahl der Messinstrumente wird die Größenordnung der Spannungsänderung im Fehlerfall bestimmt.

### 6.1 Simulation der Generatorspannung mit schräg gestelltem Stator

Primäres Ziel der Simulation des magnetischen Flusses in der Maschine ist es, eine erste Aussage treffen zu können, ob die Generatorspannung durch eine Fehlanordnung des Rotors verändert wird und ob die Spannungsänderung mit gängigen Messinstrumenten messbar ist. Darüber hinaus soll die Simulation ein besseres Verständnis des magnetischen Kreises in der Maschine ermöglichen.

#### 6.1.1 Simulationssoftware FEMM

Die Simulationssoftware FEMM wird gewählt, da deren Nutzung niederschwellig und bereits von der *Rural Electrification Research Group* unter Leitung von Prof. Nikos Hatziaargyriou an der Universität Athen für Simulationen des Generators der Piggott Turbine angewendet wird [33]. Die Vorteile der Software sind die Open Source Lizenz verbunden mit dem Wegfall von Lizenzgebühren, niedrige Hardwareanforderungen und die Automatisierte Nutzung der Software durch die Programmierung mit der Programmiersprache Lua.

Nachteilig ist die Beschränkung auf zwei Dimensionen. Deshalb wird die Maschine entlang des Umfangs abgerollt und das Magnetfeld in der entstandenen Schnittfläche simuliert.

#### 6.1.2 Modell des Generators

Der magnetische Kreis des Generators der BOKU Piggott-Turbine vom Typ 2F12P wird simuliert. Für eine genauere Beschreibung des Generators wird auf Kapitel 7.1 verwiesen.

Die Maschine wird entlang des Umfangs mit einem Radius von 127 mm abgerollt. Mit diesem Radius

wird der Mittelpunkt der Magnete geschnitten.

In der Simulation enthalten sind:

- der Rotor bestehend aus den beiden Stahlplatten und den Magneten
- der Luftspalt
- die Statorspulen

An Stelle des Stators werden eine Spule und deren benachbarten Spulenschenkel eingefügt. Es fehlt das Epoxidharz, das die Magnete und die Spulen umgibt.

Während der Simulation steht die Spule des Stators fest und die Magnete des Rotors passieren die Spule. In der Abbildung 24b ist die gesamte Simulationsebene gezeigt. Die Statorspulenschenkel sind zwischen den Magneten in Form von Rechtecken mit blauen Rahmen dargestellt.

### 6.1.3 Simulationsergebnisse

Die Abbildung 24a zeigt den Flussdichteverlauf im Generator, der mit der Simulationssoftware berechnet wurde. Zwischen den Magneten der oberen und unteren Rotorscheibe ist ein doppelkegelförmiger Verlauf der Flussdichte erkennbar. Wenn bei der Statorschrägstellung einige Spulen des Stators näher an den Magneten sind, führt das zu einer Veränderung des Verkettungsflusses in der Spule. Detaillierter untersucht wird das im Diagramm 24c. Hier wird der Flussdichteverlauf entlang der Spulenpositionen bei fehlerfreier paralleler Rotor-Stator Anordnung und fehlerhafter Statorschrägstellung gezeigt. Deutlich ersichtlich ist die hohe Flussdichte nahe den Magnetkanten. Wenn man den Bereich zwischen den Polen betrachtet, so kommt es zu einem geringen Streufluss zwischen den Magneten einer Rotorscheibe. Die Feldlinien ausgehend von den Kanten schließen sich über den Luftspalt nahe den Magneten. Für den Bereich zwischen den Polen gilt folglich, dass die Flussdichte nahe den Magneten durch den Streufluss höher ist, als auf Höhe des Stators bei paralleler Rotor-Stator Anordnung.

### 6.1.4 Berechnung der Spannungsänderung durch Statorschrägstellung

Aus dem Simulationsergebnis wird im Folgenden die Veränderung der Spannung bei Statorschrägstellung berechnet. Neben dem Verlauf der Flussdichte berechnet die Simulationssoftware den Verkettungsfluss der in Abbildung 24a weiß umrahmten Spule. Nach dem Induktionsgesetz 2.5 ist die induzierte Spannung proportional zu der Veränderung des Verkettungsflusses  $\Delta\Psi$ . Auf Basis des Induktionsgesetzes und der Kenntnis der Nennspannung des Generators wird mit folgender Formel die induzierte Spannung  $u_i$  berechnet.

$$u_i(x) = \frac{\Delta\Psi_{parallel,max}}{24V \cdot \sqrt{2}} \cdot \Delta\Psi(x) \quad (48)$$

$$(49)$$

Die induzierte Spannung wird für die fehlerfreie parallele Rotor-Stator Anordnung und die Rotor-schrägstellung berechnet und in Abb. 24 visualisiert. Die maximale Differenz der Spannung beträgt 0.8 V.

### 6.1.5 Diskussion

Der vorhin genannte Wert kann aus verschiedenen Gründen lediglich einen Anhaltspunkt für die Veränderung der Generatorspannung im Fehlerfall geben. Zum einen setzt sich die Klemmspannung aus der

Spannung mehrerer Spulen zusammen, die bei ausgelenktem Rotor unterschiedlich nahe den Magneten sind. Die Effekte der Rotorauslenkung wirken sich daher unterschiedlich auf jede Spule aus. Zum anderen fehlt der Simulation die dritte räumliche Dimension. So konnte unter anderem nicht die dreieckige Form der Spulen berücksichtigt werden, die sich auf die Spannung auswirkt.

Verglichen mit der in Kapitel 5.3 trigonometrischen Abschätzung der Spannungsänderung im Fehlerfall, wird mit der Simulation die Maschine besser modelliert. Im Gegensatz zur trigonometrischen Abschätzung wird der Feldlinienverlauf nicht mehr als ideal gerade verlaufend angenommen.

Mit der gewonnenen Kenntnis der Größenordnung der Spannungsänderung der induzierten Spannung im Fehlerfall, werden im weiteren Verlauf der Arbeit die passenden Messinstrumente ausgewählt.

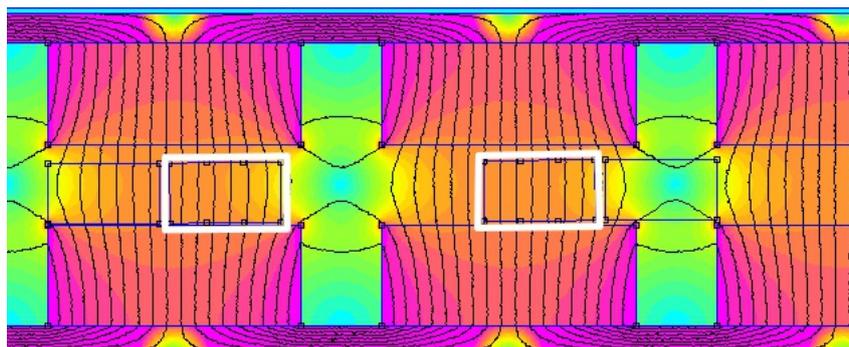
## 6.2 Einzelne die Generatorspannung verändernde Faktoren

Die Zeichnungen in Abb. 25 veranschaulichen, weshalb es zu einer Änderung der Generatorspannung im Fall der Rotorauslenkung kommt. Dafür wird die räumliche Anordnung des Rotors zum Stator unter Berücksichtigung der doppelkegelförmigen bzw. der Form einer Sanduhr ähnlichen Verteilung der Flussdichte im Polbereich betrachtet. An dieser Stelle sei angemerkt, dass die Spulen in Sternschaltung verschaltet sind und nur die Außenleiter und nicht der Sternpunkt herausgeführt sind. Ein Strang wird aus drei in Serie geschalteten Spulen gebildet. Gemessen und ausgewertet wird daher nur die Außenleiterspannung. Im Folgenden werden Effekte der Rotorauslenkung auf die Spannung von einzelnen Spulen beschrieben, die sich auf die Außenleiterspannung auswirken. Eine genaue Erklärung für die gemessene Spannungsänderung und insbesondere deren Oberwellen ist jedoch komplex, da u.A. die Phasenverschiebung zwischen den Spulen beachtet werden muss und die beschriebenen Effekte sich auf die Spulen unterschiedlich auswirken.

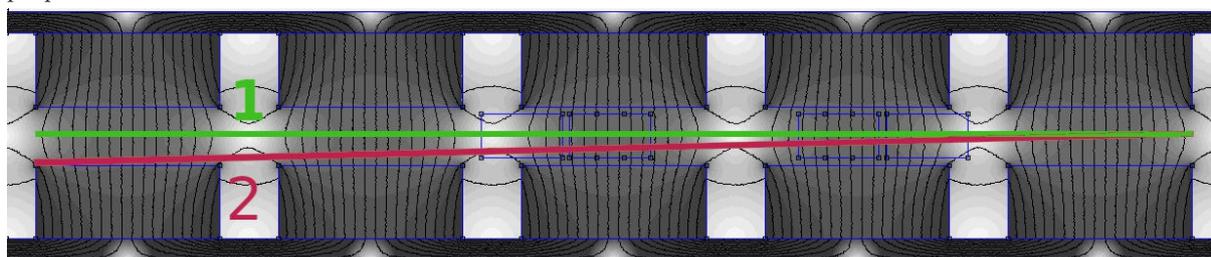
- Die Rotorauslenkung geht mit dem Herabkippen des Rotors um circa 1 mm einher. Das hat zur Folge, dass der magnetische Fluss in vertikaler Richtung die oberen und unteren Spulen des Stators nicht mehr mittig durchflutet, sondern versetzt. Das reduziert den Verkettungsfluss in den oberen und unteren Spulen und reduziert die induzierte Spannung.
- Bei Betrachtung der oberen und unteren Spulen des Stators, kommt es nicht nur wie erläutert zu einer betragsmäßigen Veränderung der Flussdichte im Luftspalt im Bereich der Spulen, sondern auch die Verteilung ist anders. In der Abbildung 25b ist erkennbar, dass die oberen und unteren Spulen näher an den Magneten sind und somit den breiteren äußeren Bereich der doppelkegelförmigen Flussdichteverteilung schneiden. Damit ändert sich die Form der induzierten Spannung.

Wenn man den Fall betrachtet, dass es aufgrund der unpräzisen Herstellung zu einem Versatz der Magnete, die einen Pol bilden, kommt, treten weitere die Spannung beeinflussende Effekte auf. In den Abbildungen 25a und 25b ist die Flussdichteverteilung der versetzten Magnete violett eingezeichnet.

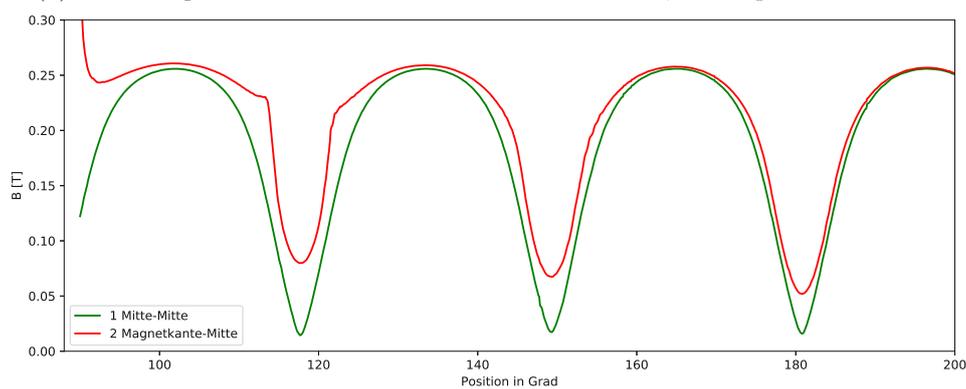
- In der Abbildung 25 wird gezeigt, dass bei der Rotorauslenkung sich die oberen Spulen näher an den Magneten der hinteren Rotorscheibe und die unteren Spulen sich näher an der vorderen Rotorscheibe befinden. Durch die Versetzung der einen Pol bildenden gegenüberliegenden Magnete ist die Doppelkegelform der Flussdichteverteilung nicht mehr spiegelsymmetrisch zum Stator. In Konsequenz ist die Felderregerkurve der oberen und unteren Spulen nicht mehr identisch und die in den Spulen induzierte Spannung ist verändert.
- Wenn der Rotor der hier betrachteten Maschine rotiert, kommt es zum Nulldurchgang der in einer Spule induzierten Spannung, wenn der Verkettungsfluss maximal ist. Durch den Versatz der



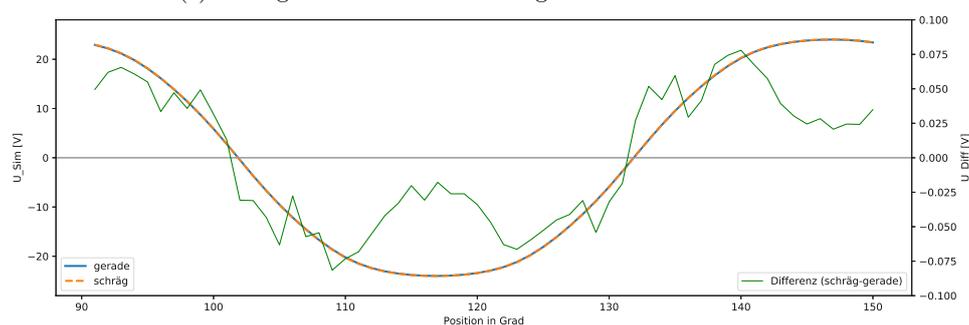
(a) Flussdichte- und Feldlinienverlauf mit Statorschrägstellung, Wertebereich der Farbskala von blau  $5 \cdot 10^{-5}$  T bis purpur 0,35 T



(b) vollständige Simulationsebene mit Linien für Abb. 24c, Stator parallel zu Rotor



(c) Betrag der Flussdichte entlang der Linien in Abb. 24b



(d) Induzierte Spannung bei paralleler und schräger Anordnung des Rotors zum Stator und deren Differenz

Abbildung 24: Simulation der APSM entlang des Umfangs

Magneten unterscheidet sich der Ort maximaler Flussdichte nahe den Magneten zwischen den beiden Rotorscheiben. Das ändert die Zeitpunkte bzw. die Zeitdifferenz zwischen den Nulldurchgängen der in den oberen und unteren Spulen induzierten Spannung.

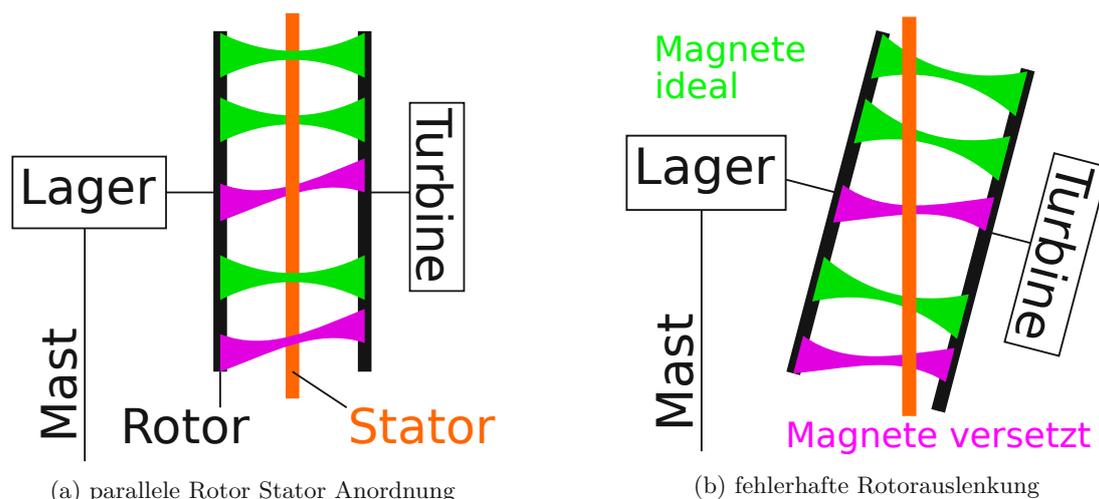


Abbildung 25: Veränderung der Position des Stators im Hauptfeld der Maschine bei Rotorauslenkung

## 7 Beschreibung des Teststandes, der Sensoren, Mess- und Analysemethoden

Für die Durchführungen der Messungen wurde in der Werksatt des Institutes für Hydrobiologie, welche von dem Institut für Sicherheits- und Risikowissenschaften der BOKU Wien mitgenutzt wird, ein Teststand aufgebaut. Hierfür wurde speziell ein Ständer geschweißt, auf den der Generator (Gesamtgewicht  $\approx 15 \text{ kg}$ ) vertikal aufgesteckt wird. Die Position des Generators ist damit gleich der auf dem Mast im regulären Betrieb.

### 7.1 Generator

Für die Versuche wurde der Generator der BOKU Kleinwindkraftanlage vom Typ 2F12P zur Verfügung gestellt. Folgend sind die technischen Daten des Generators (APSM) aufgeführt. Die Abmessungen sind in Tabelle 2 angegeben.

- Nennleistung  $P_N = 500 \text{ W}$
- Nennspannung  $U_N = 24 \text{ V}$  bei  $n_N = 210 \text{ rpm}$
- Rotor:
  - Zwei Rotorscheiben und mit 12 Polen bestückten
  - Magnete: 24 Stück Ferrit
  - Die Magnete sind jeweils auf eine  $6 \text{ mm}$  starke Stahlscheibe geklebt.
- Stator
  - 12 Spulen aus Kupferlackdraht  $1.6 \text{ mm}$ , in Epoxidharz vergossen
  - jeweils 3 Spulen je Phase in Serie, Sternschaltung

## 7.2 Oszilloskop

Das digitale 2-Kanal Speicheroszilloskop *Keysight InfiniiVision 2000* mit einem 8-Bit Analog-Digital-Konverter (max. Auflösung 4 mV) wird für das Abtasten der Generatorspannung verwendet. Folgende Anschlüsse des Oszilloskops werden verwendet:

- Masse: Generator L1
- Kanal 1: Generator L2
- Kanal 2: Generator L3
- Trigger: Digital Pin des Mikrocontrollers

## 7.3 Messung des Zeitpunktes des Nulldurchgangs der Generatorspannung

### 7.3.1 Hintergrund und Ziel

Die Möglichkeit des Antriebs des Rotors mit konstanter Drehzahl war zu Beginn der Arbeit noch nicht gegeben. Da die Generatorspannung proportional zur Drehzahl ist und diese nicht konstant gehalten werden konnte, war die genaue Kenntnis der Drehzahl von besonderer Bedeutung. Neben der Analyse des Nulldurchgangs der Generatorspannung wurde auch versucht die Drehzahl optisch und spannungsunabhängig mit einem Infrarot Sensor zu erfassen.

Neben dem bereits angesprochenen Zweck der reinen Drehzahlerfassung wird die dafür entwickelte Mikrocontrollerschaltung für das Triggern des Oszilloskops benutzt. Das ermöglicht die Aufnahme von Spannungssignalen in einem vorher festgelegtem Drehzahlbereich bei auslaufendem Rotor.

Für die Zeiterfassung wird ein Mikrocontroller mit hoher Taktfrequenz verwendet, sodass die Idee bestand punktuelle Geschwindigkeitsänderungen, die durch Schleifen oder Ähnliches hervorgerufen werden, feststellen zu können. Die hohe Schwungmasse des Rotors verhindert jedoch solche plötzlichen Geschwindigkeitsänderung, was die Formel für das Trägheitsmoment bestätigt (Formel 50).

Während der Auswertung der Zeiten des Nulldurchgangs der Generatorspannung (engl. Zero-Crossing, abgekürzt: ZC) ist aufgefallen, dass aufgrund baulicher Ungenauigkeiten die Zeitabstände zwischen den ZCs variieren und sich daraus die aktuelle Rotorposition während einer Drehung ableiten lässt. Dieses Wissen kann für das Condition Monitoring und weitere Forschung an der Piggott Turbine von Bedeutung sein, weshalb u.A. die Versuche diesbezüglich in dieser Arbeit beschrieben werden.

### 7.3.2 Messschaltung

Die Ausgangsspannung des Generators wird mit einem Brückengleichrichter gleichgerichtet. Die gleichgerichtete nicht geglättete Spannung fällt dabei rund um den Nulldurchgang für den Zeitraum während  $u_{Gen}(t) \leq U_F$  auf 0V ab. Mit  $U_F$  wird hier die Flussspannung (engl. *forward voltage*) bezeichnet. Die Spannungsunterbrechung wird über einen Optokoppler an einen Mikrocontroller weitergegeben. Zu Beginn einer neuen Halbwelle, wenn  $u_G(t) \geq U_F$  registriert der Mikrocontroller über einen Interrupt die steigende Spannung, speichert die Zeit und sendet diese über eine serielle Datenverbindung an den verbundenen Computer.

Der Optokoppler ermöglicht die Potentialtrennung zwischen den einzelnen Phasen und dem Mikrocontroller. Dadurch kann der Nulldurchgang aller 3 Phasen unabhängig voneinander erfasst werden. Die galvanische Trennung schützt ebenfalls den Mikrocontroller vor Überspannungen. Zusätzlich wird zwischen Gleichrichter und Optokoppler eine Transistorschaltung (Konstantstromquelle übernommen aus [63]

geschaltet, die die Zerstörung der Optokoppler LED durch Überspannung verhindert.

Als Mikrocontroller wird der ESP8266 wegen seiner vergleichsweise hohen Taktfrequenz von 160 MHz und Arbeitsspeichergröße von 80 kB gewählt [65]. Um abschätzen zu können, wie hoch die Abtastrate des Mikrocontrollers ist, wird der Softwarepart, der bei jedem Nulldurchgang Nulldurchgang des Spannungsverlaufs (engl. Zero-Crossing) (ZC) ausgeführt wird, 1000 Mal ausgeführt und die Zeit gestoppt. Die Dauer zum Ausführen der Interrupt Service Routine (ISR) beträgt  $1,2 \mu\text{s}$ . Das bedeutet, dass die mit diesem zeitlichen Abstand erfolgenden ZC erfasst und deren Zeitpunkt gespeichert werden kann. Die tatsächliche zeitliche Auflösung der Messungen dürfte deutlich höher liegen, da die ISR nicht ständig ausgeführt wird, sondern nur beim Aufkommen des Spannungssignals.

Als Referenz für die Zeiterfassung wird die Taktfrequenz des Prozessors genutzt. Diese kann softwareseitig auf 80 MHz oder 160 MHz festgelegt werden. Um eine hohe zeitliche Auflösung der Messpunkte zu erhalten wurde 160 MHz gewählt. Die Genauigkeit der internen Taktfrequenz wird von dem externen Quarz Oszillator auf dem Entwicklungsboard des Typs Wemos D1 abgeleitet, auf dem der ESP8266 Chip montiert ist. Die Regelung des internen Oszillator auf Basis des Quarz Taktes wird mittels PLL (engl.: Phase-locked loop, Phasenregelschleife) [13] vorgenommen. Der externe Quarz Oszillator gibt ein Taktsignal mit 12MHz vor. Die vom Prozessorhersteller empfohlene Genauigkeit beträgt 15 ppm [17] und ist temperaturabhängig [62].

## 7.4 Optische Drehzahlmessung und Drehwinkelbestimmung

In diesem Kapitel wird der Versuch der optischen Drehzahlmessung beschrieben. Leider stellte sich heraus, dass mit dieser Messmethode keine verwertbaren Messergebnisse aufgenommen werden konnten. Die folgende Beschreibung zeigt die Herausforderungen der optischen Drehzahlmessung und dient der Weitergabe der Erfahrungen, die mit verschiedenen optischen Sensoren im Rahmen dieser Arbeit gemacht wurden.

### 7.4.1 Motivation

Das Fehlen eines Antriebes mit konstanter Geschwindigkeit zu Beginn der wissenschaftlichen Arbeit und dem daraus resultierenden Wunsch der genauen Drehzahlmessung führte, neben der Zeiterfassung der Nulldurchgänge der Generatorspannung (s.o.), zum Versuch die Drehzahl optisch zu erfassen. Der methodische Vorteil ist dabei die Unabhängigkeit von der zu untersuchenden Generatorspannung. Die durch den gegebenen Rahmen begrenzte Auswahl an Sensoren erwiesen sich aufgrund ihrer Störanfälligkeit als unbrauchbar. Der Vollständigkeit halber werden folgend die vorgenommenen Versuche erläutert.

### 7.4.2 Messaufbau und Wahl des Sensors

Herangezogen wurde das Reflexionsverfahren [5]. Dieses ist unabhängig von der Generatorspannung und dem Streufeld und sollte als Referenzgröße für weitere Versuche dienen.

Der Aufbau besteht im wesentlichen aus dem Modul TCRT5000, das aus einem Infrarot (IR) Sensor und einer IR-Leuchtdiode besteht und statorfest positioniert wird. Damit werden am IR-Sensor vorbeiziehende äquidistante Markierungen auf dem Rotor erfasst. Der Ausgang des Sensors ist mit einem digital Eingangspin (Digital Input, DI) des Mikrocontrollers ESP8266 verbunden, der mit einer im Vergleich zur Umfangsgeschwindigkeit hohen Frequenz von 160 MHz den DI abtastet. Der Mikrocontroller errechnet dann die zeitliche Differenz zwischen den Markierungen und sendet diese per USB an den Computer.

Um den Rotor mit äquidistanten Markierungen zu versehen, wurden auf ein Papier Balken gedruckt und dieses auf die Rotorscheibe geklebt.

Nachteilig an dem Messverfahren ist die Anfälligkeit für Verschmutzungen [5], die die Anwendung im Freien erschwert. Der Sensor TCRT5000 wurde zur Drehzahlerfassung in einem vergleichbaren Kontext in den Arbeiten [38],[18] und [1] eingesetzt. Donatella Zappala verwendet in Paper „Non-intrusive torque measurement for rotating shafts using optical sensing of zebra-tapes“ [68] den Sensor Optek OPB739RWZ, der sichtbares rotes Licht anstelle von IR-Licht, aufgrund besserer Kontrasteigenschaften für gedruckte schwarz/weiße Linien verwendet[41]. Die empfohlene Distanz zwischen Markierung und Sensor beträgt  $\approx 1$  mm [41], die wegen baulichen Ungenauigkeiten des vorliegenden Generators zu gering ist. Für die Linienerkennung wird in [28] der Sensor OPB70DWZ mit roter LED und einer Arbeitsdistanz von  $\approx 3,8$  mm OPB703 empfohlen. Leider ist dieser zum Zeitpunkt der Recherche nicht erhältlich [61]. Die Entscheidung fiel daher auf den Infrarot Sensor Optek OPB743.

In einem ersten Versuch werden Markierungen auf den äußeren Rand (Umfang) der vorderen Rotorscheibe aufgebracht. Das ist jedoch problematisch, da der Rand nicht eben ist und das Papier nicht senkrecht zum Radius der Rotorscheibe an jeder Position befestigt werden kann (siehe Abb. 26). Abhilfe schafft ein Blatt Papier mit Markierungen (sog. Lochscheibe oder Zebrascheibe), das auf die Rotoroberfläche geklebt wird (siehe Abb. 26). Das ist die ebene Oberfläche einer Stahlscheibe.

Dennoch kommt es mit dem Sensor TCRT5000 zu fehlerhaften Messwerten, wie in Abbildung 28 ersichtlich ist.

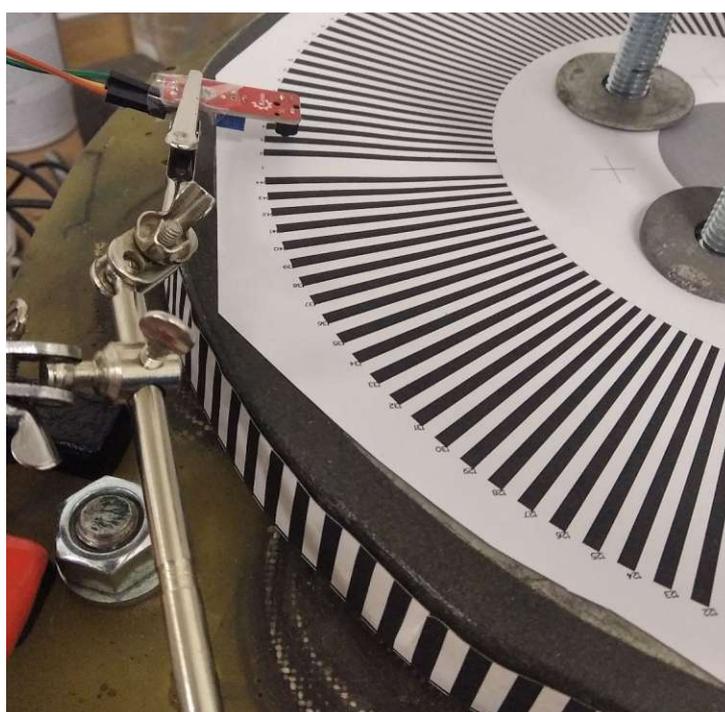


Abbildung 26: IR-Sensor und Markierungen (sog. Zebrascheibe)

### 7.4.3 Kalibrierung und Eignung des Sensors OPB743

Das Analoge Signal des IR-Sensors wird mit einem Komparator digitalisiert. Dafür wird die Schaltschwelle mit einem Potentiometer eingestellt (siehe Oszilloskopbild 27). Deutlich erkennbar ist, dass mit steigender Geschwindigkeit der Phototransistor nicht mehr in Sättigung geht und die durch den Farbwechsel hervorgerufene Spannungsänderung des analogen Signal fällt. Wenn sich ein schwarzer Streifen unter dem Sensor befindet, verringert der Phototransistor seine Leitfähigkeit und die Ausgangsspannung ist hoch. Mit

dem OPB743 konnten im Bereich der Nenndrehzahl und einer Zebrascheibe mit 144 Markierungsstreifen pro Umdrehung keine plausiblen Messwerte aufgenommen werden.

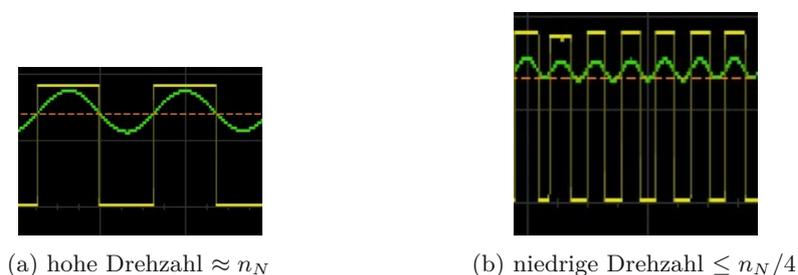


Abbildung 27: Spannungssignalverlauf IR Sensor OPB743 bei hoher Drehzahl (5V/Div, 144 Markierungen/Umdrehung, grün:Analog-, gelb: Digitalsignal)

## 7.5 Die Rotordrehzahl während den Messungen

Damit in dem Generator der Kleinwindkraftanlage eine Spannung induziert wird, die anschließend analysiert werden kann, muss der Rotor rotieren. An dem hier beschriebenen Teststand kann der Rotor für niedrige Drehzahlen von Hand beschleunigt werden. Das ist für hohe Drehzahlen im Bereich der Nenndrehzahl jedoch nicht möglich und so wird für die meisten Versuche der Rotor mit einem Akkuschauber beschleunigt. Im einfachsten Fall wird der Rotor mit dem Akkuschauber über die Nenndrehzahl beschleunigt, der Akkuschauber wird beiseite gelegt und der Rotor läuft aus. Diese Variante wird im folgenden als „kontinuierlicher Rotorauslauf“ bezeichnet. Der entscheidende Nachteil ist dabei, dass die Drehzahl nicht konstant ist. Da die Klemmspannung des Generators sich proportional zur Drehzahl verhält, wird die Analyse der Generatorspannung stark erschwert. Gegen Ende der Bearbeitungszeit der Diplomarbeit wurde eine Lösung gefunden, um den Rotor mit konstanter Drehzahl anzutreiben. Diese wird im zweiten Teil dieses Kapitels beschrieben.

### 7.5.1 Kontinuierlicher Rotorauslauf

Im folgenden wird die Vorgehensweise und Eigenschaften des kontinuierlichen Rotorauslaufs beschrieben. Zunächst wird der Rotor mit einem Akkuschauber beschleunigt. Wenn die Nenndrehzahl überschritten ist, wird der Akkuschauber entkoppelt und der Rotor läuft bis zum Stillstand aus. Während der Rotor ausläuft, werden die Messungen vorgenommen. Es wird angenommen, dass der Auslauf des Rotors gleichmäßig kontinuierlich erfolgt. Das heißt, dass keine abrupten Geschwindigkeitsänderungen stattfinden. Das ist entscheidend, da sich abrupte Geschwindigkeitsänderungen auf die Generatorspannung auswirken und das Ergebnis der Spannungsanalyse manipulieren könnten. Im weiteren werden Argumente für den kontinuierlichen Auslauf vorgebracht.

Grundlegend beschreibt Formel 50 aus [22] das Verhältnis zwischen der kinetischen Energie des Rotors und dessen Geschwindigkeit.

$$\Delta K = K_f - K_i = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_f^2 - \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_i^2 \quad (50)$$

mit

$K$  = Kinetische Energie

$J$  = Trägheitsmoment

$\omega_i$  = Winkelgeschwindigkeit zu Beginn

$\omega_f$  = Winkelgeschwindigkeit am Ende

Der quadratische Zusammenhang bewirkt bei der Abnahme der gleichen Energiemenge eine kleinere Drehzahländerung bei hohen Drehzahlen im Vergleich zu einer hohen Drehzahlabnahme bei niedrigen Geschwindigkeiten. Dieses Verhalten ist gut beobachtbar bei Glücksrädern. Nach der Beschleunigung des Rades per Hand stößt eine Lasche ständig gegen Pins, die an dem Rad befestigt sind. Mit jedem Stoß reduziert sich die Rotationsenergie des Rades um den gleichen Betrag. Das Rad dreht sich dennoch anfangs schnell weiter und wird später langsamer und kommt daraufhin relativ bald zum Stillstand. Der quadratische Verlauf der Geschwindigkeit ist ebenfalls beim Auslauf des Rotors zu beobachten. Die Zeit für den Auslauf von der Nenndrehzahl  $n_N$  bis zum Stillstand beträgt circa 30 Sekunden. Wenn es zu punktuellen Schleifen kommt, würde das entsprechend des physikalischen Zusammenhangs in Formel 50 zu hohen Geschwindigkeitsänderungen im niedrigen Drehzahlbereich führen. Deshalb ist von einem kontinuierlichen Lauf bei hohen Drehzahlen, wie der Nenndrehzahl auszugehen.

Ebenfalls gibt die Auswertung von Messergebnissen keine Hinweise auf plötzliche Drehzahländerungen. Die in Abbildung 28 visualisierten Messwerte schwanken um einen Mittelwert ohne ein Muster das auf eine plötzliche Geschwindigkeitsänderung hindeuten würde. Die optischen IR-Sensoren messen dabei mit einer zeitlichen Messabweichung von circa 2.3 % bei 94 rpm. Die Messabweichung der gemessenen Zeiten der Nulldurchgänge der Generatorspannung ist mit 0.2 % bei einer Drehzahl in Höhe von 94 rpm deutlich höher. Deren Auswertung bestätigt ebenfalls das kontinuierliche Auslaufen des Rotors.

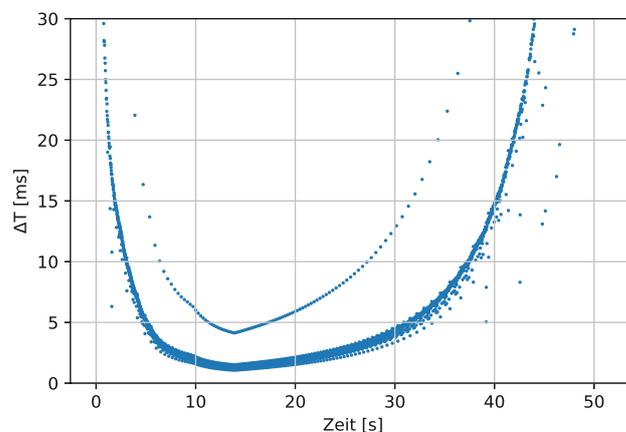


Abbildung 28: Beschleunigung und anschließender Auslauf des Rotors, Zeitdifferenzen zwischen 144 Markierungen auf Rotorscheibe, gemessen mit IR-Sensor TCRT5000

### 7.5.2 Rotorantrieb mit konstanter Drehzahl

Für die Untersuchung der Veränderung der Generatorspannung durch die veränderte räumliche Anordnung von Rotor und Stator ist eine Drehzahländerung störend, da sich die Amplitude der Generatorspannung proportional zur Drehzahl verhält (siehe Induktionsgesetz 2.5). Deshalb wurde nach einer einfachen Lösung gesucht um den Generator mit konstanter Drehzahl anzutreiben. Gleichstrommotoren bieten sich hierfür an, da deren Drehzahl über die Versorgungsspannung, entsprechend Formel 51 [48], eingestellt wird.

$$U_A = k_1 \cdot n \cdot \phi + \Delta U_{\text{Bürste}} \quad M_i = \frac{P_i}{\Omega} = \frac{U_i \cdot I_A}{2\pi \cdot n} = k_2 \cdot \phi \cdot I_A \quad (51)$$

$$k_1 = z \cdot \frac{p}{2a} \quad k_2 = \frac{1}{2\pi} z \cdot \frac{p}{2a} = \frac{1}{2\pi} k_1 \quad (52)$$

$$(53)$$

mit

$U_A$  = Ankerspannung

$I_A$  = Ankerstrom

$R_A$  = Ankerwiderstand

$k_1, k_2$  = Maschinenkonstanten

$z$  = Gesamtleiterzahl

$2p$  = Anzahl der Pole

$2a$  = Anzahl der parallelen Ankerwicklungsarme

In handelsüblichen Akkuschaubern werden Gleichstrommotoren verbaut. Das ebenfalls vorhandene Bohrfutter vereinfacht die mechanische Kopplung von dem Rotor des Generators mit dem Motor. Statt dem Akku dient das Labornetzteil als variable Spannungsquelle (siehe Bild 29). Mit dem hier verwendeten Akkuschauber und dem Labornetzteil kann die Drehzahl  $n = f_{el}/p = 31 \text{ Hz}/6 \approx 5 \text{ Umdrehungen/s}$  mit einer Genauigkeit von in etwa 2 % eingestellt werden. Die Drehzahl wird während der Messung mit einem Multimeter über die Anzeige der Frequenz der Generatorspannung, welche proportional zur Drehzahl ist, überwacht.

## 7.6 Verwendete Software

Im Rahmen der Versuche werden verschiedene Programmiersprachen und Bibliotheken eingesetzt:

- Der Mikrocontroller ESP8266 für die Erfassung der Nulldurchgänge der Generatorspannung und der Triggerung des Oszilloskops wird in C (Arduino) programmiert.
- Die Auswertung der Messdaten erfolgt mit Python und den Bibliotheken *numpy* und *pandas*. Die Grafiken werden mit der Bibliothek *matplotlib* erstellt. Die Python Skripts werden in der interaktiven Umgebung namens *Jupyter Notebook* ausgeführt.
- Die für die optische Drehzahlerkennung notwendige Loch- oder Zebrascheibe, wurde mit der Python Bibliothek *Pillow* [49] erstellt.

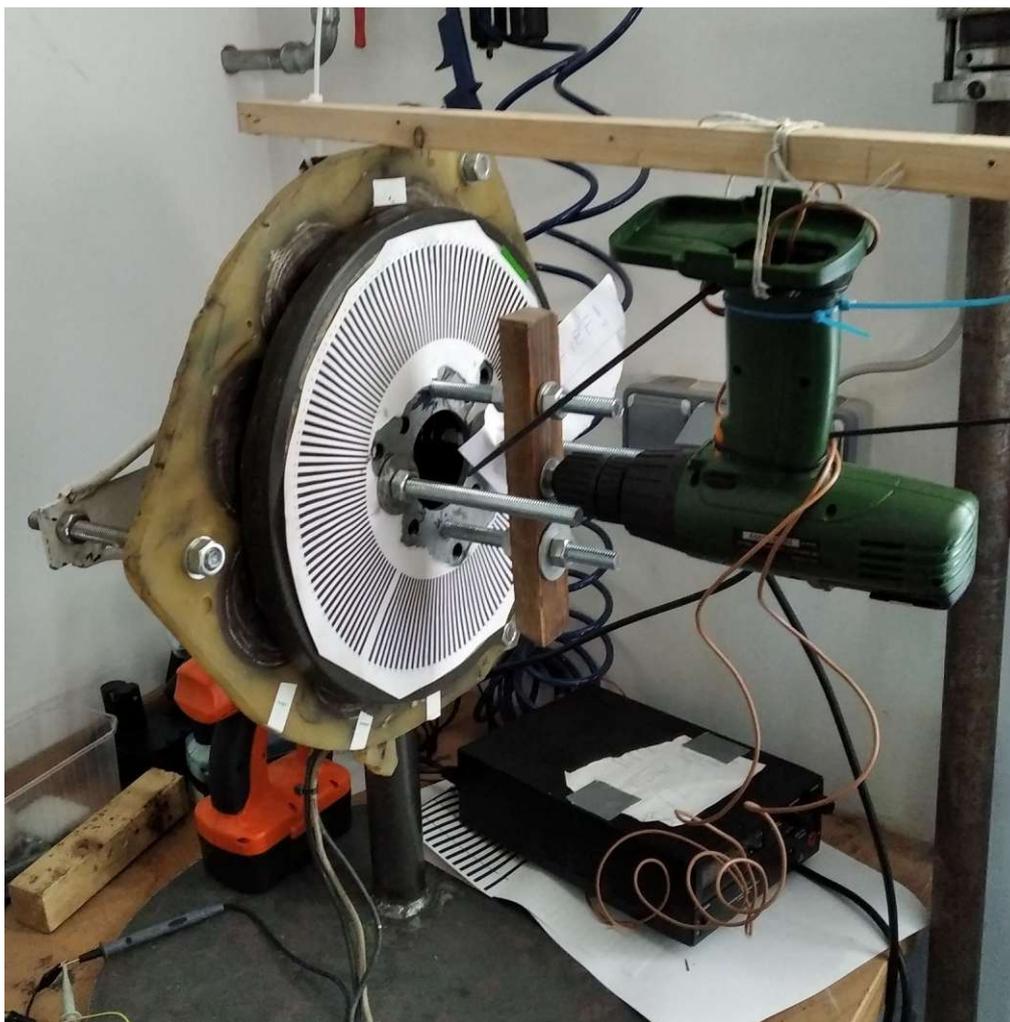


Abbildung 29: Teststand mit Akkuschauber und Labornetzteil (unten rechts) für den Antrieb des Generators mit konstanter Drehzahl

## 7.7 Grundlagen zur Spannungsanalyse mit der Fouriertransformation

Neben der Beschreibung des Teststandes und der verwendeten Software wird in diesem Kapitel auf die Grundlagen für die Spannungsanalyse mittels Fouriertransformation. Der Fachbegriff für die Zustandsüberwachung von Maschinen auf Basis von elektrischen Größen lautet *Electrical Signature Analysis* (ESA). Im folgenden werden Methoden für die ESA vorgestellt, auf deren Basis die Spannungsanalyse in dieser Arbeit vorgenommen wird. Anschließend werden Grundlagen für die Analyse notwendige Grundlagen der Fouriertransformation erklärt.

### 7.7.1 Methoden in vorangegangenen Arbeiten

In [2] Barton u. a.: „Analysis of electrical power data for condition monitoring of a small wind turbine“ wird die Generatorspannung, -strom und das Signal der Beschleunigungssensoren (Vibrationsmessung) mit 4 kHz abgetastet und für einen Zeitraum von 5 Sekunden circa stündlich aufgenommen. Das 5 Sekunden Zeitfenster ermöglicht die Detektierung von tiefen Frequenzen bis 0.2 Hz und die Abtastrate beschränkt das Spektrum am oberen Ende auf 2kHz (Nyquist Theorem). Es werden keine Anti-Aliasing Filter verwendet, da davon ausgegangen wird, dass tiefe Frequenzen von Interesse sind. Die Analyse der

Daten erfolgt mit der Fast Fourier Transformation (FFT) und der kontinuierlichen Wavelet-Transformation (CWT). Die CWT wurde für die Analyse des Generatorstrom verwendet. Folgend die Schritte der FFT Methode, die für die Analyse der Spannung angewendet werden:

- FFT der aufgenommenen fünf sekundigen Messdatenverläufe
- Gruppierung des Spektrums in 400 äquidistante (5Hz) Frequenzbereiche (engl. *frequency bins*)
- Innerhalb der 5 Sekunden Messreihe ist eine Änderung der Drehzahl gering, sodass Frequenzen, die von der Drehzahl bestimmt werden, stets in den selben Frequenzbereich fallen.
- Herausfiltern von Resonanzfrequenzen
- Vergleich von Spektren vor und nach Auftritt des Fehlers bei gleicher Drehzahl

In [39] Mendonça u. a.: „**Detection and modelling of incipient failures in internal combustion engine driven generators using Electrical Signature Analysis**“ werden neben der FFT und dem *Extended Park's Vector Approach* (EPVA) auch ein Vergleich der Effektivwerte der Spannungen angewendet. Die Veränderung der Amplituden charakteristischer Frequenzen und Effektivwerte wird zur Veranschaulichung in Form von Trendlinien dargestellt. Für die Detektierung von mechanischen Problemen, die den Rotor betreffen, wird folgende Formel angegeben:

$$f_r = \frac{f_1}{p} \qquad f_{rmp} = f_1 \pm k \cdot f_r \qquad (54)$$

Im Fehlerfall auftretende Frequenzen  $f_{rmp}$  (engl. *rotor misalignment pattern*) sind vielfache der Rotorfrequenz  $f_r$ . Die Grundfrequenz der Messgröße bzw. im Paper die Generatorspannung ist mit  $f_1$  angegeben und  $k$  ist eine natürliche Zahl.

In [57] Skrimpas u. a.: „**Automatic mechanical fault assessment of small wind energy systems in microgrids using electric signature analysis**“ wird der simulierte Generatorspannungsverlauf mit 1 kHz für 8 Sekunden abgetastet. Damit können die ersten drei harmonischen der Generatorfrequenz sicher erfasst werden und die Frequenzauflösung beträgt 0.125 Hz. Die Blackman Fensterfunktion wird zur Reduktion des in Kapitel 7.7.3 beschriebenen Leck-Effektes und der Verbesserung der Auflösung angewendet. Bei einem exzentrischen Lauf des Generators verändert sich das Spektrum dahingehend, dass die Harmonischen mit Seitenbändern, deren Amplitude niedriger ist, eingerahmt werden. Lagerschäden rufen eine Vielzahl von Seitenbändern hervor, sodass der Fehler mit der Summe der Amplituden über einen gewissen Frequenzbereich detektiert werden kann.

### 7.7.2 Diskrete Fourier Transformation

Die Diskrete Fourier Transformation (DFT) ermöglicht die Abbildung eines periodischen Signals auf ein Frequenzspektrum. Das Frequenzspektrum eines Signals gibt die Frequenzen und Amplituden der Sinusschwingungen an, aus denen das Signal wieder zusammengesetzt werden kann. Die DFT wird für zeitdiskrete endliche Signale verwendet und gibt als Ergebnis ein diskretes Frequenzspektrum. Für das grundlegende Verständnis wird an dieser Stelle [21], [35] und [24] empfohlen. Die DFT Analyse und deren

Inverse, auch Synthese bezeichnet, ist wie folgt in [24],[35] angegeben:

$$\text{Analyse} \quad X[k] = \sum_{n=0}^{N-1} X[n] e^{-j(2\pi n/N)k} \quad k = 0, 1, 2, \dots, N-1 \quad (55)$$

$$\text{Synthese} \quad x[n] = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X[k] e^{-j(2\pi n/N)k} \quad n = 0, 1, 2, \dots, N-1 \quad (56)$$

$$\text{Beobachtungszeit} \quad T_0 = N \cdot t_A \quad (57)$$

$$\text{Beobachtungsfrequenz} \quad \Delta f = \frac{1}{T_0} = \frac{1}{N \cdot t_A} = \frac{f_A}{N} \quad (58)$$

$$\text{Abtastfrequenz} \quad f_A = \frac{1}{T_A} \quad (59)$$

$$(60)$$

mit

- $x(n)$  = diskretes Signal
- $X(k)$  = Ergebnis der DFT (komplex)
- $f(k) = k/T =$  Frequenz
- $N$  = Anzahl Samples (Messpunkte)

Statt mit der vorhin angegebenen Transformationsformel werden die Messreihen mit dem Fast-Fourier-Transformation (FFT) Algorithmus der Python Bibliothek *numpy* transformiert. Die FFT weist die gleichen Eigenschaften auf wie die DFT [35]. Das Ergebnis der FFT wird mit  $1/N$  normiert und aufgrund der Symmetrieeigenschaft  $X[k] = X[N-k]$  wird die erste Hälfte des Spektrums betrachtet.

Wenn sich verändernde Signale, wie z.B. Tonspuren, analysiert werden sollen, wird das Signal in zeitlich kurze Fenster unterteilt und diese werden Fourier-Transformiert. Es wird dafür angenommen, dass das sich die Form des Signals innerhalb des Zeitfenster nur geringfügig ändert und das Spektrum eindeutig das Signal beschreibt. Diese Methode wird Kurzzeit-Fourier-Transformation (STFT) genannt.

### 7.7.3 Leckeffekt

Bei der Fourier Transformation eines endlichen Signals, wie es zum Beispiel hier bei der DFT des mit einem Oszilloskop aufgenommenen Signals der Fall ist, kommt es zum Leck-Effekt (engl. *spectral leakage*). Die Ursache ist, dass die mit dem Oszilloskop aufgenommene endliche Messwertreihe erst einmal eine nicht vermeidbare Faltung des zu messenden Signals mit einem Rechteckfenster darstellt. Die beiden Flanken des Rechteckfenstersignals sind der Start- und der Endpunkt (= Beobachtungszeit  $T_0$ ) der Oszilloskopaufnahme. Im Frequenzbereich entspricht die Faltung einer Multiplikation des Spektrums der in Abb. 30 dargestellten Fensterfunktion und des aufgenommenen Signals. Das führt zur „Verschmierung“ des Spektrums, da um die Frequenz des gemessenen Signals weitere Frequenzen mit niedrigerer Amplitude angezeigt werden. Diese zusätzlichen Frequenzlinien können weitere Oberwellen des zu analysierenden Signals überdecken, was unerwünscht ist.

Abhilfe schafft die Anwendung anderer Fensterfunktionen (z.B. Blackman, Hann etc.), die den Leckeffekt verändern, sodass beispielsweise eine bessere Erkennung von den einzelnen Frequenzbestandteilen eines gemessenen Signals möglich ist. Jedoch ist zu beachten, dass Fensterfunktionen auch eine Veränderung der Amplitude, Phase und anderer Eigenschaften bewirken. Die passende Fensterfunktion ist daher für jeden Anwendungsfall spezifisch zu wählen.

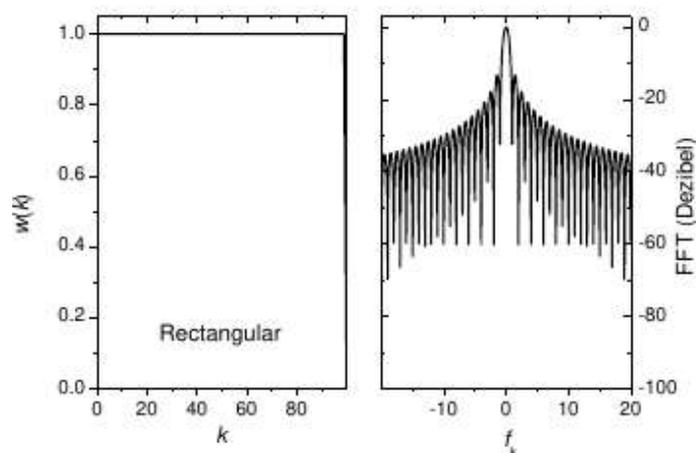


Abbildung 30: Verlauf und Spektrum der Rechteck Fensterfunktion [44]

#### 7.7.4 Zero-Padding

Die Beobachtungsfrequenz  $\Delta f$  entspricht dem Abstand zwischen den einzelnen Frequenz-Linien im Spektrum bzw. der Frequenzauflösung. Soll diese erhöht werden, so kann bei einer gegebenen Wertereihe die Anzahl der Messpunkte  $N$  mit dem Anfügen von Punkten mit dem Wert Null erhöht werden. Entsprechend der oben gegebenen Formeln verringert sich  $\Delta f$ . Die Form des Frequenzspektrums bleibt erhalten, lediglich die Auflösung wird erhöht [35] und der Leckeffekt besser erkennbar.

Die Abbildung 31 veranschaulicht das Zero-Padding. Auf der linken Seite ist das abgetastete Signal und auf der rechten Seite das diskrete Frequenzspektrum abgebildet. In der zweiten Zeile wird die Auflösung des Spektrums mittels Zero-Padding erhöht.

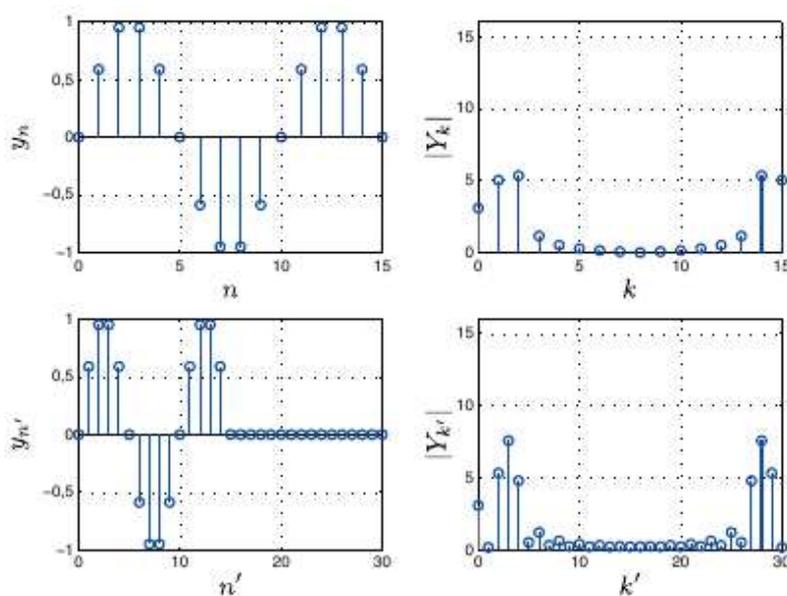


Abbildung 31: Veranschaulichung Zero-Padding [35, Abb 5.34]

## 8 Auswertung der Generatorspannung mit konstanter Rotordrehzahl

Mit dem im vorigen Kapitel beschriebenen Teststand wurden Messungen der Generatorspannung durchgeführt. In diesem Kapitel werden die Messungen mit konstanter Drehzahl besprochen. Die Auswertung der Generatorspannung ist aufgrund der konstanten Drehzahl und deren Proportionalität zur Generatorspannung weniger komplex als die Auswertung der Messreihe mit sich ändernder Drehzahl. Damit kann das in diesem Kapitel erarbeitete Wissen als Grundlage für die Messungen mit veränderlicher Drehzahl dienen.

### 8.1 Methode der Messwertaufnahme

Der Rotor des Generators wird von einem Gleichstrommotor, wie in 7.5.2 beschrieben, mit einer konstanten Drehzahl  $n = f_{el}/p = 31.0 \text{ Hz}/6 \approx 5.17 \text{ 1/s}$  angetrieben. Der Generator wird im Leerlauf betrieben. Das Oszilloskop tastet mit einer Abtastfrequenz von  $f_A = 500 \text{ kSa/s}$  für eine Zeitspanne von einer Sekunde die Generator Außenleiterspannung ab. Die Zeitpunkte der Nulldurchgänge der Generatorspannung wird mit der in Kapitel 7.3.2 vorgestellten Optokoppler Schaltung vorgenommen.

Um die Veränderung der Generatorspannung durch Auslenkung des Rotors aufgrund eines Radlagerfehlers feststellen zu können, werden für die unterschiedlichen Anordnungen von Rotor und Stator Messungen durchgeführt. Dabei werden Rotor und Stator in drei verschiedene Anordnungen zueinander positioniert:

- Parallel: Die beiden Rotorscheiben sind parallel zum Stator. Das ist die normale oder fehlerfreie Anordnung.
- Rotorauslenkung: Das ist die Anordnung im Fehlerfall. Dafür wird die Radlagerschraube gelockert und die Rotorscheiben kippen herunter.
- Statorschrägstellung: Diese Anordnung ist ähnlich zur Rotorauslenkung. Es wird die Position des Stators anstatt die der Rotorscheiben verändert. Die Radlagerschraube ist fest angezogen und die Rotorscheiben sind parallel zu Mast. Lediglich der Stator wird schräg gestellt.

Die Anordnungen sind detailliert in Kapitel 5 beschrieben. Um die Reproduzierbarkeit der Messwerte sicherzustellen wurden jeweils mindestens fünf Messungen mit gleicher Anordnung und Drehzahl vorgenommen .

### 8.2 Vergleich der Effektivwerte der Generatorspannung

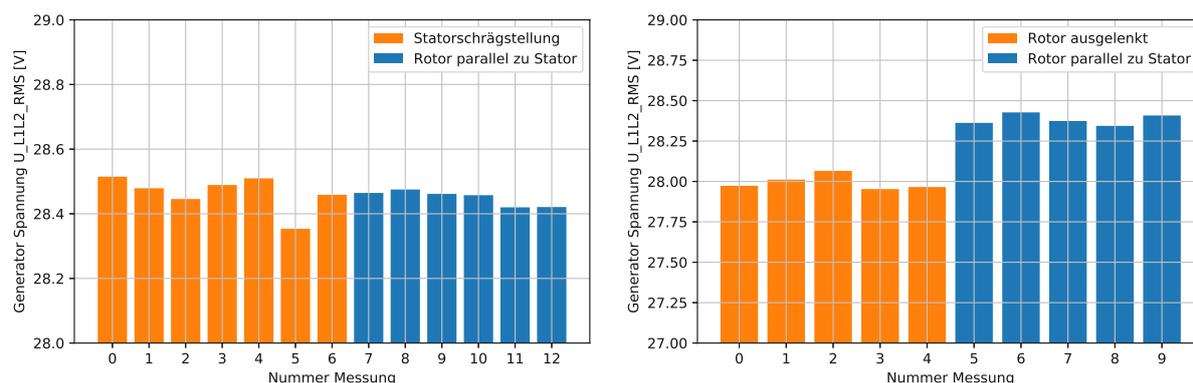
#### 8.2.1 Messdatenaufbereitung

Die diskreten Spannungswerte des digitalen Oszilloskops werden eingelesen und der Effektivwert wird ermittelt.

$$\text{Effektivwert (RMS)} \quad U = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u^2(t) \cdot dt} \quad (61)$$

Die Drehzahl variiert zwischen den einzelnen Messungen um maximal 2 %. Um der daraus resultierenden proportionalen Veränderung der Spannung zu begegnen, wird der Effektivwert der gemessenen Spannung auf den vergleichbaren Wert für die Drehzahl  $n = f_{el}/p = 31.0 \text{ Hz}/6 \approx 5.17 \text{ 1/s}$  umgerechnet.

$$U_{f_{el}=31\text{Hz}} = \frac{U_{f_{el}}}{f_{el}} \cdot 31.0 \text{ Hz} \quad (62)$$



(a) Statorschrägstellung

(b) Rotorauslenkung

Abbildung 32: Vergleich der Generatorspannung (Effektivwert) mit und ohne Änderung der Rotorposition,  $n = 5.17 \text{ 1/s}$

Die Drehzahl bzw. die Frequenz  $f_{el1}$  der Generatorspannung der einzelnen Messungen wird mit einer Fourier Transformation bestimmt.

### 8.2.2 Messergebnisse Statorschrägstellung

Das Balkendiagramm 32a zeigt die Effektivwerte der Generatorspannung mehrerer Messungen mit schräg gestelltem Stator. Es lässt sich keine deutliche Veränderung des Effektivwertes feststellen.

### 8.2.3 Messergebnisse zur Auswirkung der Rotorauslenkung

Das Balkendiagramm 32b zeigt die Veränderung des Effektivwertes der Ausgangsspannung durch die Rotorauslenkung. Der Effektivwert der Spannung fällt um circa 0,4 V. Der Effekt ist bei allen 10 vorgenommenen Messungen gleichermaßen zu beobachten.

### 8.2.4 Diskussion der Messergebnisse

Zwei Gründe können für die Verringerung der Generatorspannung bei ausgelenktem Rotor angeführt werden: Zum einen umfassen die Spulen durch das Herabknicken des Rotors weniger magnetischen Fluss und zum anderen steht der magnetische Fluss nicht mehr senkrecht auf der Querschnittsfläche der Spulen. In Kapitel 5.3 wurde letzteres trigonometrisch berechnet, mit dem Ergebnis, dass die Winkeländerung eine sehr niedrige Spannungsreduzierung von  $\approx 3 \text{ mV}$  hervorruft. Das bestätigen die Messergebnisse der Versuche mit Statorschraegstellung, indem keine deutlichen Veränderung ( $> 0.1 \text{ V}$ ) mit dem hier verwendeten Teststand gemessen werden können.

## 8.3 Vergleich der Oberwellen der Generatorspannung

### 8.3.1 Methode für die Durchführung der Signalanalyse mittels Fourier-Transformation

Die Vorgehensweise für die Erstellung und Auswertung des Frequenzspektrums aus dem Generatorspannungssignal orientiert sich an den in Kapitel 7.7.1 vorgestellten Papern. Die vom Oszilloskop aufgenommenen Spannungswerte werden mit der Blackman Fensterfunktion multipliziert und mit Nullwerten gestreckt. Mit Hilfe dieses in Kapitel 7.7.4 beschriebenen *Zero-Padding* wird eine Beobachtungsfrequenz  $\Delta f = 0.2 \text{ Hz}$  im Frequenzbereich erzielt. Anschließend wird die DFT über die gesamte Aufnahmedauer von einer Sekunde durchgeführt. Aus der Frequenz der Grundschiwingung wird die Drehzahl berechnet, durch die die Frequenzskala (Abszisse) des Spektrums dividiert wird. Die Abszisse gibt nun die Frequenz als Vielfache der Drehzahl an und entspricht damit dem ganzzahligen Faktor  $k$  aus Formel 54. Für eine bessere Vergleichbarkeit der Oberwellenamplituden, wird das Spektrum in Frequenzbereiche gleicher Breite  $k=1$  durch Aufsummierung der Amplitudenwerte in *bins* gruppiert.

### 8.3.2 Spektrum der Generatorspannung bei Statorschrägstellung und Rotorauslenkung

Der Oberwellengehalt nimmt mit der Intensität der Veränderung der Rotorposition zu. Siehe dazu Abb. 33. Die Amplitude der Grundschiwingung fällt von der parallelen Anordnung des Rotors zum Stator über die Statorschrägstellung hin zur Rotorauslenkung ab. Die Amplituden der Oberwellen mit den Ordnungszahlen  $v=3,5,9,11$  sind deutlich größer, wenn der Rotor ausgelenkt ist, im Vergleich zur parallelen Anordnung und zur Statorschrägstellung.

### 8.3.3 Diskussion

Der Vergleich der Spektren der Generatorspannung für die verschiedenen Anordnungen von Rotor und Stator zeigt, dass sich der Spannungsverlauf ändert und, dass diese Änderung praktisch mit handelsüblichen Instrumenten messbar ist.

Die charakteristischen Frequenzen  $f_{rmp}$  der Oberwellen, deren Amplitude sich ändert, sind Vielfache der Drehzahl und der Polpaarzahl  $p$  [39]:

$$f_{rmp} = f_1 + k \cdot f_r \qquad \mathbb{N} = v = \frac{k}{p} \qquad (63)$$

Die Ursache dafür ist, dass die durch die Rotorauslenkung veränderte Magnetposition eine Veränderung der Flussverkettung zur Folge hat, deren Auftreten gleich der Frequenz der Grundschiwingung ist.

### 8.3.4 Erklärung für die Veränderung der Generatorspannung bei Rotorauslenkung

Die Verteilung der Flussdichte im Luftspalt im Bereich der Magnete lässt sich in erster Näherung als doppelkegelförmig beschreiben (siehe Abb. 24a). Die Basis der einzelnen Kegel sind die dem Luftspalt zugewandten Magnetoberflächen.

Wenn es zur Auslenkung des Rotors kommt, sind die Spulenschenkel näher an der Magnetoberfläche und werden aufgrund der Flussdichteverteilung früher von einem stärkeren Fluss durchsetzt und verlassen erst später den Polbereich mit höherer Flussdichte. Durch diese vertikale Verschiebung (bezogen auf Abb. 24a) findet u.A. eine raschere Drehung des Verkettungsflusses zwischen den Polen statt, welche den sinusförmigen Spannungsverlauf an den Maxima und Minima „spitzer“ verlaufen lässt. Das erhöht den Oberwellengehalt der Spannung. Auch durch das Herunterkippen des Rotors um etwa 1 mm sind die

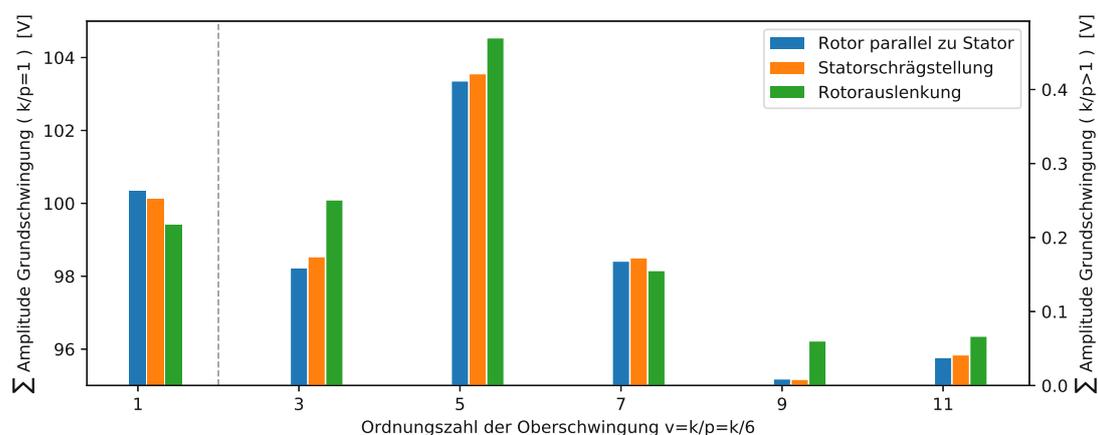


Abbildung 33: Veränderung der Amplitude charakteristischer Oberwellen bei Rotorauslenkung und Statorschrägstellung, Mittelwerte mehrerer Messungen

Spulen räumlich nicht mehr zu den Polen zentriert. In Folge dieser horizontalen Verschiebung passiert die Spule nicht mehr die optimale Flussdichteverteilung, was sich ebenfalls auf die Oberwellen auswirkt.

## 8.4 Vergleich der Zeitpunkte des Nulldurchgangs der Generatorspannung

Neben der Analyse des Effektivwertes und des Spektrums der Generatorspannung, wurden die zeitlichen Abstände zwischen den Nulldurchgängen der Generatorspannung untersucht.

### 8.4.1 Messdatenaufbereitung

Die Messwerte sind die Zeitpunkte der Nulldurchgänge (ZC) der verketteten Generatorspannung. Die Zeitpunkte werden mit der in Kapitel 7.3.2 beschriebenen Schaltung erfasst. Im Zuge der Auswertung wird zuerst eine Regression über die Messwerte durchgeführt. Der Zeitpunkt des ZC ist dabei die unabhängige oder erklärende Wert und die zeitliche Differenz zwischen den ZCs die erklärte oder abhängige Variable. Anschließend wird die Abweichung  $\Delta T$  der tatsächlichen zeitlichen Differenz zwischen den ZCs von dem durch die Regression ermittelten Schätzwert in einem Diagramm veranschaulicht.

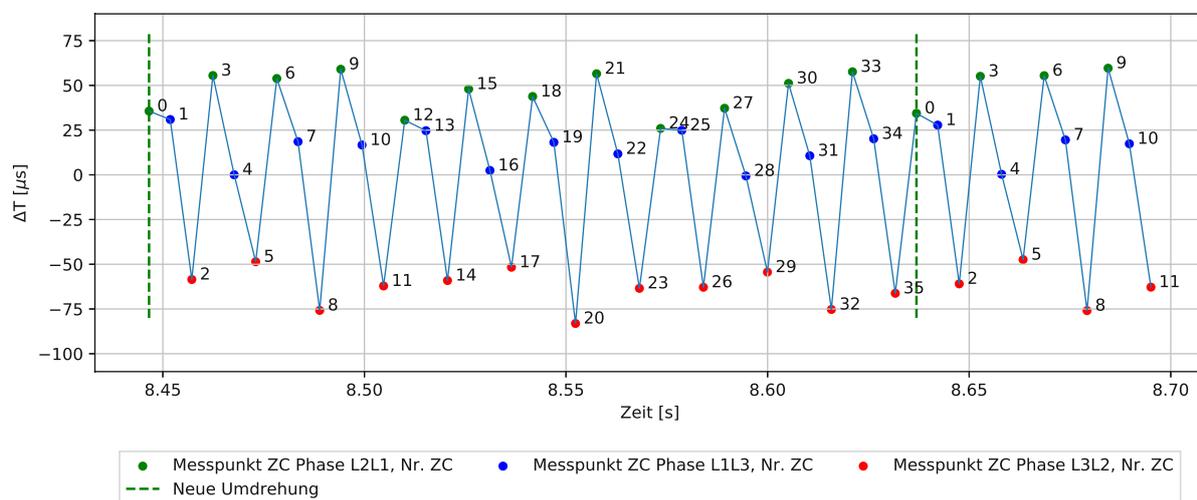
### 8.4.2 Ergebnisse

Die Abbildungen 34a und 34b zeigen die zeitlichen Abweichungen der Nulldurchgänge der Generatorspannung. Es zeigt sich eine periodische Wiederholung des Zeitschemas jede  $1/3$  Umdrehung, das 12 ZCs entspricht. Eine ganze Umdrehung ruft durch die Polzahl  $2p=12$  in den drei Phasen insgesamt 36 ZC hervor. In den Abbildungen ist die Wiederholung deutlich an den ZCs mit den Nummern 0 und 1 erkennbar. In der Heatmap ist jede volle Umdrehung durch eine Verdunkelung der Farben jede dritte Zeile zu erkennen, besonders bei den Werten bzw. Farben zu den ZC 6 und 8 in den Zeilen 16,19 und 22.

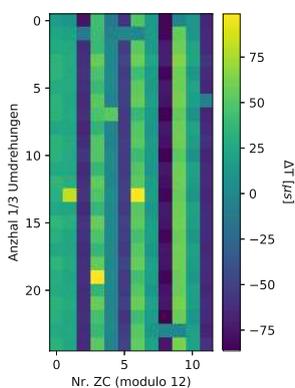
Der visuelle Vergleich der Diagramme zu den Zeiten der ZCs für die parallele und ausgelenkte Rotoranordnung ergibt keine erkennbaren Unterschiede.

### 8.4.3 Diskussion

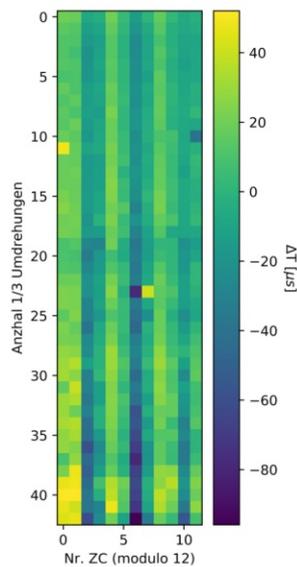
Die Muster, die jede  $1/3$  Umdrehung auftreten, zum Beispiel das der ZC 0,1 (bzw. 12,13 und 24,25) deuten auf eine nicht äquidistante Anordnung eines Magneten hin. Dieser Magnet passiert während einer



(a) Zeitliche Abfolge und zeitliche Abweichung der Nulldurchgänge (ZC). Die Messwertaufnahme wird mit konstanter Rotordrehzahl und paralleler Rotor Stator Anordnung vorgenommen.



(b) Heatmap der ZC-Zeiten über mehrere Umdrehungen (Drehzahl konstant, Rotor parallel zu Stator). Die Werte in den Zeilen 15 bis 18 entsprechen denen der 1.5 Umdrehungen in 34a.



(c) Heatmap der ZC-Zeiten über mehrere Umdrehungen (Drehzahl abnehmend, Rotor parallel zu Stator).

Abbildung 34: Abweichungen des Zeitpunktes der Nulldurchgänge (ZC) der Generatorspannung von dem mittels Regression ermittelten erwartetem Zeitpunkt

Umdrehung drei mal (alle  $120^\circ$ ) eine der drei Spule eines Strangs und bewirkt damit drei mal während einer Umdrehung einen veränderten Zeitpunkt des Nulldurchgangs. Auf Seiten des Stators sind die Spulen nicht alle genau gleich geformt und mit niedriger Präzision symmetrisch angeordnet. Der Effekt ist, dass der Zeitpunkt des Nulldurchgangs durch die Spulen bestimmt wird und damit je Strang variiert. In Abbildung 34a ist das an den Wertebereichen in den sich die Messpunkte gleicher Farbe befinden erkennbar. Die Zeitspannen zwischen dem ZC der Außenleiterspannung L3L2 und L2L1 ist länger als die durchschnittliche Zeit zwischen den ZCs. Die zugehörigen grünen Messpunkte sind im Diagramm 34a über den anderen angeordnet. Aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften der Wicklungen ergibt sich eine feste Abfolge Messpunkte in der Reihenfolge grün, blau und zu unterst rot.

Es kann mit dem Entwicklungsstand der Methode in dieser Arbeit keine Aussage über den Zustand des Lagers und eine fehlerhafte Position des Rotors getroffen werden. Zu verbessern sind die Schaltung und die Software des Mikrocontrollers, da Messwerte von Ausreißern durchsetzt sind, wie es gelbe Farbkacheln in der Heatmap Abb. 34b zeigen. Der vorgenommene visuelle Vergleich der Diagramme der verschiedenen Messungen mit unterschiedlichen Rotoranordnungen kann mit statistischen Werkzeugen fundiertere und genauere Aussagen zulassen. Die Auswertung der ZCs mit komplexen mathematischen Methoden hätte den Schwerpunkt der Arbeit stark verschoben und wurde deshalb nicht vorgenommen.

## 9 Auswertung der Generatorspannung mit abnehmender Rotordrehzahl

Im vorigen Kapitel wurden die Messergebnisse vorgestellt, die mit konstanter Drehzahl aufgenommen wurden. In diesem Kapitel werden analog dazu, die Ergebnisse der Messungen besprochen, die mit auslaufendem Rotor vorgenommen wurden. Die abnehmende Drehzahl spiegelt reale Betriebssituationen der KWKA wider, die von sich ständig ändernden Arbeitspunkten und variierender Drehzahl geprägt sind, wie es die Betriebsdaten der Piggott-Turbine in Kapitel 2.7.1 zeigen.

### 9.1 Analyse des Effektivwertes der Generatorspannung

Ausgehend vom Induktionsgesetz (siehe Kapitel 2.5) kann angenommen werden, dass sich die Spannung an den Generatorklemmen in Relation zur Generatorgeometrie ändert. In diesem Kapitel soll der Effektivwert der Spannung in Bezug auf die Generatorgeometrie ausgewertet werden. Mendonça u. a. nutzen in [39] den Effektivwert der Generatorspannung zur Detektion von Fehlern.

#### 9.1.1 Methode

Der Generator wird mit einem Akkuschauber beschleunigt. Der Akkuschauber wird entkoppelt und der Generator läuft aus. Der Mikrocontroller, der die Zeitpunkte der Nulldurchgänge der Generatorspannung aufnimmt, triggert das Oszilloskop bei einer Drehzahl von 150 rpm (Frequenz der Generatorspannung  $f_{el} \approx 30 \text{ Hz}$ ). Die Drehzahl sinkt innerhalb der fünf sekundigen Zeitspanne der Messwertaufnahme um circa 4 %. Für die Auswertung liegen anschließend die Geometrie des Generators, dessen Klemmspannung, deren Abtastung mit  $f_A = 100 \text{ kHz}$  erfolgt, und die Zeitpunkte der Nulldurchgänge der Generatorspannung (ZC) für die Drehzahlerfassung vor.

Im Rahmen der Auswertung wird für ein Zeitfenster von einer Sekunde der Effektivwert der Generatorspannung berechnet. Da die Rotorgeschwindigkeit innerhalb des 1-sekündigen Zeitfensters der Aufnahmen nicht exakt die gleiche ist, wird die Spannung in einem zweiten Schritt auf eine Drehzahl von  $n = 150 \text{ rpm}$  normiert. Das erfolgt durch eine Division durch die durchschnittliche Frequenz der Messung und einer Multiplikation mit der Normfrequenz für diesen Versuch ( $f_{el} = 31 \text{ Hz}$ ). Anschließend werden die Spannungswerte visualisiert und verglichen.

Zusätzlich werden nach folgender zweiter Variante die Spannungsdaten aufbereitet. Aus dem 5-sekündigen Spannungssignal mit abnehmender Drehzahl wird mittels DFT (siehe Kapitel 7.7.2) ein Zeitfenster von einer Sekunde Breite ermittelt, in dem die durchschnittliche Frequenz exakt  $f_{el} = 31 \text{ Hz}$  beträgt. Für dieses ein sekündige Spannungssignal wird ebenfalls der Effektivwert der Spannung berechnet.

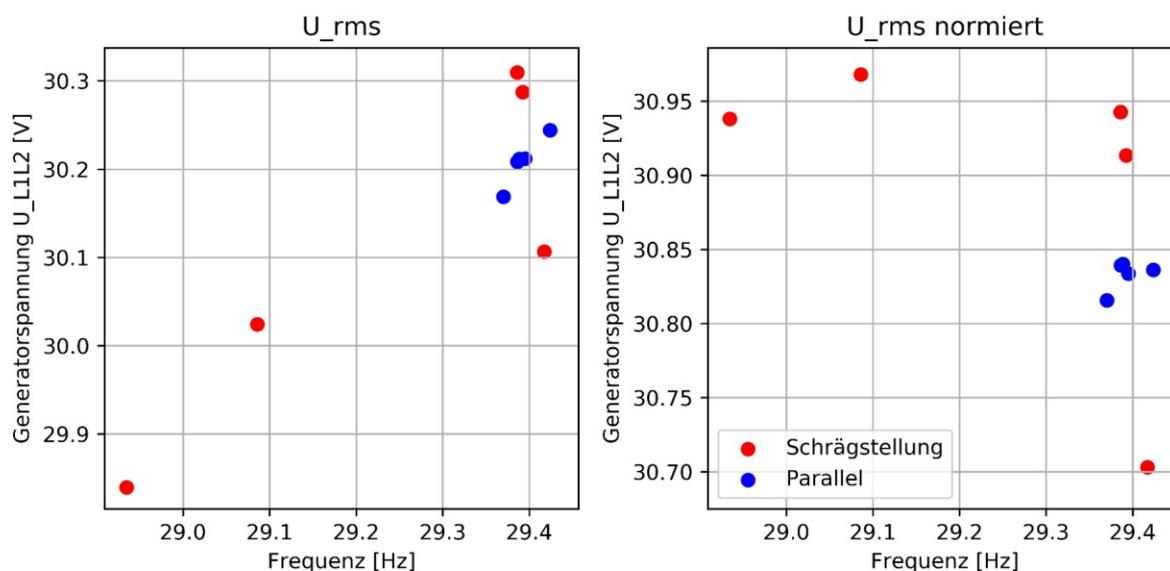
Für die Statorschrägstellung und Rotorauslenkung wurde der Stator bzw. Rotor maximal verstellt.

Der Effektivwert einer Wechselspannung ist wie folgt definiert [3]:

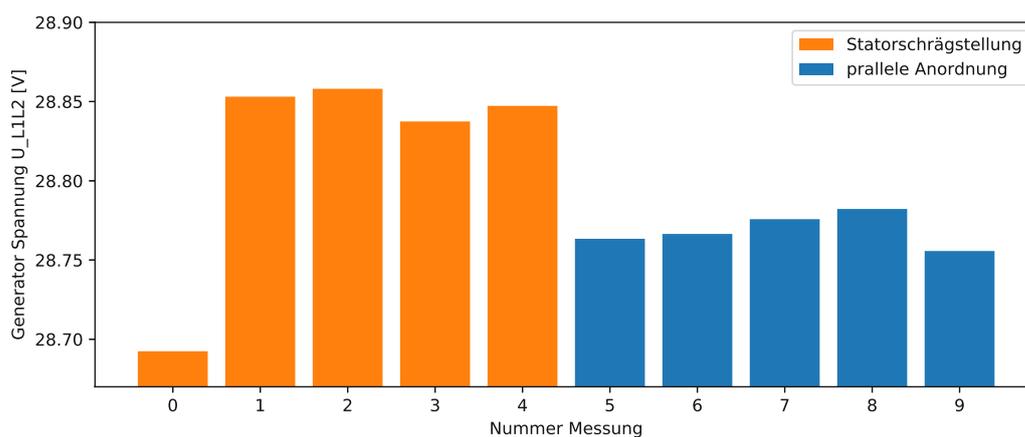
$$\text{Effektivwert } U_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u^2(t) \cdot dt} \quad (64)$$

#### 9.1.2 Ergebnisse Statorschrägstellung

Das Diagramm 35b zeigt die Ergebnisse der Spannungsdatenaufbereitung für die Statorschrägstellung. Jeder Punkt ist der Effektivwert der Generatorspannung eines einsekündigen Spannungssignals. Auf der Abszisse ist die durchschnittliche Frequenz der Generatorspannung während der Messwertaufnahme zu entnehmen.



(a) Das Zeitfenster und die Frequenzangabe wird mit der Mikrocontrollerschaltung auf Basis der Nulldurchgänge der Generatorspannung bestimmt.



(b) Die Frequenz beträgt  $f_{el} = 31 \text{ Hz}$ . Das zu analysierende Zeitfenster wird exakt mittels DFT bestimmt.

Abbildung 35: Vergleich der Generatorspannung (Effektivwerte) zwischen Statorschrägstellung und fehlerfreier paralleler Anordnung von Rotor und Stator

Für die Statorschrägstellung wird aus Abb. 35a ersichtlich, dass der Effektivwert der Spannung bei Statorschrägstellung um 0.3% ( $\sim 100 \text{ mV}$ ,  $n \approx 150 \text{ rpm}$ ) steigt.

Die Messwerte in Diagramm 35b bei nahezu exakt 31Hz zeigen ebenfalls die Spannungserhöhung um 0.1 V bei der Statorschrägstellung. Die Ergebnisse der beiden Methoden sind für die Statorschrägstellung nicht eindeutig. So gibt es jeweils einen Ausreißer innerhalb der fünf Messungen.

### 9.1.3 Anwendbarkeit der Methode bei Rotorauslenkung

Die Vergleichbarkeit der vorhin beschriebenen Messungen basierte u.A. auf der Voraussetzung, dass der Drehzahlabfall ( $n = n_{initial} - f(t)$ ) nach Beschleunigung des Rotors stets gleichförmig verläuft und unabhängig von Veränderungen wie Statorschrägstellung und Rotorauslenkung ist. Grund ist die Proportionalität von Drehzahl und Spannung (vgl. Induktionsgesetz 2.5). Die vorgenommenen Versuche zeigen

jedoch, dass nach Lockerung der Lagerschraube die Reibung im Lager zunimmt und die Rotordrehzahl schneller abnimmt (siehe Abb.36 ). Versuche die abgetasteten Spannungswerte auf Spannungswerte, für eine konstante Drehzahl umzurechnen führen nicht zu validen Ergebnissen.

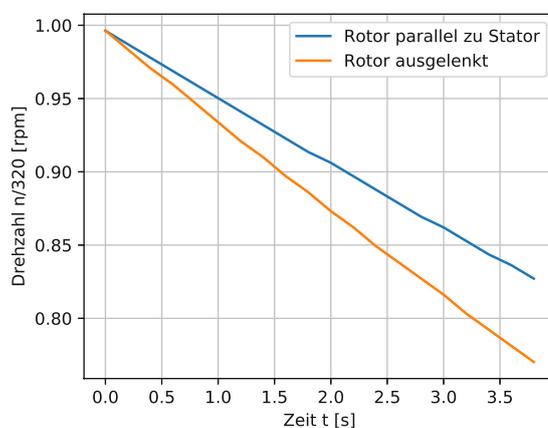


Abbildung 36: Drehzahlrückgang während dem Auslauf bei Rotorauslenkung und parallelen Anordnung von Rotor und Stator, Drehzahl zu Beginn  $n = 320 \text{ rpm}$

#### 9.1.4 Diskussion

Die Messungen in Kapitel 8.2.2 mit konstanter Drehzahl ergaben keine signifikanten Unterschiede der Generatorspannung mit Statorschrägstellung. Die Messungen mit abnehmender Drehzahl weisen auf eine geringe Veränderung der Spannung um etwa 0.1 V hin. Jedoch konnte diese Veränderungen nicht in gleicher Höhe bei allen Messungen festgestellt werden. Aufgrund der nicht eindeutigen Messergebnisse können, wie in Kapitel 8.2.2 keine Aussagen über die Veränderung der Generatorspannung bei Statorschrägstellung getroffen werden.

Die niedrige Variation der Messwerte bei paralleler Rotor und Stator Anordnung zeigt, dass die Drehzahlermittlung mittels ZC und DFT eine hohe Genauigkeit auszeichnet.

Die Verringerung der Generatorspannung bei ausgelenktem Rotor wird in Kapitel 8.2.3 gezeigt. Die starke Reibung im Lager bei gelockelter Radlagerschraube führt zu einer stärkeren Geschwindigkeitsabnahme beim Auslauf Rotors im Vergleich zum fehlerfreien Lager. Das erschwert den Vergleich der gemessenen Spannungen. Die Entwicklung eines Algorithmus für die Normierung der Spannung auf eine feste Drehzahl kann zukünftig den Vergleich ermöglichen.

## 9.2 Spektralanalyse der Generatorspannung

### 9.2.1 Methode

Für die Spektralanalyse werden die selben mit dem Oszilloskop aufgenommenen Spannungsverläufe untersucht, deren Effektivwerte im vorigen Abschnitt analysiert wurden. Die Methode sei hier noch einmal kurz zusammengefasst: Der Rotor wird mit einem Akkuschauber beschleunigt. Anschließend wird dieser entkoppelt und der Rotor läuft aus. Das Oszilloskop wird bei Unterschreitung der Drehzahl  $n \approx 150 \text{ rpm}$  getriggert. Die Klemmenspannung des leer laufenden Generator wird nach Triggerung für 5 Sekunden abgetastet.

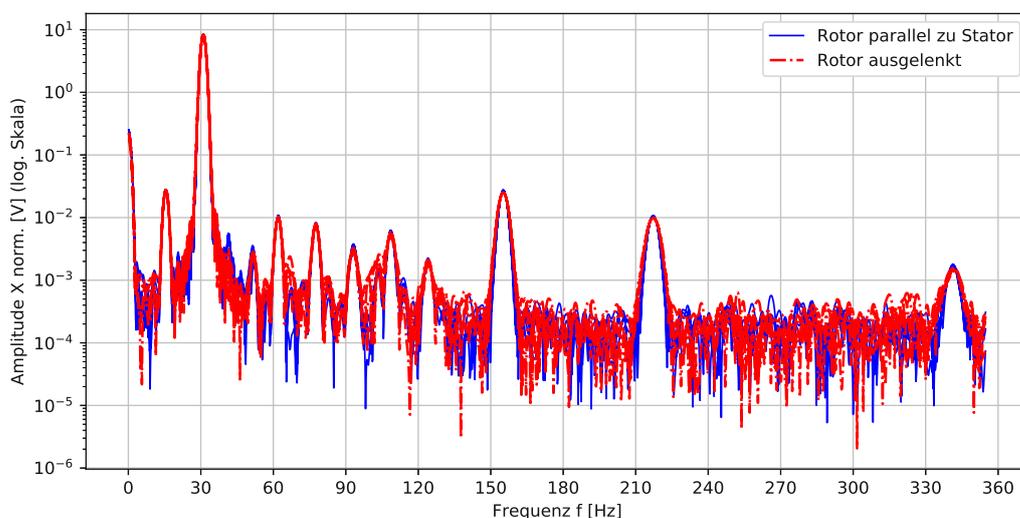
Da die Triggerung des Oszilloskops nicht ausreichend genau ist, um aus den Spannungssignalen vergleichbare Spektren zu erhalten, wird in den 5 sekundigen Aufnahmen nach einem ein Sekunden breiten Zeitfenster gesucht, in dem die durchschnittliche Drehzahl und damit die elektrische Frequenz  $f_{el} = 31 \text{ Hz}$  beträgt. Für die Ermittlung der Anfangszeit dieses Fensters wird das Spannungssignal sequentiell in  $2 \text{ ms}$  Abständen Fourier-transformiert und die durchschnittliche Frequenz ermittelt. So erhält man für jede Messung ein Zeitfenster in dem die durchschnittliche Drehzahl die gleiche ist. Aus den Signalen in diesen Zeitfenstern wird mittels DFT das Spektrum erstellt und normalisiert. Abschließend wird, gleich wie bei der Messdatenaufbereitung für die Spektralanalyse mit konstanter Drehzahl, das Spektrum in  $10 \text{ Hz}$  breite Frequenzbereiche zusammengefasst, indem die Amplituden innerhalb der Frequenzbereiche (eng. *bins*) summiert werden.

### 9.2.2 Ergebnisse

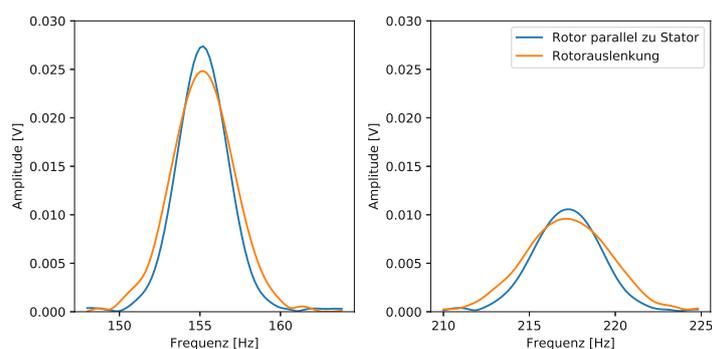
Die Diagramme 37a und 37c zeigen die verarbeiteten Messdaten. Bei Betrachtung des Spektrums lässt sich ein Unterschied zwischen paralleler und schräg gestellter Anordnung des Rotors erkennen. Zum einen unterscheidet sich der im Spektrum erkennbare Spitzenwert der Oberwellen und die Weite, mit der sich die in halbwellenform ausgedehnten Impulse der DFT im Spektrum zeigen. Der Vergleich der aufsummierten Amplituden der Frequenzbereiche rund um die charakteristischen Oberwellen ergibt ebenfalls eindeutige Unterschiede.

### 9.2.3 Auswirkung der Drehzahlabnahme auf das Spektrum

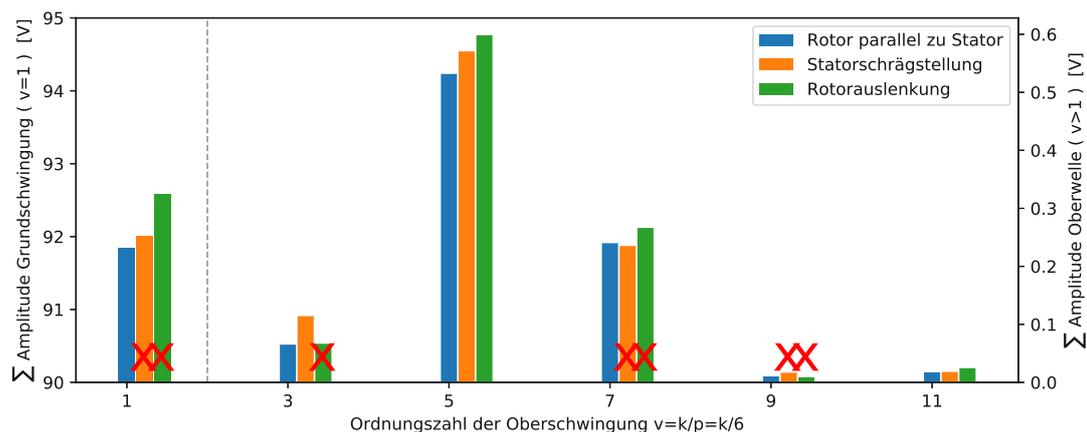
Die Form der verbreiteten Impulse der Oberwellen im Spektrum ist zum einen auf den Leckeffekt (siehe 7.7.3) zurückzuführen. Die Ursache für die stärkere „Verbreiterung“ der Ausschläge im Vergleich zum Spektrum der Messungen mit konstanter Drehzahl ist jedoch die stärkere Drehzahlabnahme im Fall der Rotorauslenkung. Die Erklärung liefert der genauere Blick auf die FT. Das Ergebnis der Fourier Transformation lässt sich vereinfacht beschreiben als die Multiplikation des abgetasteten Signals mit einer idealen Sinusschwingung. Das Produkt und die Frequenz der idealen Schwingung ist ein Wertepaar im Spektrum. Wenn die Grundfrequenz des Signals konstant ist, sind die Produkte aus den idealen Sinusschwingungen und des Signals globale (Grundwelle) und lokale (Oberwellen) Maxima im Spektrum. Der Leckeffekt verbreitert den Impuls im Spektrum, jedoch sind die Flanken zum Maximum steiler im Vergleich zu denen mit abnehmender Drehzahl. Wenn die Drehzahl fällt, sinkt ebenfalls die Frequenz des Signals in dem zu analysierenden Zeitfenster. Der Betrag des während der DFT gebildeten Produktes ist bereits von der höheren Anfangsfrequenz an vergleichsweise hoch und steigt bis zur mittleren Frequenz an, da dann die Werte der Sinusfunktion denen des Signals am ähnlichsten sind und somit das Produkt maximal wird. Daraufhin reduziert sich der Betrag des Produktes wieder. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass in dem vorhin besprochenen, die Amplitude des zu analysierenden Signals als konstant



(a) Spektrum aller Messungen mit ausgelenktem Rotor und paralleler Anordnung des Rotors zum Stator.



(b) Spektrum der 5. und 7. Oberwelle mit und ohne ausgelenktem Stator.



(c) Veränderung der Amplitude charakteristischer Oberwellen bei Rotorauslenkung und Statorschrägstellung. Dargestellt sind Mittelwerte mehrerer Messungen. Während den Messungen nimmt die Drehzahl ab. Rot ausgekreuzt sind Amplituden der Oberwellen, deren Verhalten (steigend/fallend) zur Amplitude der Grundwelle nicht mit dem aus der Messreihe mit konstanter Drehzahl übereinstimmt (siehe Abb. 33).

Abbildung 37: Ergebnisgrafiken der Messungen während des Rotor Auslaufs, mittlere Frequenz  $f_{el} \approx 31 \text{ Hz}$

angenommen wird. Bei einem Generator sinkt jedoch die Frequenz und die Amplitude des Signals mit abnehmender Drehzahl. In Folge dessen ist das im Spektrum ersichtliche Maximum nicht bei der mittleren Frequenz, sondern im Spektrum etwas nach links verschoben, da die Amplitude des Signals zu Beginn des Zeitfensters höher ist und damit auch das Produkt mit den idealen Schwingungen höherer Frequenz größer ist.

In den Ausschnitten aus dem Spektrum in Abbildung 37b im Bereich der 5. und 7. Oberwelle sind die vorhin erklärten, vergleichsweise steilen Flanken der Messungen mit paralleler Rotor-Stator-Anordnung zu erkennen. Der Spitzenwert der im Spektrum der parallelen Anordnung ist höher, da durch die, im Vergleich zur Rotorauslenkung, geringere Drehzahlabnahme das Signal über einen längeren Zeitraum dem idealen Sinus ähnlicher war, was den Wert des Produkts aus beidem erhöht. Der Frequenzbereich bzw. -breite des glockenförmigen Ausschlags im Spektrum erhöht sich mit der Ordnungszahl der Oberwelle, da diese proportional zur Grundwelle ist und sich eine Frequenzänderung dieser demnach proportional auf die Oberwellen auswirkt.

#### 9.2.4 Diskussion der Ergebnisse und der Methode

Bei der Betrachtung des Spektrums ist zunächst einmal festzustellen, dass die Spektren der einzelnen Messungen der jeweiligen Rotor Anordnung überwiegend identisch sind und somit die Reproduzierbarkeit und das Ziel, vergleichbare Spektren für die unterschiedlichen Rotoranordnungen zu erhalten, erreicht ist. Die Veränderung der Form der Generatorspannung und damit des Spektrums, bei ausgelenktem Rotor wird in Kapitel 8.3 mit konstanter Drehzahl ermittelt und soll der folgenden Diskussion als Grundlage dienen. Die abnehmende Drehzahl führt bildlich ausgedrückt zu einer Verzerrung des Spektrum und hier stellt sich die Frage, ob die Methode mit den Erkenntnissen aus dem Versuch mit konstanter Drehzahl die Erkennung der Rotorauslenkung ermöglicht. Dafür werden die Diagramme 33 und 37c, die die Beträge der Oberwellen darstellen, verglichen. Dafür wird die Tendenz der Amplitudensumme der einzelnen bins untereinander je nach Rotor-Stator Anordnung ermittelt. Diese wird mit dem Verhalten der Oberwellen bei konstanter Drehzahl in Abb. 33 verglichen. Wenn das Verhalten nicht überein stimmt, so werden die passenden Balken rot ausgekreuzt. Resultierend zeigen die Summen zu der 5. und 11. Oberwelle die Rotorauslenkung an.

Die Zusammenfassung des Spektrum in die sog. „bins“ wirkt sich hier entscheidend aus. Im Fall der 5. Oberwelle ist der Frequenzbereich von 10 Hz Breite gleich breit dem verbreiterten Impuls im Spektrum (siehe Abb. 37b). Im Spektrum ist die Summe der Amplituden in diesem Frequenzbereich bei Rotorauslenkung höher als die der parallelen Anordnung, was dem Resultat einer stärkeren 5. Oberwelle aus dem Versuch mit konstanter Drehzahl entspricht. Die Breite des „bins“ für die 7. Oberwelle ist mit 10 Hz zu schmal, da sich der Impuls des dazugehörigen Ausschlags im Spektrum stärker verbreitert, wie es vorherigen Abschnitt beschrieben wird. Die Summen, welche aus den Beträgen in dem Frequenzbereich gebildet werden, zeigen folglich nicht das gewünschte Ergebnis. Ein wichtiger Schritt für die Verbesserung der Methode ist daher die Vergrößerung der Frequenzbereiche mit der Ordnungszahl der Oberwelle.

### 9.3 Analyse des Zeitpunktes des Nulldurchgangs der Generatorspannung

Mit Verweis auf die Messungen des Nulldurchgangs der Generatorspannung (ZC) mit konstanter Drehzahl 8.4, soll an dieser Stelle kurz erwähnt werden, dass die Methode auch mit abnehmender Drehzahl keinen Rückschluss auf eine Auslenkung des Rotors durch einen Lagerschaden zulässt. Die Messwerte unterscheiden sich nicht von denen, die mit konstanter Drehzahl aufgenommen wurden, abgesehen von Effekten die auf die Drehzahländerung zurückzuführen sind. Die Auswertung der Messergebnisse mit abnehmender

Drehzahl lässt jedoch die Bestimmung des Drehwinkels des Rotors zu (siehe Abb. 34c). Die abnehmende Drehzahl bewirkt eine betragsmäßige Steigerung der zeitlichen Abweichung der Nulldurchgänge von der Regression. In der Heatmap Abb. 34c wird das durch die vertikale Farbänderung von hellgrün nach gelb und von blau nach violett sichtbar.

## 10 Eignung des Streufeldes als Eingangsgröße für die Zustandsüberwachung des Generators

Neben dem bisherigen Schwerpunkt auf der Analyse der Generatorspannung für die Zustandsüberwachung des Generators einer Piggott Kleinwindkraftanlage wird in diesem Kapitel der Fokus auf das Streufeld der Maschine gelegt. Das Streufeld ist der Teil des durch die Permanentmagnete hervorgerufenen Magnetfeldes, dessen Feldlinien sich über die Luft außerhalb des Generators schließen. Die räumliche Lage des Streufusses wird im Fall der APSM durch den Rotor bestimmt. Hier ist insbesondere die Lage der Magneten und der Rotorscheiben entscheidend, aus denen der Streufuss hinaus tritt. Wenn es in Folge eines Lagerschadens zur Rotorauslenkung kommt, dem in dieser Arbeit betrachteten Fehler, ändert sich die räumliche Lage des Rotors und damit die des Streufeldes.

Für die Messung von Magnetfeldern eignen sich Hall-Sensoren, die unter Anderem in Smartphones als elektronischer Kompass verwendet werden. Hall-Sensoren sind kostengünstig in Form von Millimeter großen Integrierten Schaltkreisen erhältlich. Die geringe Größe ermöglicht das Eingießen des Sensors in den Stator, der aus Epoxidharz besteht, und der niedrige Preis passt in den engen finanziellen Rahmen für ein Monitoring System für die Piggott Turbine.

Da dieser Sensortyp wegen den genannten Vorteilen nahezu prädestiniert für das Monitoring ist, jedoch nur wenige wissenschaftliche Arbeiten, wie u.A. [7], und keine Erfahrungen in der Kleinwindkraft Community vorhanden sind, sollen mit den Versuchen in diesem Kapitel grundlegende Fragestellungen geklärt und Herausforderungen identifiziert werden.

Bei allen Messungen ist der Generator im Leerlauf, sodass kein Statorstrom fließt und Ankerrückwirkungen ausgeschlossen werden können.

### 10.1 Funktionsweise von Hall-Sensoren

Der Kern eines Hall Sensors ist eine kleine Halbleiterplatte durch deren Längsseite ein konstanter Gleichstrom mit bekannter Stärke fließt. Wenn diese Leiterplatte zusätzlich von einem magnetischen Fluss senkrecht zum elektrischen Strom durchflossen wird, verändert die Lorentzkraft einseitig die Stromverteilung in der Halbleiterplatte. Zwischen den beiden zum Strom parallelen Kanten herrscht in Folge dessen ein Potentialunterschied, diese messbare Spannung wird als Hall-Spannung bezeichnet. Da die Stromstärke durch den Leiter bekannt und konstant ist, verhält sich die Hall-Spannung proportional zur Flussdichte [25].

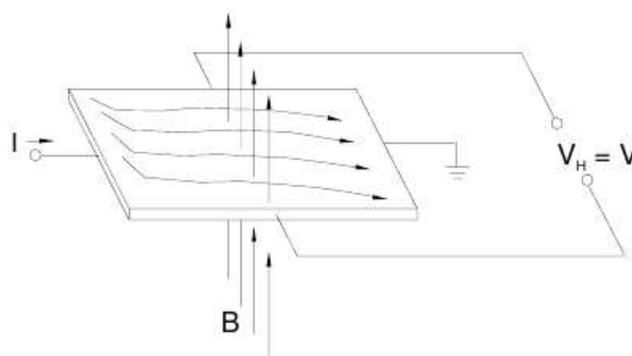


Abbildung 38: Messung der Hall-Spannung in einem Hall-Sensor [25]

Hall-Sensoren, die die Flussdichte und deren Richtung bestimmen können, bestehen aus mehreren

in verschiedenen Richtungen angeordneten Sensoren in einem Gehäuse, aus deren Messergebnissen der Betrag und die Richtung errechnet wird.

## 10.2 Kalibrierung von Hall-Sensoren

Bei der Messung des Streufeldes des Generators mit einem Hall-Sensor ist zu beachten, dass das Streufeld durch das Erdmagnetfeld, von anderen magnetischen Materialien und elektrischen Strömen gestört wird. Der Problematik der Störung des Erdmagnetfeldes bei der Anwendung von Hall-Sensoren als Kompass wird mit der Kalibrierung begegnet. Der Kalibrierungsalgorithmus erkennt Störungen des Feldes am Messort und rechnet diese anschließend aus dem Messergebnis heraus. Das Verstehen der Kalibrierung für die Kompassanwendung ermöglicht die Erkennung von Störungen des Streufeldes und fördert das Verständnis für die Messergebnisse des Hall-Sensors. Darum wird im folgenden darauf eingegangen.

Bei Verwendung eines Hall-Sensors als Kompass muss eine Kalibrierung am Anwendungsort vorgenommen werden. Ursache ist die Störung des Erdmagnetfeldes durch Materialien und Phänomene, die das Erdmagnetfeld lokal beeinflussen so z.B. hart-/weichmagnetische Materialien, elektrische Leitungen etc. [8].

Zusätzliche magnetische Kreise, die durch hartmagnetische Stoffe bzw. Dauermagnete oder konstante Ströme hervorgerufen werden, werden zum Erdmagnetfeld summiert und führen zu einem Offset behaftetem Messergebnis.

Weichmagnetische Stoffe hingegen verzerren das Erdmagnetfeld lokal, siehe Abbildung 39 .

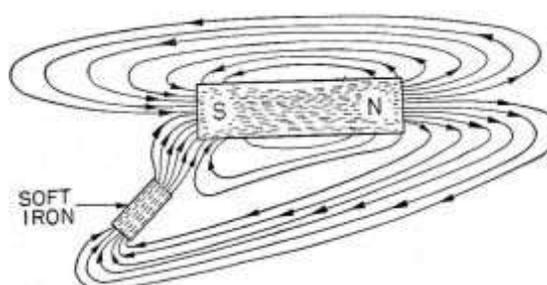


Abbildung 39: Beeinflussung eines Magnetfeldes durch einen weichmagnetischen Werkstoff [15]

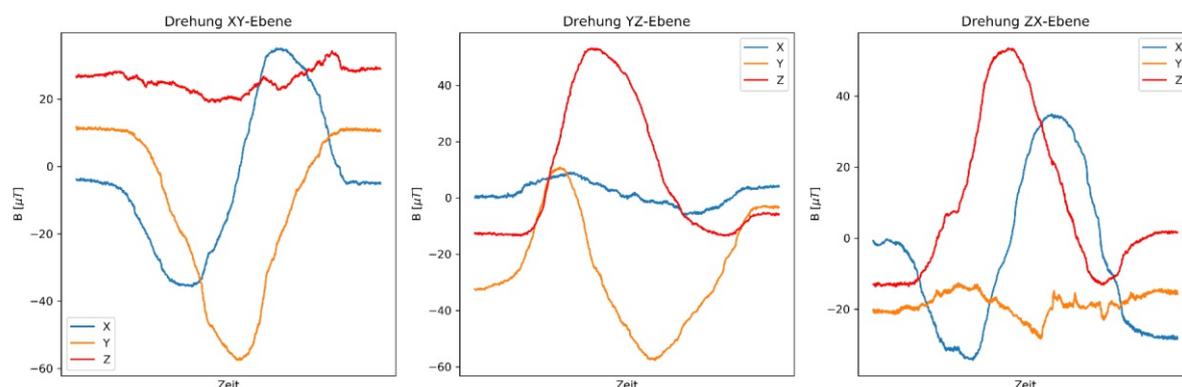
Ziel der Kalibrierung ist es die Auswirkungen beider Effekte auf das Messergebnis zu eliminieren. Das Prinzip des Kalibrierung-Algorithmus soll veranschaulicht werden, indem man die X,Y-Messergebnisse eines örtlich fixierten rotierenden Flussdichte Sensors plottet. Es entsteht ein Kreis mit konstantem Radius, da das Magnetfeld konstant in eine Richtung zeigt. Bei gemeinsamer Rotation des Sensors und eines hartmagnetischen Materials, ist das Ergebnis mit einem Offset überlagert, was zu einer Verschiebung des Mittelpunktes führt. Der Offset kann hier durch die geometrische Bestimmung des Kreismittelpunktes berechnet werden. Wenn man den Sensor mit einem weichmagnetischem Material zusammen rotieren lässt, ist die Beeinflussung des Materials richtungsabhängig und das Diagramm zeigt eine Ellipse [8]. Im Rahmen der Kalibrierung werden die passenden Transformationsparameter bestimmt, sodass der Betrag des Flusses konstant ist. Berechnungsformeln dafür werden in den Papern [8],[42] und [12] vorgestellt.

### 10.2.1 Kalibrierung des Hall-Sensors HMC5883L

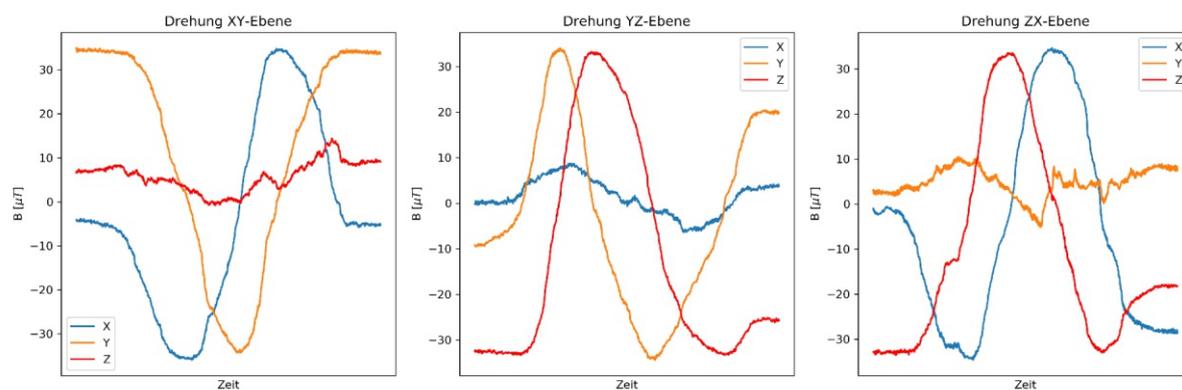
In diesem Abschnitt wird die Kalibrierung des Sensors GY-271 gezeigt, der später für Messungen am Generator verwendet wird.

Das Hall-Sensor Modul GY-271, dessen Herzstück der Sensor HMC5883L ist, wird über einen Arduino (via I2C) mit dem Computer (via USB) verbunden. Mit einer Abtastrate von circa 60 Hz werden Messwerte ( $B_x, B_y, B_z$ ) an den Computer gesendet und von diesem aufgezeichnet. Im folgenden werden drei Messreihen aufgenommen: Eine Drehung um  $360^\circ$  jeweils in der X-Y-Ebene, Y-Z-Ebene und Z-X-Ebene. Der Sensor befindet sich dabei auf einer fixen Position und wurde mit konstanter Geschwindigkeit händisch gedreht. Die Messwerte zeigt Abbildung 40a. An der Position des Sensors herrscht überwiegend das Erdmagnetfeld vor, dessen Betrag und Richtung konstant sind. Wenn der Sensor um die Z-Achse gedreht wird, zeichnen die Messergebnisse einen Kreis im X-Y-Diagramm 40c oder zwei zeitlich verschobene Sinus-Kurven bei der Darstellung des zeitlichen Verlaufs in Abb. 40b. Aufgrund von Beeinflussungen des magnetischen Feldes kommt es zu einem Offset bei den Messwerten in X, Y und Z- Richtung. Das zeigt 40c indem der Ursprung nicht der Mittelpunkt des Kreises ist, den die Messwerte bilden. In Abb. 40a erkennt man, dass die Sinuskurven nicht achsensymmetrisch zur Nulllinie sind. Mit der Formel 65 aus [12], die für alle Achsen anwendbar ist, wurde der Offset berechnet. Die kreisförmige Verteilung der Messpunkte in den Diagrammen 40c und der weitestgehend konstante Betrag in Abb. 40d zeigen, dass die Kalibrierung erfolgreich vorgenommen worden ist. Der Betrag der Flussdichte liegt im Bereich der Stärke des Erdmagnetfeldes bzw. dessen Flussdichte, die zwischen  $25 \mu T$  am Äquator und  $70 \mu T$  in Polnähe variiert [45].

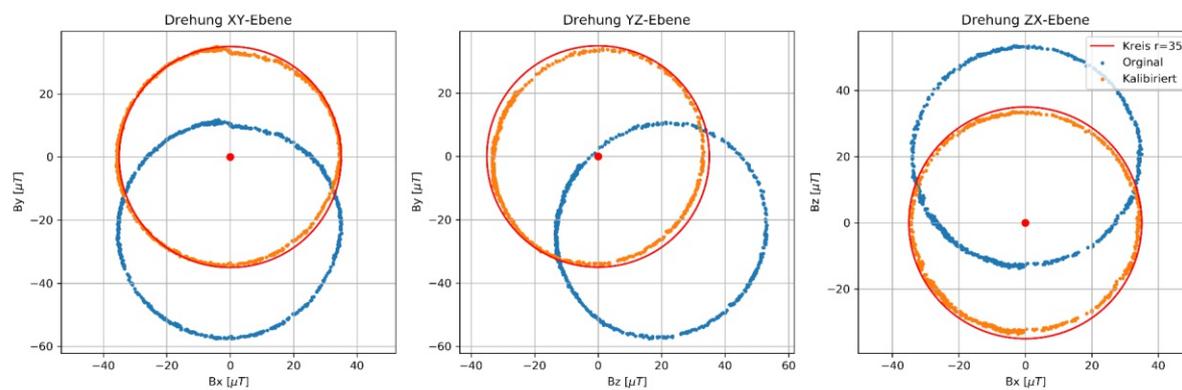
$$B_{x,Offset} = \frac{\max(B_x) + \min(B_x)}{2} \quad (65)$$



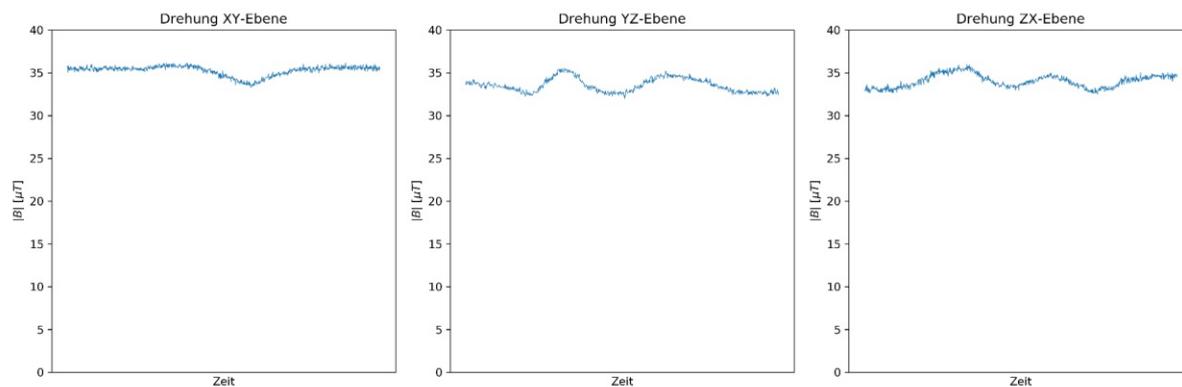
(a) Messwerte Hall-Sensor 1 Drehung des Sensors ohne Kalibrierung (Original)



(b) Hall-Sensor 1 Drehung des Sensors mit Kalibrierung (Subtraktion des Offsets)



(c) Betrag und Richtung des Feldes (2D und vom Ursprung ausgehend) mit und ohne Offset



(d) Betrag der Flussdichte (kalibrierte Messwerte)

Abbildung 40: Kalibrierung und Darstellung der Messwerte eines 3D Hall-Sensors

### 10.2.2 Temperatursensitivität

Es kommt zu temperaturbedingten Messabweichungen bei Hallsensoren. Zum einen gibt es einen temperaturabhängigen Offset im Ausgangssignal. Zum anderen verändert sich die Sensitivität linear. Das bedeutet, dass der Verstärkungsfaktor zwischen einer Änderung des Magnetfeldes und der Änderung des Ausgangssignal linear mit der Temperatur fällt (engl. *output gain*) [10]. Der *Sensitivity Temperaturecoefficient* gibt diese Änderungsrate an. Der *Sensitivity Temperaturecoefficient* des Hall Sensors HMC5883L beträgt  $-0.3 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$  [50].

### 10.3 Das Streufeld der APSM

Die erste Messung wird mit dem Hall-Sensor des Typs AK09918 eines Smartphones vorgenommen. Das Smartphone wird dafür mit circa 3 cm Abstand zum Rotor Umfang am Stator fixiert. Der Rotor wird langsam gedreht, während das Smartphone die Messwerte aufzeichnet. Anschließend werden die Messwerte geplottet.

Die Abbildung 41 zeigt schematisch das Streufeld entlang des Umfangs der Maschine.

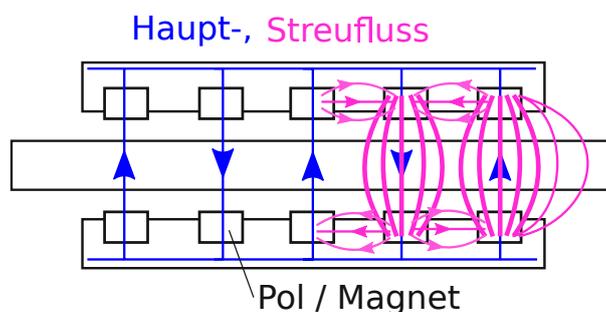


Abbildung 41: Skizze Hauptfluss und Streufeld der APSM

Betrachtet man einen Magneten unter der oberen Rotorscheibe, dann schließt sich der von diesem Pol mit hervorgerufene magnetische Kreis über die beiden Nachbarnpole unter der selben oberen Rotorscheibe und über den gegenüber liegenden Pol auf der unteren Rotorscheibe. Der Hauptfluss fließt durch die Rotorscheiben und den Luftspalt. Der Streufeldfluss fließt außerhalb der Maschine im Raum entlang des Umfangs.

Bei dreidimensionaler Visualisierung der Messwerte eines Hall-Sensors, der statorfest nahe dem Rand der oberen Rotorscheibe fixiert ist, ergeben sich kreisförmige Trajektorien für jeden Pol. Das bestätigt die vorhin getroffenen Aussagen über das Streufeld. Mit der Beobachtung der Messwerte entlang des Umfangs an charakteristischen Umfangspositionen lässt sich die Kreisform erklären.

Anhand einzelner Messpunkte soll im folgenden das Zustandekommen des ellipsenförmigen Messpunkteverlaufs erläutert werden. Die Orientierung des Hall-Sensors in Z-Richtung ist parallel zur Drehachse und damit parallel zum Fluss durch die Statorspulen. Die X-Ebene des Koordinatensystems des Sensors ist tangential zum Umfang. Senkrecht zu der Z- und X-Achse zeigt die Y-Achse in Richtung der Drehachse des Rotors. In Abbildung 42 passieren drei Pole den Sensor. Bei den Markierungen 2,4,6 in Abbildung 42 passiert jeweils ein Pol den Sensor und der Betrag der Flussdichte in Z-Richtung, die die beiden einen Pol bildenden gegenüberliegenden Magnete verbindet, ist maximal. Der Ausschlag ist auch in Y-Richtung maximal aufgrund der Biegung des Flusses am Ort des Sensors. Die Markierungen 3 und 5 zeigen auf Messpunkte an denen der Sensor den Streufeldfluss zwischen zwei Polen misst. Der Streufeldfluss fließt dabei

überwiegend entlang der Rotorplatten (parallel zur X-Achse). Wäre der Sensor auf halber Höhe zwischen den Rotoren nahe der Maschine positioniert, so wäre dort idealerweise kein Streufluss messbar.

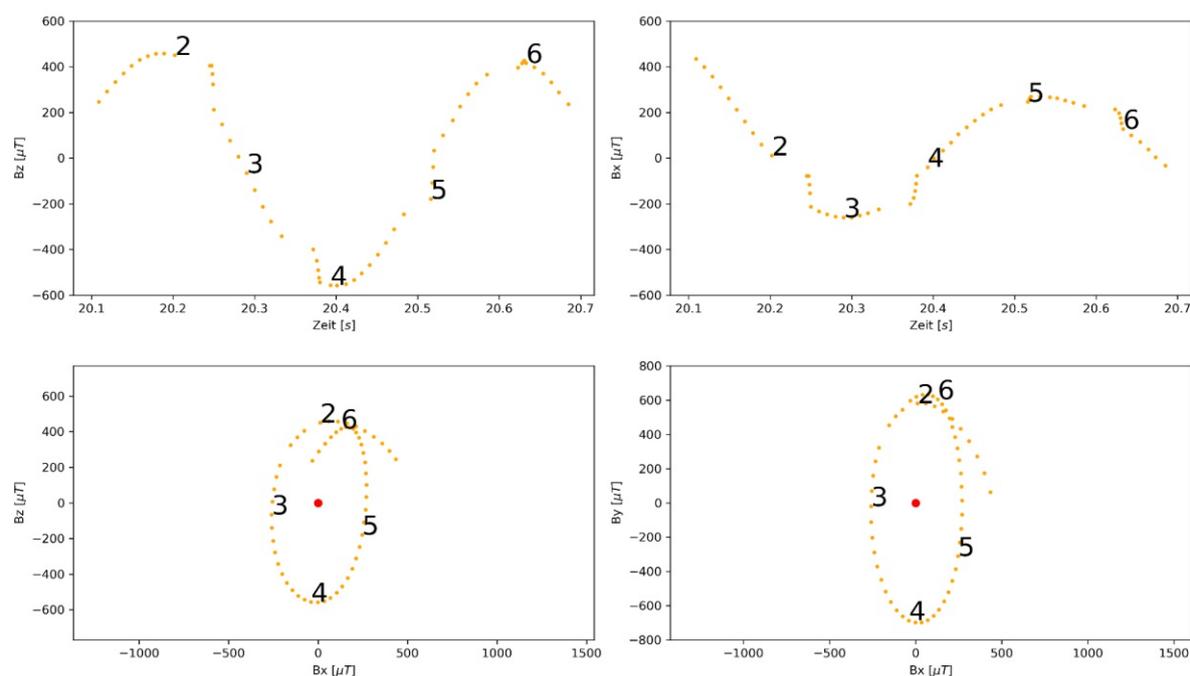


Abbildung 42: Zustandekommen der kreisförmigen Trajektorie des Flussdichte-Vektors eines am Stator fixierten Hall-Sensors.

## 10.4 Eignung des Streufeldes und des Sensors für die Erkennung der Rotorauslenkung

Im vorigen Abschnitt wurde das Streufeld der APSM beschrieben und die Messwerte eines im Streufeld befindlichen Hall-Sensors erklärt. In diesem Abschnitt sollen erste Antworten zu der Frage gefunden werden, inwieweit sich der Hall-Sensor und das Streufeld für die Erkennung der Rotorauslenkung eignen. Die Rotorauslenkung entspricht einer räumlichen Positionsänderung um wenige Millimeter des Rotors und damit des Streufeldes. Diese zu erkennen erfordert eine Veränderung des Feldes an dem Messpunkt und eine ausreichende Auflösung des Sensors. Beides soll mit zwei Messreihen untersucht werden.

### 10.4.1 Messaufbau und Methode

Die Abbildung 43 zeigt den Messaufbau bestehend aus dem Generator, dem Hall-Sensor HMC5883L und einem Infrarot-Sensor (IR). Mit dem IR-Sensor wird der Drehwinkel des Rotors erfasst. Der Hall-Sensor ist an dem Stator befestigt. Statt der Rotorauslenkung wird eine Schrägstellung des Hall-Sensors um circa  $1^\circ$  vorgenommen. Das entspricht der relativen räumlichen Änderung zwischen Rotor und Sensor, die bei einer schwachen Rotorauslenkung vorliegt. Mit der Unterlage eines Kabelbinders unter den Sensor wird die Schrägstellung des Sensors vorgenommen.

Es wird eine erste Messreihe aufgenommen, dann wird der Sensor schräg gestellt und eine zweite Messreihe aufgenommen. Anschließend werden die Messergebnisse visualisiert und es wird versucht den Winkel der Sensorschrägstellung aus den Messwerten zu errechnen.

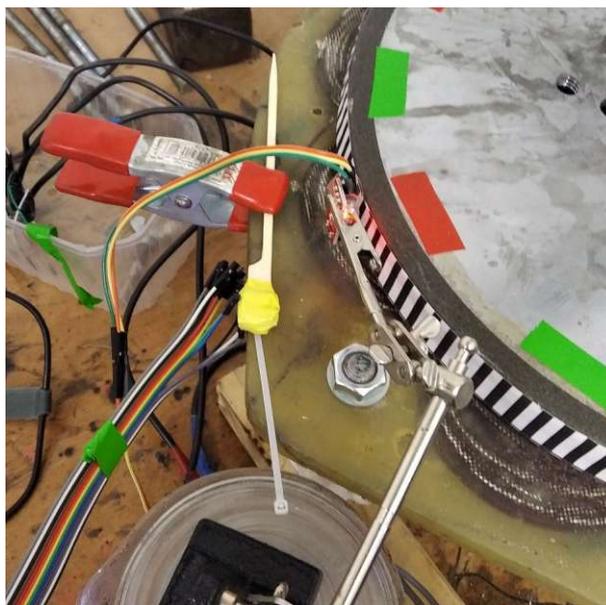


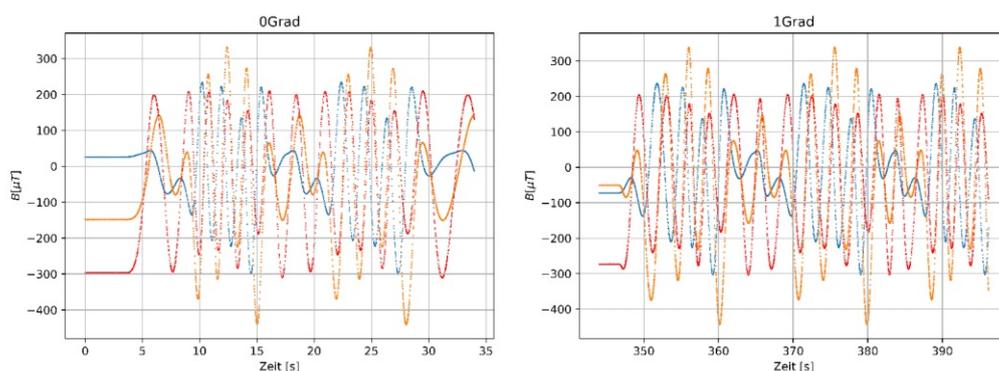
Abbildung 43: Der mit gelbem Band umwickelte und am Stator festgeklemmte Hall Sensor neben dem rot leuchtenden Infrarot Sensor.

#### 10.4.2 Messergebnisse

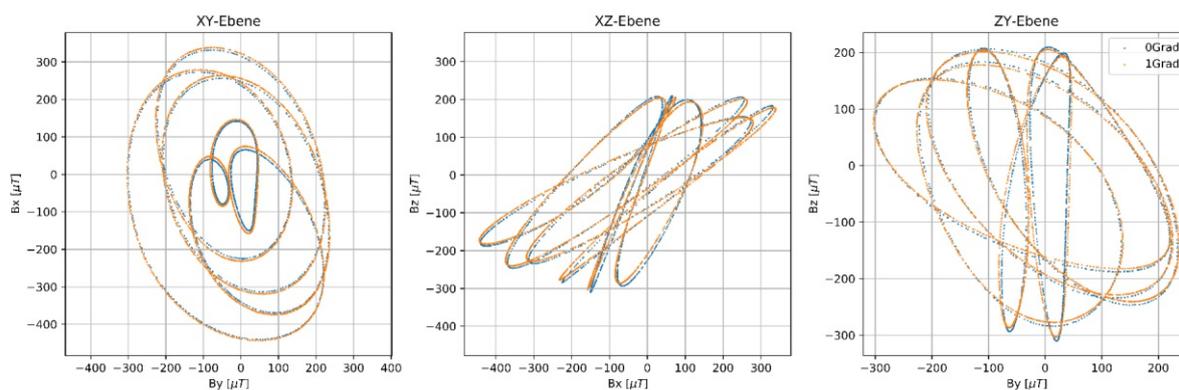
Die Messwerte geben den in Kapitel 10.3 beschriebenen Verlauf der Feldlinien des Streufeldes wieder. Der Offset, hervorgerufen durch das Erdmagnetfeld, wird aufgrund des geringen Betrags vernachlässigt. In den Plots (siehe Abb. 44b) der verschiedenen Ebenen sind 6 Kreise, hervorgerufen durch die 12 Pole, erkennbar. Die Kreise setzen sich aus Messwerten mehrerer Umdrehungen zusammen. Das zeigt, dass der Sensor bzw. der gesamte Versuchsaufbau reproduzierbare Messergebnisse liefert. Da nicht nur der Winkel, sondern auch die Höhe des Sensor durch das Unterlegen des 1 mm dicken Kabelbinders verändert wurde, wird der Sensor von horizontaler verlaufenden Feldlinien in der erhöhten Position geschnitten. Auf dem XZ-Plot bilden die Messpunkte der 1° Messreihe daher vergleichsweise horizontale Kreise. In der ZY-Ebene ist deutlich erkennbar, dass der maximale Betrag von  $B_Z$  ohne Auslenkung größer ist als mit Auslenkung. Das resultiert aus der Winkeländerung und der veränderten Position. Folgend die Berechnung der Winkeländerung anhand der Minima in der ZY-Ebene, hervorgerufen durch den Pol, der in Sekunde 17 und 364 den Sensor passiert:

$$\alpha = \arctan\left(\frac{B_{y1}}{B_{z1}}\right) - \arctan\left(\frac{B_{y0}}{B_{z0}}\right) \approx 0.2^\circ \quad (66)$$

Die Berechnung des Winkels in der ZY-Ebene (siehe Abb. 44b) zwischen der 0° und 1° Verstellung ergibt circa 0.2°.



(a) Messwerte links ohne und rechts mit Schrägstellung des Sensors, Messwerte von 2 und 3 Umdrehungen



(b) Messwerte im 2D Plot

Abbildung 44: Messergebnisse zu Kapitel 10.4

### 10.4.3 Diskussion

Der Versuch zeigt zum einen, dass sich die Richtung der Feldlinien des Streufeldes innerhalb eines Millimeters ändert und zum anderen, dass es mit einem preiswerten und handelsüblichen Hall-Sensor möglich ist, diese Veränderungen zu messen. Jedoch lässt sich der Anstellungswinkel des Sensors wegen der komplexen Form des Streufeldes nicht mit einer trivialen trigonometrischen Berechnung bestimmen. Hall-Sensoren eignen sich folglich für das Condition-Monitoring des Generators der Piggott-Windturbine. Die Herausforderung besteht dabei in der Entwicklung eines Algorithmus der die Rotorauslenkung anhand der drei dimensional komplexen Form des Streufeldes verlässlich erkennt.

## 11 Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Arbeit wurden Methoden für die Zustandsüberwachung des Generators der Piggott-Kleinwindkraftanlage erarbeitet. Der Generator dieser Anlage ist eine axial permanent erregte Synchronmaschine (APSM), die typischerweise in Handarbeit gefertigt wird. Für das einzige Lager der Anlage, das als gemeinsames Lager für den Generator und die Windturbine dient, wird ein Radlager eines Personenkraftwagens verwendet. Wenn sich die Radlagerschraube lockert, kippen die Rotorblätter und die beiden mit Permanentmagneten bestückten Rotorscheiben des Generators in Richtung Boden. Dabei kommt es zur Zerstörung des Stators, der zwischen den beiden Rotorscheiben befestigt ist, indem die Permanentmagneten gegen diesen stoßen und während der Rotation durch Schleifen Material vom Stator abtragen. Die Erkennung dieses Lagerfehlers mit Hilfe von Generatorgrößen ist der Kern der Arbeit. Der Effekt des beschriebenen Lagerfehlers wird in dieser Arbeit Rotorauslenkung genannt.

Das Condition Monitoring von Windkraftanlagen wird derzeit überwiegend mit Vibrationssensoren vorgenommen. Ziel dieser Arbeit ist jedoch die Fehlererkennung mittels Generatorgrößen, wie der Generatorspannung. Von Vorteil ist dabei der Wegfall von Sensoren an der Windkraftanlage. Der Fachbegriff für die Auswertung der Generatorspannung bzw. -strom im Rahmen des Condition Monitoring lautet *Electrical Signature Analysis* (ESA). Die in der Literatur dafür beschriebenen Methoden, wie die Fehlererkennung anhand der Veränderung des Effektivwertes der Spannung und die Spektralanalyse, wurden in dieser Arbeit angewendet.

Für die Reproduktion der Rotorauslenkung wurde ein Teststand aufgebaut, der die Positionierung des Generators gleich der auf dem Mast der Anlage und Messung mit und ohne Lagerfehler ermöglichte.

Anhand von Messergebnissen konnte gezeigt werden, dass sich die Generatorspannung bei ausgelenktem Rotor ändert. Im Bereich der Nenndrehzahl reduziert sich der Effektivwert der Generatorspannung im Leerlauf um 0,4 Volt. Im Spektrum der Spannung erhöhen sich die Amplituden der Oberwellen mit den Ordnungszahlen  $v = 3, 5, 9$ .

Diese Messergebnisse wurden mit konstanter Rotordrehzahl aufgenommen. Im Betrieb der Piggott-Kleinwindkraftanlage variiert die Drehzahl aufgrund des unbeständigen Windes in der geringen Nabenhöhe, wie es anhand von Betriebsdaten der Versuchsanlage der Universität für Bodenkultur Wien gezeigt wurde. So wurden im Hinblick auf die Entwicklung eines Condition Monitoring Systems der Spannungsverlauf des Generators mit ausgelenktem Rotor und sich verändernder Drehzahl analysiert und die Methode angepasst. Es konnte gezeigt werden, dass mittels Kurzzeit-Fourier-Transformation (STFT) der Generatorspannung mit abnehmender Drehzahl die Rotorauslenkung detektiert werden kann.

Zwei weitere, für die Zustandsüberwachung dienliche Erkenntnisse konnten während den Versuchsauswertungen gewonnen werden. Die Polteilung ist aufgrund baulicher Ungenauigkeiten nicht äquidistant. Wenn der Rotor mit Nenndrehzahl dreht, variiert der Zeitpunkt des Nulldurchgangs der Generatorspannung um circa  $50 \mu s$ . Die verschiedenen Zeitintervalle bilden ein Muster, anhand dessen der Drehwinkel des Rotors bestimmbar ist. Ein weiteres für die Erkennung der Rotorauslenkung dienliches Indiz, ist die stärkere Reibung im Lager nach der Lockerung der Radlagerschraube. Das ändert das Betriebsverhalten der Turbine.

Neben der Untersuchung der Generatorspannung als Eingangsgröße für die Zustandsüberwachung wurde das Streufeld der Maschine analysiert. Es wurde mit einem Hall-Sensor die Flussdichte des Streufeldes am Rand des Generators und die Form des Streufeldes ermittelt. Mit einem handelsüblichen und preiswerten Hall-Sensor konnte die Verschiebung des Streufeldes, wie sie die Rotorauslenkung bewirkt, detektiert werden. Dabei wurden die Herausforderungen für die Erstellung eines Algorithmus, der die Rotorauslenkung erkennen soll, deutlich. Für die Bestimmung des Winkels der Rotorauslenkung wird ein mehrdimensionales

Modell des Streufeldes benötigt, auf dessen Grundlage die Positionsbestimmung des Sensors zum Rotor erfolgen kann.

## 12 Ausblick

Im Rahmen der Arbeit wurde gezeigt, dass Generatorfehler der Piggott-Kleinwindkraftanlage anhand der Generatorspannung detektiert werden können. In dieser Arbeit wurden Messungen unter Laborbedingungen mit einem Motor als Antrieb für den Generator vorgenommen. Im Regelbetrieb wird der Generator von der Windturbine mit einer ständig schwankenden Drehzahl angetrieben. Der Einfluss der variablen Drehzahl und für die erfolgreiche Detektion von Generatorfehlern mit einem Monitoring System ist es zielführend den Einfluss der variablen Drehzahl und weiterer Faktoren auf die Eingangsgröße zu beachten. Die Störgrößen sind u.A. die Windgeschwindigkeit, der Generatorstrom, Vibrationen und der Einfluss von Kreiselkräften auf die Turbine mit den Rotorblättern [11]. Ein Feldversuch, bei dem die Generatorspannung, -strom und Vibrationen mit einem Oszilloskop aufgezeichnet und verschiedene Fehler herbeigeführt werden, kann wertvolle Messdaten liefern. Im Hinblick auf das Monitoring kann mit solchen Messdaten untersucht werden, inwieweit sich Vibrationen oder Fehler anderer Anlagenteile auf die Generatorspannung auswirken. Ähnliches konnte für einen Dieseldieselgeneratorsatz nachgewiesen werden [39].

Weiterführend von der in dieser Arbeit durchgeführten Fourier Analyse kann die Spannungsanalyse mit anderen Methoden, wie der Wavelet-Transformation in [2], untersucht werden.

Die Generatoren werden nahezu vollkommen in Handarbeit ohne Präzisionswerkzeuge hergestellt. Die Auswirkungen der baulichen Ungenauigkeiten auf die Generatorspannung und das Streufeld konnten in dieser Arbeit gezeigt werden. Für das Monitoring der KWKA können diese Abweichungen von Vorteil sein, um beispielsweise den Drehwinkel des Rotors bestimmen zu können. Auskunft, inwieweit bauliche Ungenauigkeiten die Regel sind und in welchem Maße sie auftreten, könnten Messreihen mit verschiedenen Generatoren von Piggott-Anlagen geben.

Wenn man den Blick auf die Ursache des Lagerfehlers wendet, so wäre zu untersuchen, welche mechanischen Lösungen für den Fehler der sich lockernenden Lageschraube existieren. Dafür könnte eine Marktanalyse vorgenommen und die Verwendung bestimmter Radlagertypen, Sicherungselemente o.Ä. geprüft werden. Mit gängigen Methoden konnte noch keine Lösung des Problems herbeigeführt werden [67].

Die Unterstützung der Forschung zu KWKA durch die KWKA-Community ist essentiell, da viele Hinweise und Impulse an Forschende aus der langjährigen Erfahrung im Betrieb von KWKA resultieren. Die Nutzung von einer passenden niederschweligen Software für kollaboratives Arbeiten und die Veröffentlichung von Messdaten sei daher empfohlen.

## Literatur

- [1] F Aswin, I Dwisaputra und R Afriansyah. „Online vibration monitoring system for rotating machinery based on 3-axis MEMS accelerometer“. In: *Journal of Physics: Conference Series* 1450 (Feb. 2020), S. 012109. ISSN: 1742-6588, 1742-6596. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1450/1/012109> (besucht am 07. 04. 2021).
- [2] John P. Barton und Simon J. Watson. „Analysis of electrical power data for condition monitoring of a small wind turbine“. In: *IET Renewable Power Generation* 7.4 (Juli 2013). Conference Name: IET Renewable Power Generation, S. 341–349. ISSN: 1752-1424.
- [3] Andreas Binder. *Elektrische Maschinen und Antriebe*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2012. ISBN: 978-3-540-71849-9 978-3-540-71850-5. URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-540-71850-5> (besucht am 24. 11. 2020).
- [4] Sophie Juliana Bittner. *Evaluierung von alternativen Leistungskurven von Windkraftanlagen im komplexen Gelände*. Wien, TechnUniv, Dipl-Arb, 2015.
- [5] Karl-Walter Bonfig. „Drehzahlsensoren“. In: *Sensortechnik*. Hrsg. von Hans-Rolf Tränkler und Leo Reindl. Series Title: VDI-Buch. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2014, S. 775–792. ISBN: 978-3-642-29941-4 978-3-642-29942-1. URL: [http://link.springer.com/10.1007/978-3-642-29942-1\\_12](http://link.springer.com/10.1007/978-3-642-29942-1_12) (besucht am 07. 04. 2021).
- [6] Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE). *Auftriebsläufer*. URL: [https://www.wind-energie.de/fileadmin/\\_processed\\_/4/9/csm\\_widerstands-auftriebslaeuer-luftdruck-an-einem-blatt\\_7d79ab1d76.png](https://www.wind-energie.de/fileadmin/_processed_/4/9/csm_widerstands-auftriebslaeuer-luftdruck-an-einem-blatt_7d79ab1d76.png) (besucht am 12. 10. 2021).
- [7] Andreas Buschbaum und Volker Plassmeier. „Angle measurement with a Hall effect sensor“. In: *Smart Materials and Structures* 16.4 (1. Aug. 2007), S. 1120–1124. ISSN: 0964-1726, 1361-665X. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/0964-1726/16/4/021> (besucht am 18. 02. 2021).
- [8] M.J. Caruso. „Applications of magnetic sensors for low cost compass systems“. In: *IEEE 2000. Position Location and Navigation Symposium (Cat. No.00CH37062)*. IEEE 2000. Position Locations and Navigation Symposium. San Diego, CA, USA: IEEE, 2000, S. 177–184. ISBN: 978-0-7803-5872-0. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/838300/> (besucht am 21. 02. 2021).
- [9] Seungdeog Choi u. a. „Fault Diagnosis Techniques for Permanent Magnet AC Machine and Drives—A Review of Current State of the Art“. In: *IEEE Transactions on Transportation Electrification* 4.2 (Juni 2018). Conference Name: IEEE Transactions on Transportation Electrification, S. 444–463. ISSN: 2332-7782.
- [10] Ivelina N. Cholakova u. a. „Temperature influence on Hall effect sensors characteristics“. In: *2012 20th Telecommunications Forum (TELFOR)*. 2012 20th Telecommunications Forum Telfor (TELFOR). Belgrade, Serbia: IEEE, Nov. 2012, S. 967–970. ISBN: 978-1-4673-2984-2 978-1-4673-2983-5 978-1-4673-2982-8. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6419370/> (besucht am 22. 02. 2021).
- [11] *CMS für Piggott Windturbinen; Telefonat*. Unter Mitarb. von M.Eng Jean Alinei. 9. März 2021.
- [12] *Compensating for Tilt, Hard-Iron, and Soft-Iron Effects*. FierceElectronics. URL: <https://www.fierceelectronics.com/components/compensating-for-tilt-hard-iron-and-soft-iron-effects> (besucht am 21. 02. 2021).
- [13] *Customer service forums Adafruit - ESP8266 Breakout crystal stability*. URL: <https://forums.adafruit.com/viewtopic.php?f=19&p=558861> (besucht am 22. 03. 2021).

- [14] Aran Eales. „Locally Manufactured Small Wind Turbines in Ethiopia“. In: *School of Architecture, Computing and Engineering University of East London* (Juli 2014), S. 149.
- [15] *Electricity - Basic Navy Training Courses, NAVPERS10622, Chapter 2 - Matter - RF Cafe*. URL: <http://www.rfcafe.com/references/Electricians-Mate-3-NAVPERS-10548/navy-training-electricians-mate-3-NAVPERS-10548-chapter-2.htm> (besucht am 21.02.2021).
- [16] *Electricity Consumption and Development Indicators*. Center For Global Development. URL: <https://www.cgdev.org/media/electricity-consumption-and-development-indicators> (besucht am 23.10.2021).
- [17] Espressif Systems IOT Team. *ESP8266 Datasheet EN v4.3*. 2015. URL: [https://www.openimpulse.com/blog/wp-content/uploads/wpsc/downloadables/0A-ESP8266\\_\\_Datasheet\\_\\_EN\\_v4.3.pdf](https://www.openimpulse.com/blog/wp-content/uploads/wpsc/downloadables/0A-ESP8266__Datasheet__EN_v4.3.pdf) (besucht am 22.03.2021).
- [18] R.Sune Eth und P. Usha. „Speed Control of Single Phase Induction Motor Using AC Chopper by Asymmetrical PWM Method“. In: *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering* 03.10 (30. Okt. 2014), S. 12415–12422. ISSN: 23203765, 22788875. URL: [http://www.ijareeie.com/upload/2014/october/19\\_Speed.pdf](http://www.ijareeie.com/upload/2014/october/19_Speed.pdf) (besucht am 07.04.2021).
- [19] Fausto Pedro García Márquez u. a. „Condition monitoring of wind turbines: Techniques and methods“. In: *Renewable Energy* 46 (Okt. 2012), S. 169–178. ISSN: 09601481. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148112001899> (besucht am 14.06.2020).
- [20] *Gespräch über den privaten Bau von Kleinwindkraftanlagen während dem Bürgerkrieg in Syrien*. Unter Mitarb. von M.Sc. Samhar Saleh. 9. Juni 2020.
- [21] Alexander Haas. *Magisterarbeit: Eine informationstechnische, didaktische Aufbereitung von ökonomischen Modellen des Erdölmarktes*. 26. Jan. 2011.
- [22] David Halliday. *Physik: Bachelor-Edition*. Unter Mitarb. von Robert Resnick und Jearl Walker. Bachelor Ed.. Weinheim: WILEY, 2007. ISBN: 978-3-527-40746-0.
- [23] Erich Hau. *Windkraftanlagen*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016. ISBN: 978-3-662-53153-2 978-3-662-53154-9. URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-53154-9> (besucht am 12.10.2021).
- [24] Herbert Grünbacher. *Digital Signal Processing, Digitale Signalverarbeitung VO 2 182.080*. URL: <https://ti.tuwien.ac.at/cps/teaching/courses/dspv/files/DFT-FFT.pdf> (besucht am 12.04.2021).
- [25] Honeywell Inc. „Hall Effect Sensing and Application“. In: *Sensing and Control* (), S. 126. URL: [www.honeywell.com/sensing](http://www.honeywell.com/sensing).
- [26] N Hosman. *Performance analysis and improvement of a small locally produced wind turbine for developing countries; Delft University of Technology*. 16. März 2012.
- [27] Hugh Piggott. *How to build a WIND TURBINE*. Mai 2003. URL: <https://scoraigwind.com/pirate%20oldies/Hugh%20Piggott%20Axial-flow%20PMG%20wind%20turbine%20May%202003.pdf> (besucht am 10.10.2021).
- [28] Cedar Lake Instruments. *OPB70DWZ Sensor for detecting thin lines | Cedar Lake Instruments*. URL: <https://www.cedarlakeinstruments.com/archives/797> (besucht am 10.04.2021).
- [29] Jonathan Schreiber. *Handout Workshop Piggot Windrad*. 2020. URL: [PureSelfMade.com](http://PureSelfMade.com).

- [30] Kurt Leonhartsberger und Kathrin Renz. *Kleinwindkraftreport Österreich 2015*, Institut für Erneuerbare Energie, FH Technikum Wien. 2015.
- [31] Larissa Zajicek. „SX Technology assessment and risk management for wind turbines“. Vorlesung. Vorlesung. Universität für Bodenkultur Wien. Wien, 30. März 2020.
- [32] K.C. Latoufis u. a. „Axial Flux Permanent Magnet Generator Design for Low Cost Manufacturing of Small Wind Turbines“. In: *Wind Engineering* 36.4 (Aug. 2012), S. 411–431. ISSN: 0309-524X, 2048-402X. URL: <http://journals.sagepub.com/doi/10.1260/0309-524X.36.4.411> (besucht am 23.01.2020).
- [33] Kostas Latoufis u. a. „Design of axial flux permanent magnet generators using various magnetic materials in locally manufactured small wind turbines“. In: *2016 XXII International Conference on Electrical Machines (ICEM)*. 2016 XXII International Conference on Electrical Machines (ICEM). Lausanne, Switzerland: IEEE, Sep. 2016, S. 1545–1551. ISBN: 978-1-5090-2538-1. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/7732729/> (besucht am 10.10.2020).
- [34] Kostas Latoufis u. a. „Holistic Design of Small-scale Stand-alone Wind Energy Conversion Systems Using Locally Manufactured Small Wind Turbines“. In: *Journal of Physics: Conference Series* 1618 (Sep. 2020), S. 042012. ISSN: 1742-6588, 1742-6596. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1618/4/042012> (besucht am 31.10.2021).
- [35] Fernando Puente León und Holgar Jäkel. *Signale und Systeme*. 6. Aufl. De Gruyter Studium, 2015. ISBN: 978-3-11-040385-5.
- [36] Jan Liersch. *Wirtschaftlichkeit und Vergütung von Kleinwindenergieanlagen*. Bundesverband WindEnergie e.V., 2010. URL: [https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/07-kleinwind/bwe\\_kwea\\_studie\\_liersch\\_final\\_2.pdf](https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/02-technik-und-netze/07-kleinwind/bwe_kwea_studie_liersch_final_2.pdf) (besucht am 01.11.2021).
- [37] A. López-González, B. Domenech und L. Ferrer-Martí. „Sustainability and design assessment of rural hybrid microgrids in Venezuela“. In: *Energy* 159 (Sep. 2018), S. 229–242. ISSN: 03605442. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544218312301> (besucht am 26.06.2020).
- [38] Lyan. *Lyan Klaipeda*. KLAIPEDA UNIVERSITY. URL: <https://www.emworks.com/media/pdfs/testimonials/Bachelors-Thesis.pdf> (besucht am 07.04.2021).
- [39] P. L. Mendonça u. a. „Detection and modelling of incipient failures in internal combustion engine driven generators using Electrical Signature Analysis“. In: *Electric Power Systems Research* 149 (1. Aug. 2017), S. 30–45. ISSN: 0378-7796. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779617301542> (besucht am 10.04.2021).
- [40] Oladapo Omotade Ogidi. „Modelling and Detection of Faults in Axial-Flux Permanent Magnet Machines“. Doctor of Philosophy. University of Cape Town, Dez. 2015.
- [41] OPTEK Technology Inc. *OPB739RWZ Datasheet*. Okt. 2016.
- [42] Talat Ozyagcilar. *Calibrating an eCompass in the Presence of Hard and Soft Iron Interference*. Nov. 2015.
- [43] Alexandre Pellicel, Gonçalo Cássio und Marco Aurélio A Lopes. „Intelligent Data Mining for Turbo-Generator Predictive Maintenance: An Approach in Real-World“. In: (), S. 12.

- [44] Univ. Leipzig Fakultät für Physik und Geowissenschaften. *E19, Fourier-Analyse, Fourier-Synthese, Aliasing*. URL: [https://home.uni-leipzig.de/prakphys/pdf/VersuchePhy/E-Lehre/E\\_19.pdf](https://home.uni-leipzig.de/prakphys/pdf/VersuchePhy/E-Lehre/E_19.pdf) (besucht am 14.04.2021).
- [45] Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB). *Geomagnetismus: Grundlagen zum Erdmagnetfeld*. URL: [https://www.ptb.de/cms/fileadmin/internet/fachabteilungen/abteilung\\_2/2.5\\_halfbleiterphysik\\_und\\_magnetismus/2.51/Geomagnetismus.pdf](https://www.ptb.de/cms/fileadmin/internet/fachabteilungen/abteilung_2/2.5_halfbleiterphysik_und_magnetismus/2.51/Geomagnetismus.pdf) (besucht am 14.11.2020).
- [46] Prof.Dr. Erich Schmidt. *Skript der Vorlesung über Elektrische Maschinen*. 2021.
- [47] Prof.Dr.M.Schrödel. *Maschinen und Antriebe VU370.015*. 2017.
- [48] Prof.Dr.M.Schrödel. *Labor Elektrische Antriebe - Skriptum zur Laborübung*. 2019.
- [49] *Python Pillow*. URL: <https://python-pillow.org/> (besucht am 08.04.2021).
- [50] *RigacciOrg/py-qmc5883l*. GitHub. URL: <https://github.com/RigacciOrg/py-qmc5883l> (besucht am 22.02.2021).
- [51] Francois Gerhardus Rossouw. *Analysis and Design of Axial Flux Permanent Magnet Wind Generator System for Direct Battery Charging Applications*. Master Thesis. South Africa: Stellenbosch University, März 2009, S. 140.
- [52] Wiehan le Roux, Ronald G. Harley und Thomas G. Habetler. „Detecting Rotor Faults in Low Power Permanent Magnet Synchronous Machines“. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 22.1 (Jan. 2007). Conference Name: IEEE Transactions on Power Electronics, S. 322–328. ISSN: 1941-0107.
- [53] Rural Electrification Research Group. *OpenAFPM\_Flow\_chart\_v2\_3*. URL: [https://openafpm.net/sites/default/files/pages/OpenAFPM\\_Flow\\_chart\\_v2\\_3.png](https://openafpm.net/sites/default/files/pages/OpenAFPM_Flow_chart_v2_3.png) (besucht am 10.10.2020).
- [54] Mike Rycroft und EE Publishers. „Electrical signature analysis and alternator condition monitoring“. In: *energize - October 2018 - Page 43* (), S. 4.
- [55] S.Gsänger und J.Pitteloud. *Small Wind World Report 2016. Tech. rept. World Wind Energy Association, Bonn, Germany*. 2016.
- [56] SKF GmbH. *SKF MI-537928 Montageanleitung*. URL: <https://www.vwpolo6n.de/tipsundtricks/anleitungen/radlager/13.jpg> (besucht am 18.10.2021).
- [57] Georgios A. Skrimpas, Kun S. Marhadi und Bogi B. Jensen. „Automatic mechanical fault assessment of small wind energy systems in microgrids using electric signature analysis“. In: *IEEE PES ISGT Europe 2013*. IEEE PES ISGT Europe 2013. ISSN: 2165-4824. Okt. 2013, S. 1–5.
- [58] Stefanie Loos. *Fotografien Workshop PureSelfMade Jonathan Schreiber , Cobstedt (DE)*. 2020.
- [59] Jon Sumanik-Leary u. a. *POWER CURVE MEASUREMENTS OF LOCALLY MANUFACTURED SMALL WIND TURBINES*. th Proceedings of 8 PhD Seminar on Wind Energy in Europe. ETH Zurich, Switzerland, 2012.
- [60] Jon Sumanik-Leary u. a. *LOCALLY MANUFACTURED SMALL WIND TURBINES – HOW DO THEY COMPARE TO COMMERCIAL MACHINES?* Uppsala University Campus Gotland, Sweden, 2013, S. 5.
- [61] *Telefonat Anfrage Sensor OPB70DWZ*. Unter Mitarb. von Neumüller Elektronik GmbH und Kundendienst. 12. Apr. 2021.
- [62] *The usage of clock circuit in micro controller chip?* ResearchGate. URL: <https://www.researchgate.net/post/The-usage-of-clock-circuit-in-micro-controller-chip> (besucht am 22.03.2021).

- [63] Thomas Krüger. *Konstantstromquelle - Immer das Gleiche*. URL: <http://www.dieelektronikerseite.de/Lectons/Konstantstromquelle%20-%20Immer%20das%20Gleiche.htm> (besucht am 27. 11. 2020).
- [64] United Nations Development Programme (UNDP). *Energy for Sustainable Development: Linkages, Impacts and Indicators*. 2006.
- [65] *WEMOS D1 R1 — PlatformIO 5.0.4a2 documentation*. URL: <https://docs.platformio.org/en/latest/boards/espressif8266/d1.html> (besucht am 19. 11. 2020).
- [66] *Windrad THF - Hinnerk Beetz*. URL: <https://hinnerkbeetz.net/Windrad-THF> (besucht am 03. 03. 2021).
- [67] *Workshop und Gespräche*. Unter Mitarb. von Jonathan Schreiber und Pure Selfmade. 2020.
- [68] D Zappalá u. a. „Non-intrusive torque measurement for rotating shafts using optical sensing of zebra-tapes“. In: *Measurement Science and Technology* 29.6 (1. Juni 2018), S. 065207. ISSN: 0957-0233, 1361-6501. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1361-6501/aab74a> (besucht am 08. 04. 2021).

## Abbildungsverzeichnis

1	Korrelation des HDI und der Nutzung elektrischer Energie [16] . . . . .	10
2	Anzahl und installierte Leistung von KWKA nach Ländern [55] . . . . .	11
3	An einem Auftriebsläufer wirkende Kräfte [6] . . . . .	14
4	Die Rotorleistungskennlinie für Auftriebsläufer und Ursachen für deren Abweichen vom theoretischen Maximum [23, S. 102]. . . . .	15
5	Strömungsablösung bei zunehmender Windgeschwindigkeit, konstanter Drehzahl und gleichem Blatteinstellwinkel [23, S.121] . . . . .	16
6	Furling System der Piggott-Turbine, links das Rohr zur Windfahne, unten der Mast [34] .	18
7	Blockdiagramm der elektrischen Komponenten der Piggott-Turbine für den Inselbetrieb [32]	18
8	Herstellung des Stators des Generators [58] . . . . .	19
9	Leistungskennlinie und Leistungsbeiwerte einer Piggott-Turbine mit einem Rotordurchmesser von 1.8 m [59][26] . . . . .	19
10	Ersatzschaltbild des Systems Piggott-Turbine mit Batterie [51] . . . . .	22
11	Zeigerdiagramm der Spannungen des Systems Piggott-Turbine mit Batterie [51] . . . . .	23
12	Abhängigkeiten bei der elektrischen Auslegung des Generators mit der Software <i>openAFPM</i> [53] . . . . .	24
13	Piggott-Turbine auf der Versuchswirtschaft Groß-Enzersdorf der BOKU Wien, September 2021 . . . . .	26
14	Betriebsdaten der BOKU Piggott-KWKA vom 14.07.21 bis 22.09.21 . . . . .	28
15	Radlager mit Trommelbremse und Radlagerschraube bzw. Mutter [56] . . . . .	32
16	Luftspalt des APSM Generators, unten Radlager [58] . . . . .	33
17	Blick auf den Stator mit rostroten Spulen und das Lager der APSM ohne vordere Rotor-scheibe und Lagerschutzklappe . . . . .	34
18	Schematischer Aufbau Generator, die eingezeichnete Statorachse dient als Hilfslinie zur Darstellung der Rotorauslenkung . . . . .	35
19	Skizze zur Berechnung der maximalen Rotorauslenkung . . . . .	36
20	Skizze zur Berechnung der maximalen Statorschrägstellung . . . . .	36
21	Vergleich zwischen Rotorauslenkung und Statorschrägstellung anhand von drei Punkten aus Abb. 22 . . . . .	36
22	Skizzen zum Vergleich und der Berechnung . . . . .	37
23	Messung des Winkels der Rotorauslenkung und der Statorschrägstellung mit einer Schublehre	39
24	Simulation der APSM entlang des Umfangs . . . . .	42
25	Veränderung der Position des Stators im Hauptfeld der Maschine bei Rotorauslenkung . .	43
26	IR-Sensor und Markierungen (sog. Zebrascheibe) . . . . .	46
27	Spannungssignalverlauf IR Sensor OPB743 bei hoher Drehzahl (5V/Div, 144 Markierungen/Umdrehung, grün:Analog-, gelb: Digitalsignal) . . . . .	47
28	Beschleunigung und anschließender Auslauf des Rotors, Zeitdifferenzen zwischen 144 Markierungen auf Rotorscheibe, gemessen mit IR-Sensor TCRT5000 . . . . .	48
29	Teststand mit Akkuschauber und Labornetzteil (unten rechts) für den Antrieb des Generators mit konstanter Drehzahl . . . . .	50
30	Verlauf und Spektrum der Rechteck Fensterfunktion [44] . . . . .	53
31	Veranschaulichung Zero-Padding [35, Abb 5.34] . . . . .	53

32	Vergleich der Generatorspannung (Effektivwert) mit und ohne Änderung der Rotorposition, $n = 5.17 \text{ 1/s}$ . . . . .	55
33	Veränderung der Amplitude charakteristischer Oberwellen bei Rotorauslenkung und Statorschrägstellung, Mittelwerte mehrerer Messungen . . . . .	57
34	Abweichungen des Zeitpunktes der Nulldurchgänge (ZC) der Generatorspannung von dem mittels Regression ermittelten erwarteten Zeitpunkt . . . . .	58
35	Vergleich der Generatorspannung (Effektivwerte) zwischen Statorschrägstellung und fehlerfreier paralleler Anordnung von Rotor und Stator . . . . .	61
36	Drehzahlrückgang während dem Auslaufs bei Rotorauslenkung und parallelen Anordnung von Rotor und Stator, Drehzahl zu Beginn $n = 320 \text{ rpm}$ . . . . .	62
37	Ergebnisgrafiken der Messungen während des Rotor Auslaufs, mittlere Frequenz $f_{el} \approx 31 \text{ Hz}$	64
38	Messung der Hall-Spannung in einem Hall-Sensor [25] . . . . .	67
39	Beeinflussung eines Magnetfeldes durch einen weichmagnetischen Werkstoff [15] . . . . .	68
40	Kalibrierung und Darstellung der Messwerte eines 3D Hall-Sensors . . . . .	70
41	Skizze Hauptfluss und Streufluss der APSM . . . . .	71
42	Zustandekommen der kreisförmigen Trajektorie des Flussdichte-Vektors eines am Stator fixierten Hall-Sensors. . . . .	72
43	Der mit gelbem Band umwickelte und am Stator festgeklemmte Hall Sensor neben dem rot leuchtenden Infrarot Sensor. . . . .	73
44	Messergebnisse zu Kapitel 10.4 . . . . .	74

## Akronyme

Abb.	Abbildung
APSM	Axial Permanenterregte Synchronmaschine
AFPMSG	Axial Flux Permanent Magnet Synchronous Generator
BOKU	Universität für Bodenkultur Wien
CMS	Condition Monitoring System
CWT	Kontinuierliche Wavelet Transformation
DI	Digitaler Mikrocontroller Eingang (engl. Digital Input)
DFT	Diskrete-Fourier-Transformation
EPVA	Extended Park's Vector Approach
ESA	Electrical Signature Analysis
ESB	Ersatzschaltbild
FEMM	Finite Element Method Magnetics (Software)
FFT	Fast Fourier Transformation
FT	Fourier Transformation
HDI	Human Development Index
ISR	Interrupt Service Routine
KOS	Koordinatensystem
KWKA	Kleinwindkraftanlage
LCA	Umweltbilanz (engl. Live Cycle Analysis)
LCOE	Stromgestehungskosten (engl. Levelized Cost of Energy)
LSB	Least significant bit
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
ODR	Datenausgabegeschwindigkeit (engl. Data Output Rate)
PV	Photovoltaik
STFT	Kurzzeit Fourier Transformation
VWG	Versuchswirtschaft Groß-Enzersdorf der BOKU Wien
ZC	Nulldurchgang des Spannungsverlaufs (engl. Zero-Crossing)

## Formelzeichen

$A$	Querschnittsfläche
$B_\sigma$	Flussdichte im Luftspalt
$B_x$	Flussdichte in X-Richtung
$c_P$	Leistungsbeiwert
$E$	Energie
$F$	Kraft
$f_A$	Abtastfrequenz
$\Delta f$	Beobachtungsfrequenz
$f_{el}$	Frequenz der Generatorspannung
$I$	Strom
$I_A$	Ankerstrom
$J$	Trägheitsmoment
$k$	Maschinenkonstante
$K$	kinetische Energie
$l_s$	Induktivität Stator (normiert)
$\dot{m}$	Massenstrom
$n$	Drehzahl
$N$	Anzahl der Samples
$n_N$	Nenndrehzahl
$p$	Polpaarzahl
$P$	Leistung
$P_{air}$	max. Leistung des Luft-Massenstroms
$q$	Anzahl Spulen je Strang
$R_A$	Ankerwiderstand
$r_s$	Statorwiderstand (normiert)
$R_{turb}$	Turbinenradius
$t$	Zeit
$T_0$	Beobachtungszeit
$U$	Spannung
$u$	Umfangsgeschwindigkeit an der Rotorblattspitze
$U_A$	Ankerspannung
$U_{Batt}$	Batteriespannung
$U_F$	Flussspannung Diode
$U_{Gen}$	Generator Klemmenspannung
$U_{GenN}$	Nennspannung Generator
$u_i$	induzierte Spannung
$v$	Strömungsgeschwindigkeit
$v'$	Durchströmungsgeschwindigkeit
$v$	Ordnungszahl einer Oberwelle
$V_\sigma$	magnetische Spannung im Luftspalt

$x$	Umfangskoordinate
$z$	Gesamtleiterzahl
$\alpha$	Anströmungswinkel
$\gamma$	elektrischer Umfangswinkel
$\lambda$	Schnelllaufzahl
$\mu_0$	Vakuumpermeabilität
$\omega$	Winkelgeschwindigkeit
$\omega_f$	Winkelgeschwindigkeit am Ende
$\omega_i$	Winkelgeschwindigkeit zu Beginn
$\rho$	Luftdichte
$\tau_P$	Polteilung

Für die Beschreibung der für die geometrische Berechnung der Rotorauslenkung verwendeten Formelzeichen wie  $c, r, y, z, \beta, \Gamma$  sei auf Tabelle 2 verwiesen.