

BACHELORTHESIS

Franz Schlecht

Sonnennachführung von PV-Modulen

FAKULTÄT TECHNIK UND INFORMATIK

Department Informations- und Elektrotechnik

Faculty of Engineering and Computer Science

Department of Information and Electrical Engineering

Franz Schlecht

Sonnennachführung von PV-Modulen

Bachelorthesis eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung
im Studiengang Regenerative Energiesysteme und Energiemanagement
am Department Informations- und Elektrotechnik
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer : Prof. Dr. Frerk Haase
Zweitgutachter : Prof. Dr. Martin Lapke

Abgegeben am 10. August 2023

Franz Schlecht

Thema der Bachelorthesis

Sonnennachführung von PV-Modulen

Stichworte

Photovoltaik, regenerative Energien, Sonnennachführung, Solar-Tracking, PVsyst, Simulation, Prototyp, Azimutnachführung, Sonnenazimut, Höhenwinkel

Kurzzusammenfassung

Diese Arbeit beschreibt die unterschiedlichen Arten der Sonnennachführung von PV-Modulen. Mithilfe einer Simulation werden diese miteinander verglichen. Im Anschluss wird ein Prototyp entworfen und aufgebaut der ein Solarmodul der Sonne nachführt

Franz Schlecht

Title of the paper

Solartracking of photovoltaic modules

Keywords

Photovoltaics, regenerative energies, sun tracking, solar tracking, PVsyst, simulation, prototype, azimuth tracking, sun azimuth, elevation angle

Abstract

Inside this report the different types of sun tracking of PV modules. These are compared with each other using a simulation. A prototype is then designed and built, which tracks the sun with a solar module to track the sun.

Abkürzungsverzeichnis

kWh.....	Kilowattstunden
kWp.....	Kilowatt-peak
MESZ.....	mitteleuropäische Sommerzeit
MEZ.....	mitteleuropäische Zeit
MOZ.....	mittlere Ortszeit
PV.....	Photovoltaik
UTC.....	Universal Time Coordinated
WOZ.....	wahre Ortszeit

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Isolatoren, Halbleiter und Leiter im Bändermodell.....	5
Abbildung 2: Siliziumkristall (Si) n-dotiert mit Phosphor (P)	6
Abbildung 3: Aufbau einer Solarzelle aus n- und p-dotierter Halbleiterschicht mit Raumladungszone	6
Abbildung 4: Ladungstrennung in der Raumladungszone bei Lichteinstrahlung	7
Abbildung 5: Sonnenstandsdiagramm an einem Standort 53,5404° nördlicher Breite (HafenCity Hamburg)	8
Abbildung 6: Auswirkung von Neigungs- und Azimutwinkel auf die einfallende Solarstrahlung am Beispiel Berlin	9
Abbildung 7: Auslegung des Simulierten PV-Systems	11
Abbildung 8: Ausrichtung des nicht nachgeführten Referenzsystems.....	12
Abbildung 9: Nachführung von PV-Modulen entlang einer geneigten Achse ...	13
Abbildung 10: Einstellung der Parameter für die Nachführung entlang einer geneigten Achse	14
Abbildung 11: Azimutnachführung von eines PV-Moduls.....	15
Abbildung 12: Ausrichtung des nach dem Azimut nachgeführten Systems	16
Abbildung 13: Darstellung von zwei nachgeführten PV-Systemen.....	17
Abbildung 14: Einstellung der Parameter für eine zweiachsige Sonnennachführung.....	18
Abbildung 15: Entwurf des Modulträgers mit horizontaler Drehachse.....	21
Abbildung 16: Modulträger auf Grundplatte mit Zahnriemenscheibe	22
Abbildung 17: Schrittmotor NEMA 17GM mit Getriebe und Zahnscheibe	23
Abbildung 18: Schrittmotor und Zahnriemen zur Kraftübertragung auf die horizontale Achse.....	24
Abbildung 19: Azimutantrieb	25
Abbildung 20: Verbessertr Antrieb der horizontalen Achse	31

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	II
Inhaltsverzeichnis.....	III
1 Einleitung.....	1
1.1 Motivation.....	2
1.2 Grenzen der Arbeit.....	3
2 Technische Grundlagen.....	4
2.1 Funktionsprinzip der Solarzelle	4
2.2 Relevante Winkel	8
3 Sonnennachführung von PV-Modulen.....	10
3.1 Einachsige Nachführung entlang einer schrägen Nord-Süd-Achse	13
3.2 Einachsige vertikale Nachführung.....	15
3.3 Zweiachsige Nachführung.....	18
4 Aufbau eines Modells zur Sonnennachführung	20
4.1 Designentscheidung und Aufbau des Trägergestells	21
4.2 Antrieb.....	23
4.3 Algorithmik	26
4.4 Ökonomische Betrachtung.....	29
4.5 Technisches Fazit	31
5 Fazit.....	33
Literaturverzeichnis	35
Elektronischer Anhang	37
Anhangsverzeichnis	IV

1 Einleitung

Ein Leben ohne Elektrizität ist in der heutigen Zeit aufgrund der enormen Abhängigkeit kaum noch vorstellbar. Woher der Strom kommt, war lange Zeit nebensächlich, doch hat sich die Einstellung der Bevölkerung zur Stromgewinnung grundsätzlich geändert. Es besteht der Wunsch nach Energie aus erneuerbaren Rohstoffen, um dem Klimawandel entgegenzuwirken und nach Tschernobyl (26. April 1986) und Fukushima (11. März 2011) weitere nukleare Katastrophen zu verhindern. Aus diesen Gründen setzt man in Deutschland, aber auch weltweit verstärkt auf die Stromproduktion durch Windkraft, Photovoltaik, Biomasse und weiteren erneuerbaren Energiequellen.

Im Jahr 2022 betrug der Anteil des Endenergieverbrauchs aus regenerativen Quellen in Deutschland 20,4 %. Im Stromsektor hatten die erneuerbaren Energien einen Anteil von 46,2 % des Bruttostromverbrauchs [1]. Da es nur wenig Möglichkeiten für den weiteren Ausbau der Wasserkraft in Deutschland gibt, ist ein verstärkter Ausbau von Wind- und Photovoltaikkraftwerken notwendig, um unabhängiger von fossilen Energieträgern zu werden.

Neben dem einfachen Zubau wird über Repowering versucht alte PV- und Windparks durch neuere zu ersetzen. Dadurch soll der Energieertrag an den bereits etablierten Standorten erhöht werden. So können bereits vorhandene Energiepotentiale besser genutzt werden.

1.1 Motivation

Betreiber und Betriebsführer für erneuerbare Energien werden regelmäßig mit dem Problem konfrontiert, dass Erzeugungsanlagen abgeregelt werden. Diese Abregelungen können sowohl durch den Netzbetreiber als auch durch den Direktvermarkter erfolgen. Werden die Wind- und Photovoltaikanlagen durch den Netzbetreiber abgeregelt, erfolgt dies in der Regel aufgrund von Netzengpässen oder Wartungs- und Ausbaumaßnahmen. Im Falle des Direktvermarktlers werden die Abregelungen aufgrund der Marktsituation an der Strombörse durchgeführt. [2]

Neben der Notwendigkeit neue Speichermöglichkeiten in das Netz zu integrieren, um die andernfalls nicht produzierte Energie zu einem späteren Zeitpunkt nutzen zu können, ist es auch wichtig den Strom möglichst nahe am Verbraucher zu erzeugen, und so die Netze zu entlasten.

Die Bundesregierung hat mit dem vereinfachten Anschlussverfahren für sogenannte Balkonkraftwerke die Möglichkeit geschaffen, dass jeder Haushalt mit einer kleinen PV-Anlage selbst Sonnenstrom erzeugen und diesen direkt nutzen kann. Dabei ist die Bezeichnung „Balkonkraftwerk“ nicht ganz zutreffend, da die Module auch auf dem Dach angebracht oder in den Garten gestellt werden dürfen.

Da die zulässige Leistung dieser Anlagen nicht ausreicht, um den Jahresverbrauch eines Durchschnittlichen Haushaltes zu decken ist gerade angesichts der aktuellen Strompreise eine Ertragsoptimierung sinnvoll.

Im Rahmen dieser Arbeit soll deshalb untersucht werden, inwieweit eine Ertragssteigerung bei Photovoltaikanlagen durch die Sonnennachführung der Module möglich ist. Dafür werden die verschiedenen Arten beschrieben und mithilfe einer Simulation analysiert. Außerdem soll ein Prototyp zur Sonnennachführung aufgebaut werden, um auch einen praktischen Erkenntnisgewinn zu erzielen.

1.2 Grenzen der Arbeit

In der Projektierung von großen PV-Anlagen erweist sich eine Nachführung von Solarmodulen in Deutschland in den meisten Fällen nicht als wirtschaftlich. Grund hierfür ist der größere Flächenverbrauch je installierter Leistung und die teuren Aufständungen. Der zusätzliche Flächenverbrauch ergibt sich aus den größeren Abständen zwischen den Nachführungssystemen, die notwendig sind, um eine gegenseitige Verschattung der Module zu vermeiden [2]. Außerdem ist jeder mögliche Standort individuell zu betrachten, da Faktoren wie Geländebeschaffenheit und Horizontalverschattung stark variieren.

Aus diesem Grund beschränken sich die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Simulationen auf ein Einzelsystem, bei dem keine Verschattung durch weitere PV-Anlagen auftritt. Es wird die Systemdimensionierung analog zu einem Balkonkraftwerk vorgenommen. Dies dient der besseren Vergleichbarkeit zwischen simuliertem Mehrertrag und den Kosten des angefertigten Modells. Dadurch wird auch die Anwendbarkeit für private Haushalte gesteigert.

2 Technische Grundlagen

In diesem Kapitel wird ein grundlegendes Verständnis für die in dieser Arbeit verwendeten Systeme geschaffen. Dabei steht zunächst die Solarzelle im Vordergrund. Wichtig ist hierbei zu verstehen, wie aus der Sonneneinstrahlung elektrische Energie wird. Anschließend werden die relevanten Winkel in der Photovoltaik erklärt.

2.1 Funktionsprinzip der Solarzelle

Das Bändermodell beschreibt die Anordnung von Elektronen um ein Atom. Dabei wird davon ausgegangen, dass sich Elektronen auf diskreten Energieniveaus bewegen und nur durch die Aufnahme einer bestimmten Energiemenge auf ein höheres Energieniveau gehoben werden können. Die Bereiche zwischen den unterschiedlichen Energieniveaus werden als Bandlücke bezeichnet. Ein Elektron kann sich nicht in dieser Bandlücke aufhalten [3].

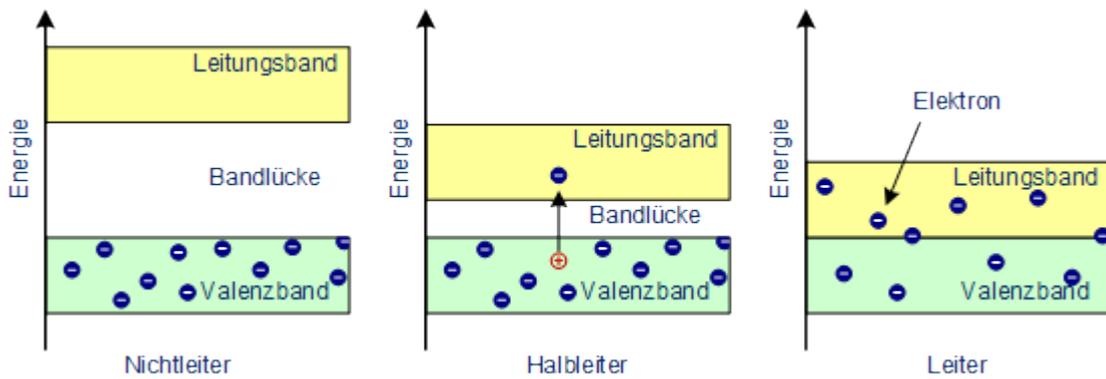


Abbildung 1: Isolatoren, Halbleiter und Leiter im Bändermodell

Quelle: [4]

Bei Halbleitern ist der Abstand zwischen dem Valenz- und dem Leitungsband geringer als beispielsweise bei Isolatoren, jedoch größer als bei leitenden Elementen (siehe Abbildung 1). Das hat zur Folge, dass bei Halbleitern bereits geringe Energieeinträge genügen, um Elektronen aus dem Valenzband in das Leitungsband zu heben. So können teilweise bereits durch die Photonenenergie auf den Halbleiter auftreffender Sonneneinstrahlung.

Um die Energie der Photonen nutzen zu können ist es notwendig, den Halbleiter zu dotieren. Dabei werden gezielt Fremdatome in das Kristallgitter eingebracht. Bringt man beispielsweise Bor, ein Element mit nur drei Valenzelektronen, in einen Siliziumkristall ein so entstehen Zonen im Kristallgitter, in denen es einen Elektronenmangel gibt. Es entstehen sogenannte Löcher und man spricht in diesem Fall von p-dotiert.

Werden hingegen Phosphoratom mit 5 freien Elektronen in das Kristallgitter eingebracht entsteht ein Überschuss an Elektronen, da sich nur vier der Valenzelektronen mit den Valenzelektronen des Siliziums verbinden können. Abbildung 2 zeigt einen n-dotierten Siliziumkristall. Das dabei freibleibende Elektron ist grün dargestellt.

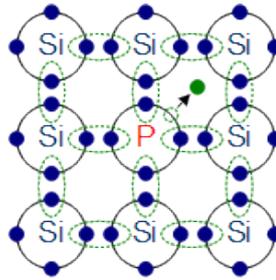


Abbildung 2: Siliziumkristall (Si) n-dotiert mit Phosphor (P)

Quelle: [5]

Werden nun eine n- dotierte und eine p-dotierte Schicht zusammengefügt, so entsteht am p-n-Übergang eine Raumladungszone wie in Abbildung 3 dargestellt. In der Raumladungszone verbinden sich die freien Elektronen der n-dotierten Schicht mit den Löchern der p-dotierten. Man spricht von Rekombination. In der Raumladungszone sind deutlich weniger freie Ladungsträger vorhanden als in dem Bereich außerhalb. Es verbleiben die geladenen Ionen des jeweiligen Dotierelementes. Wodurch ein Gleichgewichtszustand entsteht.

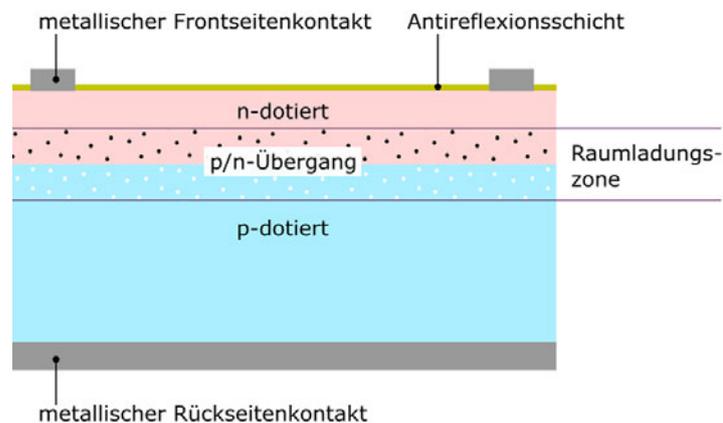


Abbildung 3: Aufbau einer Solarzelle aus n- und p-dotierter Halbleiterschicht mit Raumladungszone

Quelle: [6]

Trifft nun Sonneneinstrahlung auf den p-n-Übergang, werden durch Absorption der Photonenenergie weitere Elektron-Loch-Paare gebildet. Diese stören den

Gleichgewichtszustand der Raumladungszone und werden in dieser getrennt. Die Elektronen werden von der positiven Raumladung angezogen und so in die n-dotierte Schicht gezogen. Die Löcher werden durch die negative Raumladung in den p-dotierten Bereich geschoben (siehe Abbildung 4) [7]. Die freien Ladungsträger stauen sich in ihrer jeweiligen Schicht, es entsteht eine Spannung. Wird nun ein Verbraucher angeschlossen fließt ein Strom und die Ladungsträger können erneut rekombinieren.

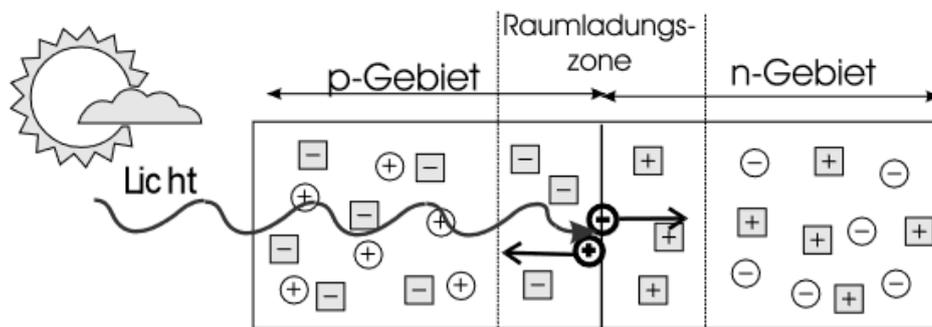


Abbildung 4: Ladungstrennung in der Raumladungszone bei Lichteinstrahlung

Quelle: [3]

2.2 Relevante Winkel

Wie in Abbildung 5 dargestellt variiert die Position der Sonne am Himmel stark. Ausschlaggebend sind dabei die Faktoren Breitengrad, also die Entfernung vom Äquator sowie ob nördliche oder südliche Hemisphäre, die Tageszeit sowie die Jahreszeit. In der Grafik ist entlang der x-Achse der Azimut, wobei 0° Süden entspricht, und auf der y-Achse die Sonnenhöhe aufgetragen. Die Ortszeit ist, ohne Berücksichtigung von Sommer- und Winterzeit angegeben.

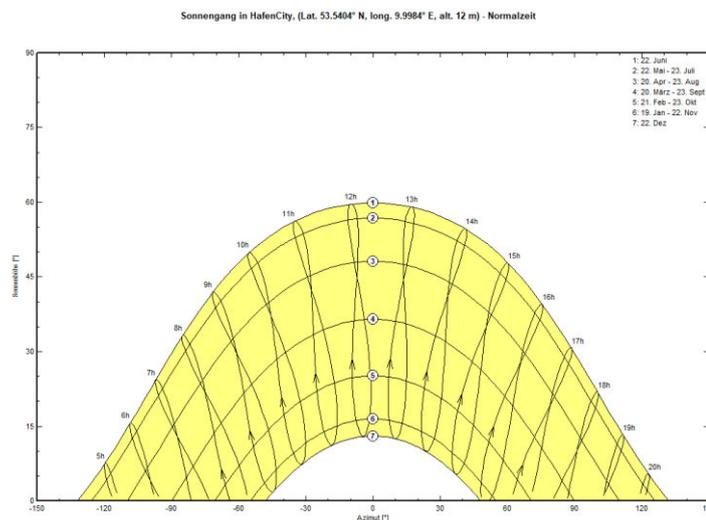


Abbildung 5: Sonnenstandsdiagramm an einem Standort $53,5404^\circ$ nördlicher Breite (HafenCity Hamburg)

Quelle: [8]

Abbildung 6 zeigt am Beispiel Berlin, dass es bezüglich Azimut- und Neigungswinkel eine hohe Toleranz im optimalen Bereich gibt. Eine Abweichung um $\pm 15^\circ$ in der Neigung und bis zu $\pm 25^\circ$ im Azimut führen nur zu einer geringfügigen Abweichung von der maximalen Einstrahlung. Die Hauptursachen dafür ist der hohe Anteil an diffuser Einstrahlung in Mitteleuropa [9]. Wichtig ist zu beachten, dass der Azimut von 0° in der Darstellung der Ausrichtung nach Süden entspricht.

Für PV-Anlagen sind diese Toleranzen allerdings häufig geringer, da die Schutzschicht der Module, schräg eintreffende Solarstrahlung teilweise reflektiert. Hier wird von einer Toleranzfähigkeit des Neigungswinkels von $\pm 5^\circ$ und des Azimuts von $\pm 10^\circ$ ausgegangen [10].

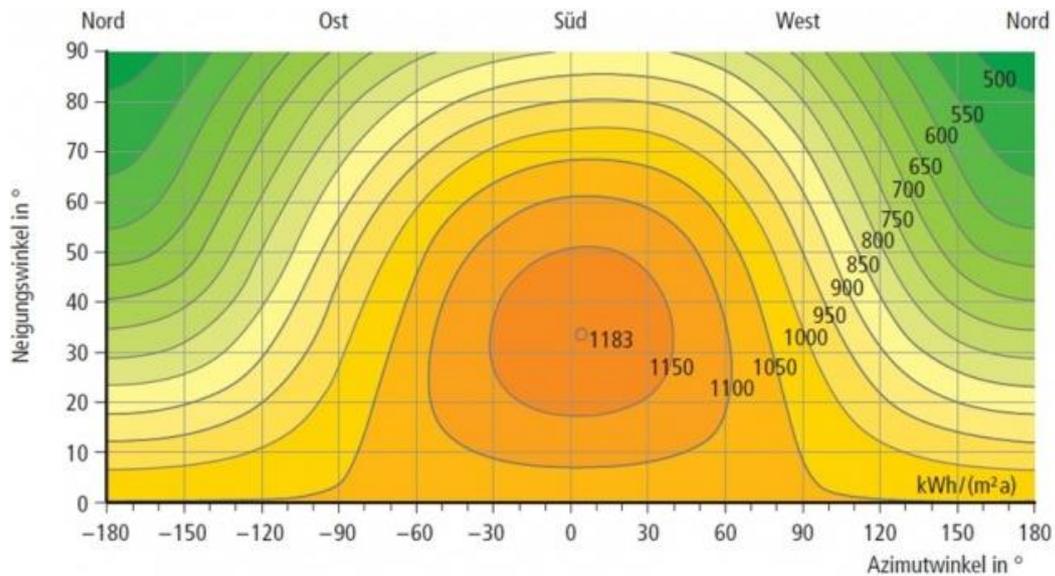


Abbildung 6: Auswirkung von Neigungs- und Azimutwinkel auf die einfallende Solarstrahlung am Beispiel Berlin

Quelle: [11]

3 Sonnennachführung von PV-Modulen

Um die von den Solarzellen aufgenommene Einstrahlung zu erhöhen, ist es möglich PV-Anlagen mit Systemen zur Nachführung auszustatten. Dabei ist das Ziel die Module möglichst exakt nach der Position der Sonne auszurichten. Es gibt zwei unterschiedliche Ansätze, auf denen die Nachführung basieren kann.

Zum einen kann die Position der Sonne mithilfe von Einstrahlungssensoren bestimmt werden. Bei dieser Methode zeigt sich der größte Vorteil bei bedecktem Himmel. Da es hier keine direkte Sonneneinstrahlung gibt werden die Module, sofern es durch den technischen Aufbau möglich ist, flach, also mit einem Neigungswinkel von 0° , ausgerichtet. So kann die maximale Einstrahlung aus dem diffusen Sonnenlicht genutzt werden. Auch wenn sich etwa eine Wolke vor die Sonne schiebt, werden von den Wolkenrändern die Sonnenstrahlen reflektiert, wodurch sich die Quelle der höchsten Einstrahlung nicht auf der exakten Position der Sonne befindet. Auch in diesem Fall kann das Sensorgestützte System den hellsten Punkt am Himmel identifizieren und die Module entsprechend ausrichten [12]. Durch die zusätzliche Verwendung von Sensorik erhöht sich bei diesem Nachführungssystem die Störungsanfälligkeit.

Zum anderen gibt es die Möglichkeit, den Sonnenstand auf Basis der Ortszeit und der Standortkoordinaten zu berechnen und so die Module stets optimal auf die Sonne auszurichten. Im Gegensatz zu der Sensorgestützten Variante findet hier keine Optimierung bei bewölktem Himmel statt.

Bei der Nachführung wird unterschieden zwischen der einachsigen und der zweiachsigen Nachführung. Die einachsige Nachführung lässt, je nach dem, welcher Winkel der Sonne nachgeführt wird, aufteilen. Hier gibt es die Möglichkeit entlang der vertikalen Achse, dem Azimut, oder entlang einer Horizontalen Achse nachzuführen.

In den folgenden Abschnitten werden diese Nachführungsarten beschrieben und mittels der Software PVsyst simuliert. Für die Simulation wird als Standort ein Flachdach in der HafenCity in Hamburg gewählt. Das System besteht in allen Fällen aus zwei 400 W_p Modulen des Herstellers Auxin Solar und einem Mikrowechselrichter HM-800 von Hoymiles mit einer Nennleistung von 800 Watt (siehe Abbildung 7).

Definition des Netzsystems, Variante VC0: "Stationär"

Unterfeld

Name und Ausrichtung von Unterfeld
 Name: PV-Feld
 Ausr.: Fix geneigte Oberfläche
 Neigung: 40°
 Azimut: 0°

Dimensionierungshilfe
 Kein Vormid. Geben Sie gewünschter Pnenn-Wert kWp
 ... oder verfügbare Fläche ein(Module) m²

Auswahl des PV-Moduls

Verfügbar: Filter
 Ausin Solar: 400 Wp 35V Si-mono AXNG1M400W Seit 2021 Manufacturer 2022

Verwende Optimizer
 Dimens. der Spannungen : Vmpp (60°C) 36.1 V
 Voc (-10°C) 53.4 V

Wechselrichterwahl

Verfügbar: 50 Hz 60 Hz
 Hoymiles: 0,80 kW 16 - 60 V HF Tr 50 Hz HM-800 Seit 2020

Anz. MPPT-Eingänge: 2 Betriebsspannung: 16-60 V Verwendete Wechselrichterleistung: 0,8 kWac
 Anwendung von multi-MPPT Max. Eingangsspannung: 60 V **Wechselrichter mit 2 MPPT** **No power sharing between MPPTs**

Felddimensionierung

Anzahl der Module und Stränge
 Mod. in Reihe: 1 einzige Möglichkeit 1
 Anz. Stränge: 2
 Verlust durch Pmax: 0.0 %
 Verhältnis Pnenn: 1.00

Betriebsbedingungen
 Vmpp (60°C) 36 V
 Vmpp (20°C) 42 V
 Voc (-10°C) 53 V

Einstrahlung: 1000 W/m²
 Impp (STC) 19.3 A
 Isc (STC) 20.5 A
 Isc (bei STC) 20.5 A

Max. in Daten STC
 max. Arbeitsleistung (zu 1029 W/m² und 50°C) 0.8 kW
Feldnennleist. (STC) 0.8 kWp

Anzahl Module: 2 Oberfläche: 4 m²

Der Isc-Strom des Feldes ist größer als der maximale Eingangsstrom des Wechselrichters (d.h. (i.e. 6.3 A/Input)). (Nur zur Information)

Abbildung 7: Auslegung des Simulierten PV-Systems

Quelle: [8]

Als Referenz wird das beschriebene System zunächst ohne Nachführung simuliert. Der Neigungswinkel der Module wird auf 40° bei Südausrichtung festgelegt (siehe Abbildung 8). Dies entspricht der optimalen Ausrichtung für den gewählten Standort

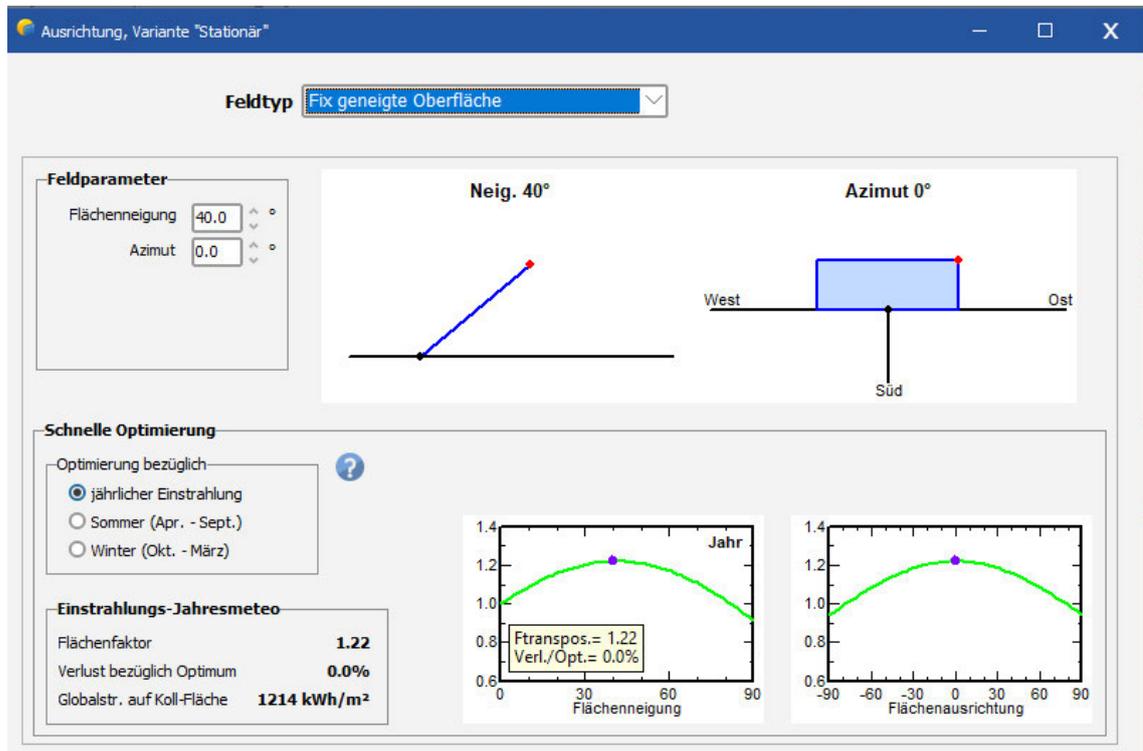


Abbildung 8: Ausrichtung des nicht nachgeführten Referenzsystems

Quelle: [8]

Die Simulation liefert das Ergebnis, dass an dem Standort 843 kWh elektrische Energie pro Jahr erzeugt werden kann. Das entspricht einem spezifischen Ertrag von 1053,75 kWh/kW_p. Diese Werte dient als Basis für die Bewertung der einzelnen Nachführungssysteme.

3.1 Einachsige Nachführung entlang einer schrägen Nord-Süd-Achse

Bei dieser Art der Nachführung wird das PV-System entlang einer geneigten Nord-Süd-Achse gedreht. Die Neigung der Achse entspricht dabei der Neigung der Module, wobei diese in der Regel frei wählbar ist. Es wäre also auch möglich den Neigungswinkel mit 0° festzulegen und so eine Sonnennachführung entlang der horizontalen Nord-Süd-Achse abzubilden.

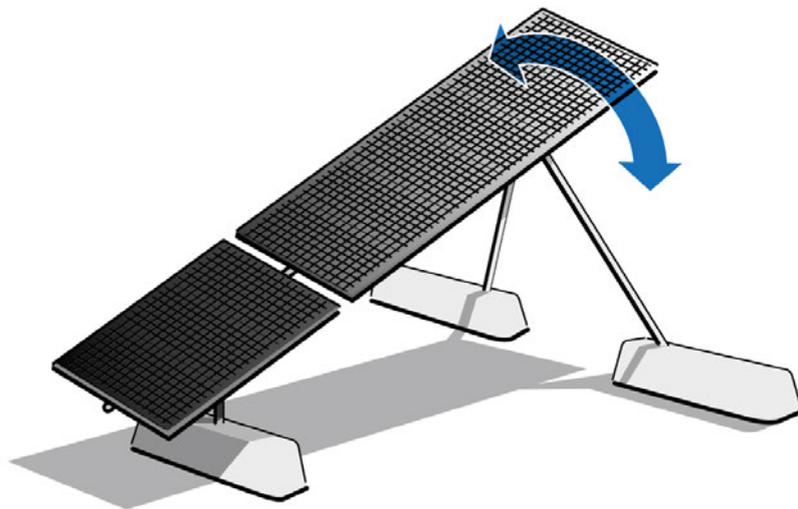


Abbildung 9: Nachführung von PV-Modulen entlang einer geneigten Achse

Quelle: [13]

Um diese Art der Nachführung zu realisieren, müssen die Module auf einer drehbar gelagerten Achse angebracht werden. Die Verwendung der geneigten Achse sorgt dafür, dass die Erträge zur Mittagszeit denen der stationären Variante entsprechen.

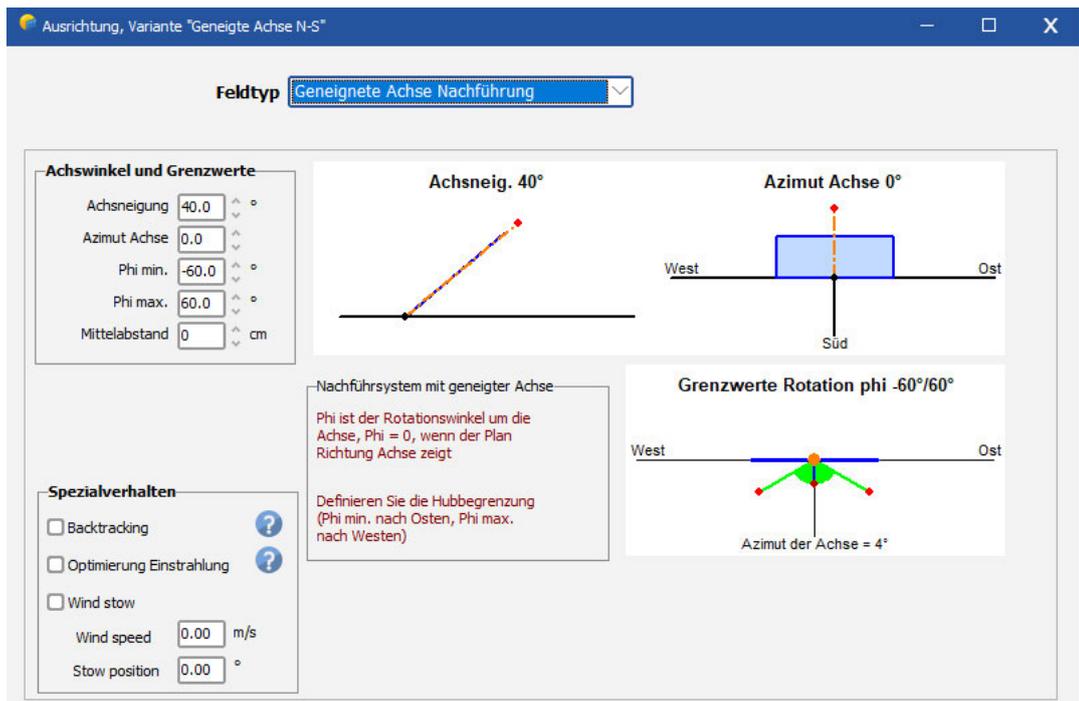


Abbildung 10: Einstellung der Parameter für die Nachführung entlang einer geneigten Achse

Quelle: [8]

Für die Simulation wird eine Achsneigung von 40° vorgegeben. Dadurch werden die möglichen Erträge des Systems maximiert.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass eine Ertragssteigerung auf 1077 kWh/a. dies entspricht einem absoluten Mehrertrag von 234 kWh beziehungsweise einer Ertragssteigerung um 27,75 %. Der spezifische Ertrag wird auf 1346,25 kWh/kW_p gesteigert.

3.2 Einachsige vertikale Nachführung

Bei der einachsigen Nachführung entlang der vertikalen Achse, auch Azimutnachführung genannt, wird das PV-Modul mit fest eingestelltem Neigungswinkel dem Verlauf der Sonne von Ost nach West nachgeführt (siehe Abbildung 11). Diese Methode liefert bei diffuser Einstrahlung die gleichen Erträge wie ein fest installiertes Modul.

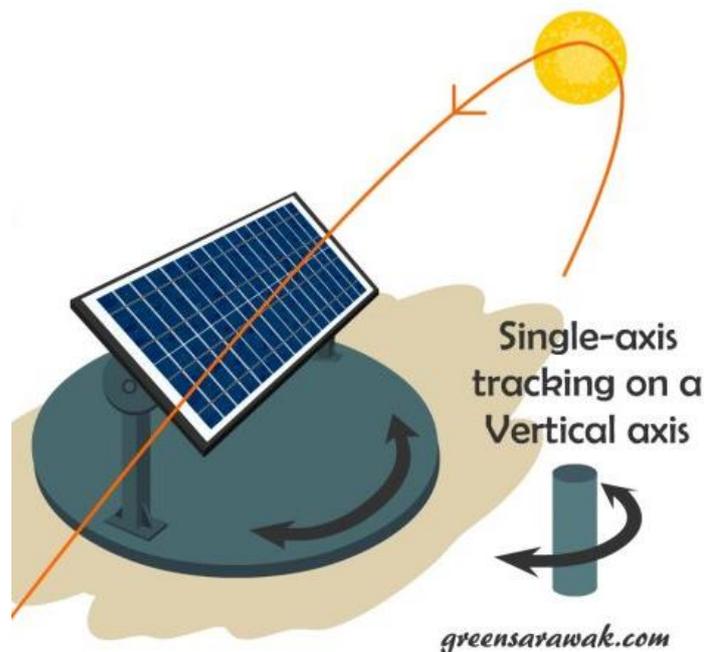


Abbildung 11: Azimutnachführung von eines PV-Moduls

Quelle: [14]

Der Aufbau einer solchen Nachführung gestaltet sich jedoch schwierig, da die Achse aus einem festen Sockel und einem beweglichen Abschnitt bestehen muss. Dabei bestehen hohe Anforderungen an die Stabilität der Verbindung der beiden Achsen bei gleichzeitig möglichst niedriger Reibung.

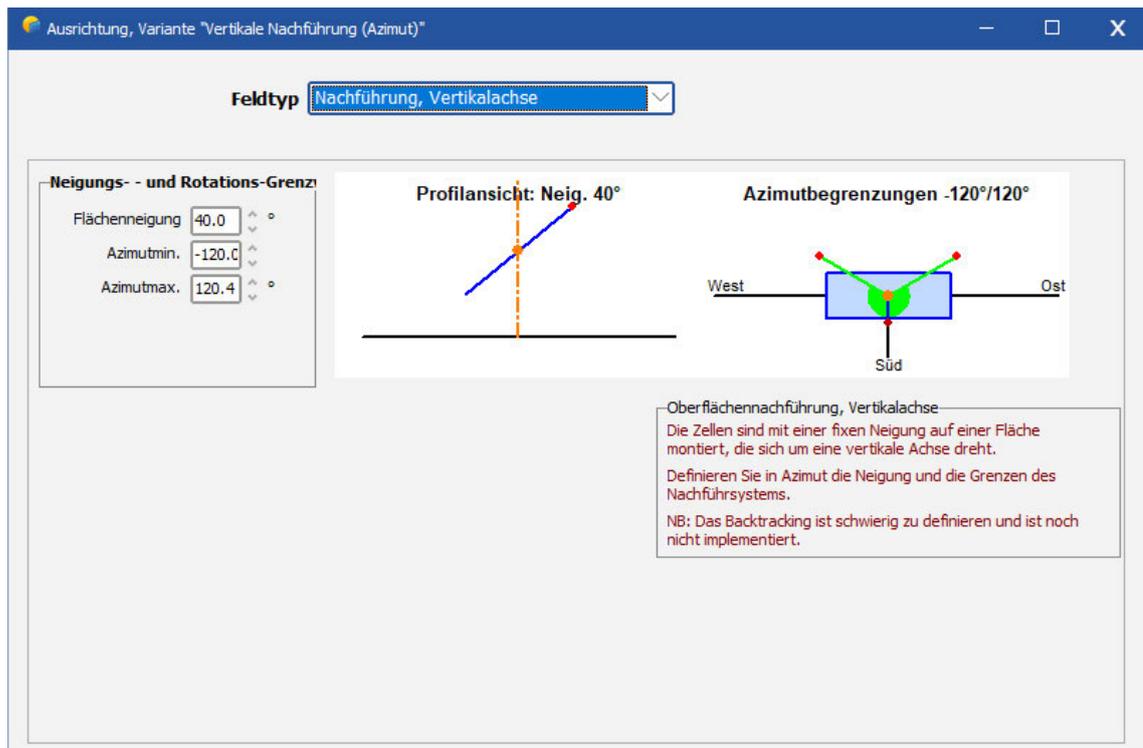


Abbildung 12: Ausrichtung des nach dem Azimut nachgeführten Systems

Quelle: [8]

Die Module werden, wie in Abbildung 12 dargestellt, erneut um 40° geneigt. Der Bereich der Nachführung wird von -120° bis $+120^\circ$ begrenzt für den Azimutwinkel begrenzt. Grund hierfür ist, dass darüber hinaus lediglich im Sommer noch kleine Erträge erzielbar sind (vergleiche Abbildung 5).

Die simulierte Systemproduktion beträgt 1060 kWh/a beziehungsweise 1325 kWh/kW_p pro Jahr. dies entspricht einer Ertragssteigerung von $26,19\%$. Der Mehrertrag fällt also geringer aus als bei der Nachführung entlang der geneigten Nord-Süd-Achse wie der Vergleich mit dem vorangehenden Abschnitt zeigt.



Abbildung 13: Darstellung von zwei nachgeführten PV-Systemen

Quelle: [15]

Die Abbildung 13 zeigt zwei nachgeführte PV-Systeme. Die Abbildung stellt anschaulich dar, dass ein großes Fundament für die Azimutnachführung verwendet werden muss. Grund hierfür ist, dass diese Art der Aufständering nur die Achse selbst als Stütze besitzt. Das macht diese Art der Systeme anfälliger für höhere Windgeschwindigkeiten. Um eine Beschädigung der Module zu vermeiden ist eine Windmessung notwendig. Auf Basis der Messergebnisse können die Module gegebenenfalls aus dem Wind gedreht werden [15].

3.3 Zweiachsige Nachführung

Die zweiachsige Nachführung bietet im Vergleich zu den einachsigen Nachführungsmethoden einen weiteren Freiheitsgrad. Bei dieser, auch als Vollnachführung bezeichneten, Vorgehensweise wird sowohl der Sonnenazimut als auch die Sonnenhöhe nachverfolgt. Dadurch trifft die direkte Sonneneinstrahlung zu jedem Zeitpunkt im rechten Winkel auf die Solarmodule auf, was die Stromausbeute maximiert. Bei ausschließlich diffusem Licht können auch hier die Module in eine Waagrechte Position gebracht werden. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass das Solartracking durch Lichtsensoren ausgeführt wird.

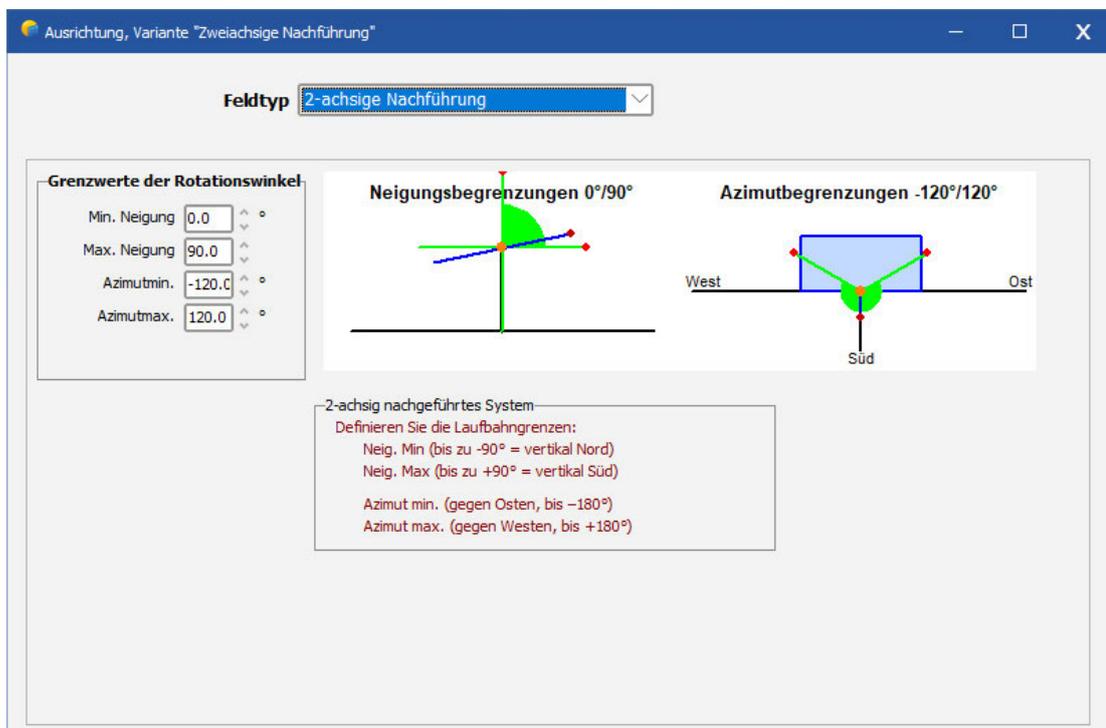


Abbildung 14: Einstellung der Parameter für eine zweiachsige Sonnennachführung

Quelle: [8]

Die Simulation weist einen Ertrag von 1117 kWh pro Jahr aus. Das entspricht einer Ertragssteigerung von 32,5 % gegenüber der nicht nachgeführten Variante, aber nur einer 3,7-prozentigen Erhöhung gegenüber der Modulnachführung entlang einer geneigten Nord-Süd-Achse.

Auch dieses System ist, analog zur reinen Azimutnachführung, anfällig für starke Winde. Auch hier ist also eine zusätzliche Investition in entsprechende Windmesseinrichtungen und eine angepasste Steuerung notwendig um ein frühzeitiges Altern der Module durch Windlasten zu vermeiden.

4 Aufbau eines Modells zur Sonnennachführung

In den folgenden Abschnitten wird das Vorgehen bei der Planung und dem Aufbau eines Prototyps beschrieben. Dabei soll zunächst die Planung im Vordergrund stehen und anschließend der praktische Aufbau beschrieben werden. Das Modell soll dabei die Möglichkeit besitzen ein kleines Modul der Sonne nachzuführen.

Der Vergleich der Nachführungssysteme im vorherigen Kapitel zeigt, dass eine zweiachsige Modulnachführung nur eine geringfügige Ertragssteigerung gegenüber der Nachführung entlang der geneigten Nord-Süd-Achse bringt. Dennoch wird die Nachführung des Modells zweiachsig erfolgen, um auch einen Einblick in die Technik der Azimutnachführung zu erhalten.

Der Sonnenstand soll mittels Algorithmus ermittelt werden. Da es sich um einen Prototyp handelt wird das PV-Modul durch eine Holzplatte ersetzt. Außerdem werden keine teuren Spezialmaterialien verwendet werden. Stattdessen sollen zweckdienliche Substitutionen genutzt werden.

4.1 Designentscheidung und Aufbau des Trägergestells

Das Gestell des Prototyps wird so ausgelegt, dass dieses ein Modul der Maße 23 cm x 37 cm fassen kann (entspricht einem 10 W_p Modul). Es soll aber so stabil gebaut sein, dass auch das Gewicht eines größeren Moduls getragen werden kann. Der Aufbau wird in zwei Komponenten geteilt. Oben steht der Modulträger mit der horizontalen Drehachse (siehe Abbildung 15). Dieser wird auf einer Grundplatte befestigt.

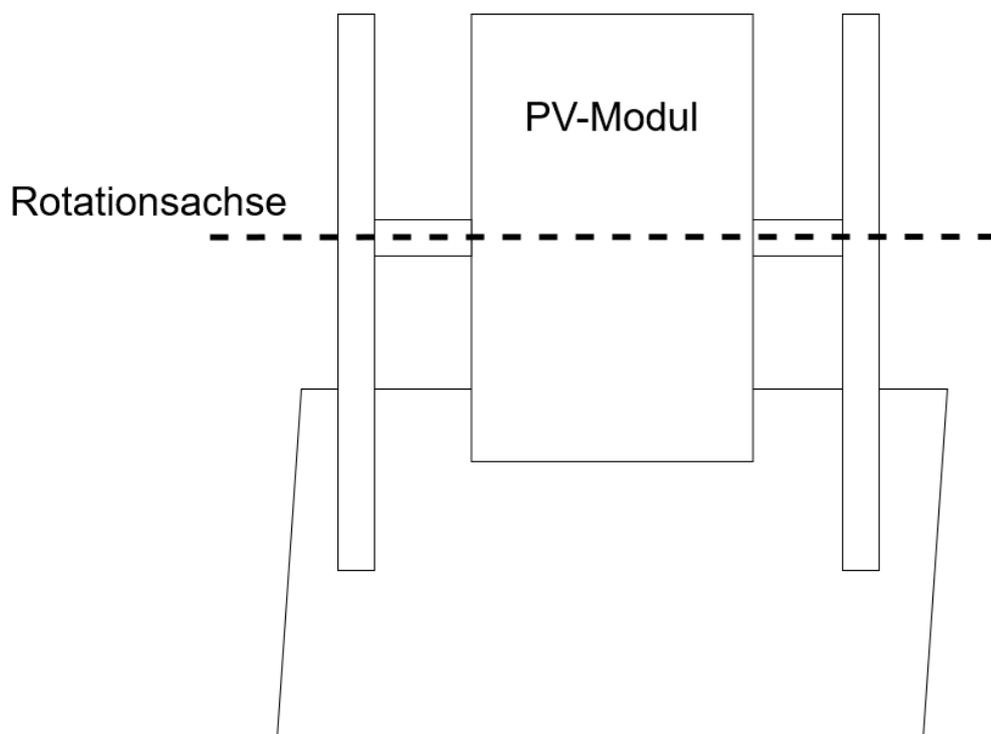


Abbildung 15: Entwurf des Modulträgers mit horizontaler Drehachse

Quelle: eigene Darstellung

Die Grundplatte wird anschließend auf einer Vertikale Achse angebracht, um die Azimutnachführung zu realisieren.

Die Grundplatte des Modulträgers wird aus einem drei mm dicken Stahlblech gebildet. Die beiden Seiten, an denen die Stützen für das Modul befestigt sind, werden abgekantet, um zusätzlich für Stabilität zu sorgen. Als Modulstützen finden zwei Stahlprofile mit den Maßen 24 mm x 24 mm x 500 mm Anwendung.

Die Rotationsachse wird durch zwei Tablarträger aufgebaut. Diese werden seitlich am Modul festgeschraubt und durch Bohrungen in den Modulstützen geführt. Durch diese Art der Lagerung müssen zusätzlich noch Abstandsscheiben auf der Achse angebracht werden, um ein Verrutschen des Moduls zu unterbinden. Aufgrund des geringen Gewichts des Modul-Dummys kann hier auf eine besondere Lagerung der Rotationsachse verzichtet werden. Der Antrieb wird durch einen Zahnriemen realisiert.



Abbildung 16: Modulträger auf Grundplatte mit Zahnriemenscheibe

Quelle: eigene Darstellung

In Abbildung 16 ist der fertige Aufbau des Modulträgers auf der Grundplatte zu sehen. Zu diesem Zeitpunkt ist bereits das Zahnriemenrad auf der Achse angebracht. Der Antriebsmotor muss noch montiert werden.

Der Aufbau einer vertikalen Achse ist sehr komplex, vor allem wenn diese Achse einen Antrieb erhalten soll. Daher wird der Modulträger auf dem Stuhlbein eines drehbaren Bürostuhls montiert. Dadurch ist bereits eine tragfähige und auch unter größeren Belastungen leicht drehbare Achse gegeben. Diese muss jedoch noch mit einem Antrieb versehen werden. Auch hier ist ein Zahnriemen zur Kraftübertragung vorgesehen.

4.2 Antrieb

Als Antrieb werden zwei Schrittmotoren vom Typ NEMA17-05GM des Herstellers Joy-IT (siehe Abbildung 17) verwendet. An diesem Schrittmotor ist ein Getriebe mit der Übersetzung 5:1 angebracht. Durch das Getriebe ist es einerseits möglich eine höhere Kraft zu übertragen, andererseits wird dadurch der Winkel je Schritt um den Faktor 5 reduziert. Ein Schrittmotor bietet den Vorteil, dass der Winkel je Schritt fest definiert ist. Bei den verwendeten Schrittmotoren wird nach 200 Schritten eine volle Drehung um 360° realisiert. Dies entspricht einer Schrittweite von $1,8^\circ$ je Schritt. Durch die Getriebeübersetzung wird die Schrittweite auf $0,36^\circ$ je Schritt reduziert.



Abbildung 17: Schrittmotor NEMA 17GM mit Getriebe und Zahnscheibe

Quelle: eigene Darstellung

Die zur Kraftübertragung eingesetzten Zahnriemen bieten die Möglichkeit die Achsen in Drehung zu versetzen und verhindern dabei durch ihren Aufbau das Durchrutschen des Riemens. Durch die Verwendung von Zahnriemen kann durch die Auswahl von Riemenscheiben mit unterschiedlicher Zähnezahl ein weiteres Übersetzungsverhältnis eingebaut werden. Das Übersetzungsverhältnis wird für die horizontale Achse mit 1:6 und für die vertikale Achse mit 1:4 gewählt. Grund hierfür ist die zu erwartende Windanfälligkeit des Moduls. Durch das Übersetzungsverhältnis wird das Drehmoment, dass der Motor auf die angetriebenen Achsen überträgt, erhöht werden.

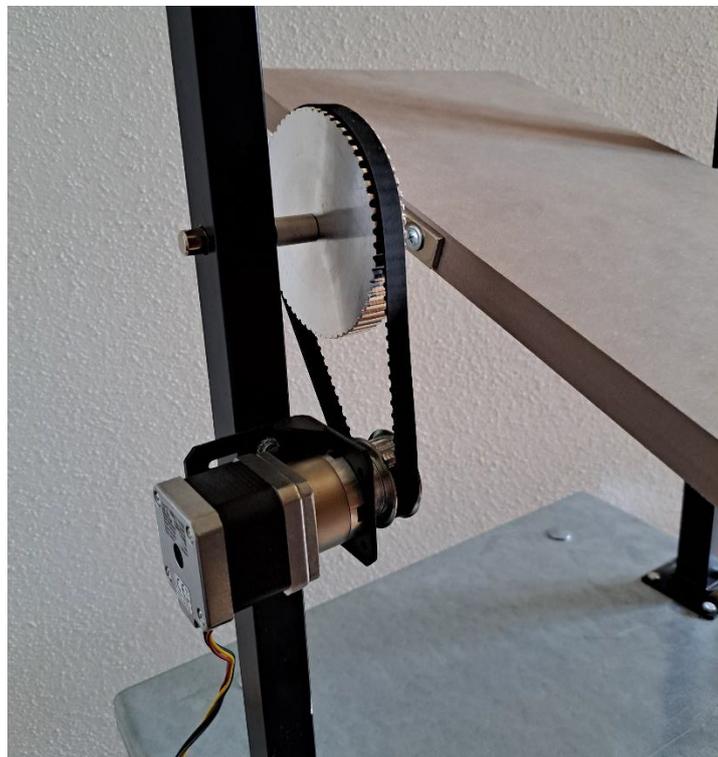


Abbildung 18: Schrittmotor und Zahnriemen zur Kraftübertragung auf die horizontale Achse

Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 18 zeigt den am Modulträger befestigten Schrittmotor mit Zahnriemen und Riemenscheiben. Der Motor wird direkt auf einer Stütze des Modulträgers angebracht.

In Abbildung 19 ist die Befestigung des Azimutantriebs dargestellt. Aufgrund der runden Achse ist hier die Verwendung einer Rohrhalterung notwendig. Durch einen Gummieinsatz wird ein Verrutschen an der Achse verhindert. Der Schrittmotor wird über einen Winkel so an der Rohrhalterung befestigt, dass der Zahnriemen gespannt wird.

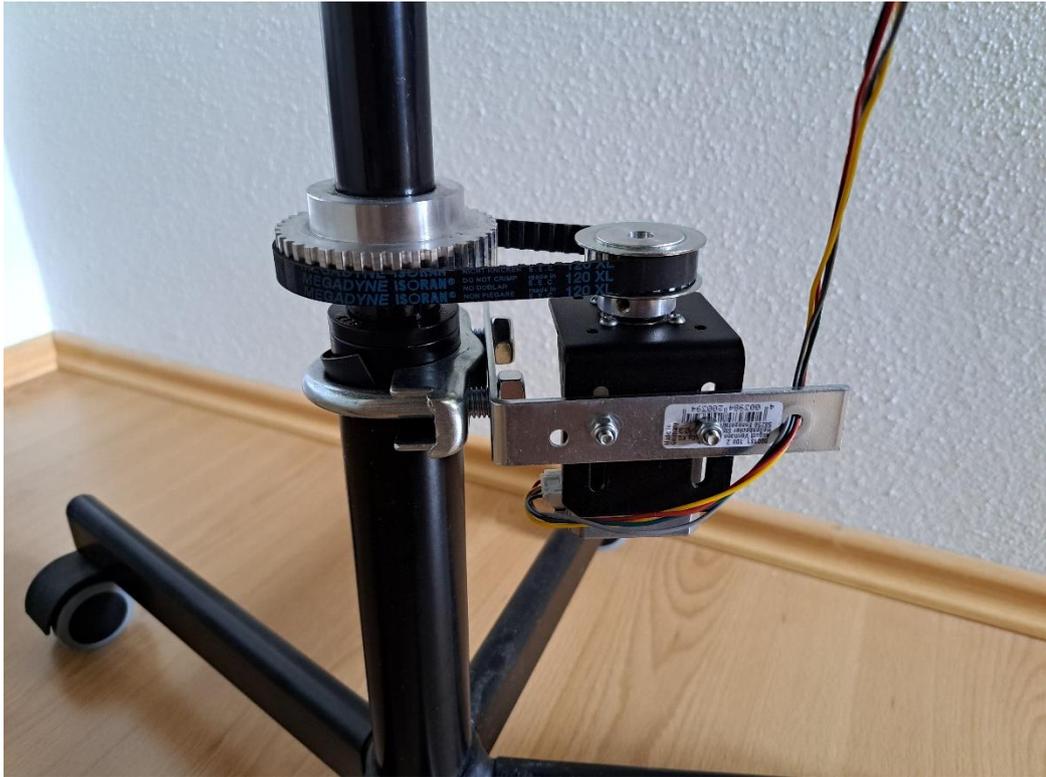


Abbildung 19: Azimutantrieb

Quelle: eigene Darstellung

4.3 Algorithmik

Um eine PV-Anlage der Sonne nachzuführen ist es notwendig die exakte Sonnenposition zu jedem beliebigen Zeitpunkt zu kennen. Dafür müssen die Sonnenhöhe γ_s und der Sonnenazimut α_s bezogen auf den Standort berechnet werden. Dies ist durch die beiden nachfolgenden Gleichungen möglich:

Sonnenhöhe γ_s [°]:

$$\gamma_s = \sin^{-1}(\cos \omega \cdot \cos \varphi \cdot \cos \delta + \sin \varphi \cdot \sin \delta) \quad (4.3.1)$$

Sonnenazimut α_s [°]:

$$\alpha_s = \begin{cases} 180^\circ - \cos^{-1} \frac{\sin \gamma_s \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_s \cdot \cos \varphi} & \text{für } WOZ \leq 12:00 \text{ Uhr} \\ 180^\circ + \cos^{-1} \frac{\sin \gamma_s \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_s \cdot \cos \varphi} & \text{für } WOZ \geq 12:00 \text{ Uhr} \end{cases} \quad (4.3.2)$$

Dabei ist ω der Stundenwinkel, angegeben in [°/h], φ der Breitengrad [°] und δ die Sonnendeklination. Die Sonnendeklination ist dabei der Winkel zwischen dem Sonnenmittelpunkt und dem Himmelsäquator. Sie variiert im Laufe des Jahres im Intervall [-23° 26,5'; +23° 26,5'] [16] und WOZ , die wahre Ortszeit in Stunden [h]

Die Sonnendeklination lässt sich über den Parameter f berechnen. Dieser setzt die Laufbahn der Sonne in Relation zu den Tagen eines Jahres [17].

$$f = 360^\circ \cdot \frac{\text{Tag des Jahres}}{\text{Zahl der Tage im Jahr}} \quad (4.3.3)$$

Sonnendeklination $\delta(f)$ [°]:

$$\delta(f) = 0,3948 - 23,2559 \cdot \cos(f + 9,1^\circ) - 0,3915 \cdot \cos(2 \cdot f + 5,4^\circ) - 0,1764 \cdot \cos(3 \cdot f + 26^\circ) \quad (4.3.4)$$

Stundenwinkel ω [°]

$$\omega = (12 h - WOZ) \cdot 15^\circ/h \quad (4.3.5)$$

Die wahre Ortszeit beschreibt die Tageszeit, abhängig vom genauen Standort, so, dass die Sonne um genau 12 Uhr mittags den höchsten Stand hat. Sie wird aus der mittleren Ortszeit (MOZ) und der Zeitgleichung ($Zgl(f)$) gebildet.

$$WOZ = MOZ + Zgl(f) \quad (4.3.6)$$

Mit der Zeitgleichung $Zgl(f)$ [min]:

$$Zgl(f) = 0,0066 + 7,3525 \cdot \cos(f + 85,9^\circ) + 9,9359 \cdot \cos(2 \cdot f + 108,9^\circ) + 0,3387 \cdot \cos(3f + 105,2^\circ) \quad (4.3.7)$$

Die Mittlere Ortszeit ergibt sich aus der Lokalzeit (LZ), dem Längengrad des Standortes (λ) und der aktuellen Zeitzone (Z). Es gilt:

Mittlere Ortszeit MOZ [$\frac{min}{^\circ}$]:

$$MOZ = LZ - Z + 4 \cdot \lambda \quad (4.3.8)$$

Dabei entspricht die Zeitzone der Abweichung der Lokalzeit von der UTC, also gilt beispielsweise für die Mitteleuropäische Sommerzeit MESZ = UTC +2.

Diese Berechnung muss von der Steuerung umgesetzt werden. Hierfür wird als Steuerung ein Mikrocontroller verwendet. Mit diesem kann ein in C geschriebenes Programm abgespielt werden, welches die vorgegebenen Berechnungen durchführt und anhand der Ergebnisse an verschiedene Kontakte eine Spannung anlegen kann. Dadurch können, je nach Berechnungsergebnis, die Schrittmotoren gezielt angesteuert werden. Der zugehörige Programmcode befindet sich im elektronischen Anhang dieser Arbeit.

Für eine Sensorgestützte Nachführung fällt der Aufwand hinsichtlich der Programmierung geringer aus. Hierfür müssen mindestens drei Photowiderstände bei der zweiachsigen Nachführung am Modul angebracht werden. Diese Widerstände müssen durch eine Trennwand voneinander abgeschirmt werden, sodass nur bei optimaler Ausrichtung des Solarmoduls auf alle Sensoren gleich viel Licht strahlt. Durch Vergleich der Spannungen, die an den Photowiderständen anliegen, kann der Algorithmus entscheiden, welche Achse in welche Richtung angetrieben werden muss. Durch Verwendung eines vierten Lichtsensors kann das System auch noch bei Ausfall eines einzelnen Sensors.

4.4 Ökonomische Betrachtung

Die Gesamtkosten des Prototyps belaufen sich auf etwa 350 € (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Stückliste inklusive Preis

Materialliste			
Bezeichnung	Stück	Preis [€]	Summe [€]
Tablarträger	2	5,00 €	10,00 €
Kantstahl	2	2,99 €	5,98 €
Zahnscheibe 10	2	10,00 €	20,00 €
Zahnscheibe 40	1	44,24 €	44,24 €
Zahnscheibe 60	1	51,33 €	51,33 €
Zahnriemen 120	1	4,99 €	4,99 €
Zahnriemen 170	1	5,85 €	5,85 €
Arduino UNO	1	27,13 €	27,13 €
Schrittmotor	2	51,99 €	103,98 €
Kleinteile Schrauben, Muttern, etc.	1	15,00 €	15,00 €
Bürostuhl	1	20,00 €	20,00 €
Rundschele	1	5,80 €	5,80 €
Grundplatte inkl. Abkanten	1	20,00 €	20,00 €
Versandkosten	3	4,99 €	14,97 €
Gesamt			349,27 €

Unter der Annahme, dass sich der Prototyp mit einem Mehraufwand von 100 € so anpassen lässt, dass er zwei 400 W_p-Module trägt und der Mehrertrag vollständig zur Eigenbedarfsdeckung genutzt werden kann, amortisiert sich das System bei einem Strompreis von 40 ct/kWh nach 1125 kWh Mehrertrag. Dies entspricht nach den Simulationen etwa 4,1 Jahren. Allerdings ist dabei nur der reine Materialwert betrachtet.

Noch nicht berücksichtigt ist hierbei die Arbeitszeit, die in die Planung und Umsetzung investiert wurde, Wartungskosten und der gesteigerte Stromverbrauch durch die Steuerung und die Antriebe. Außerdem ist zu erwarten, dass es zusätzlich zu Ausfallzeiten aufgrund von Störungen gibt.

Die Investitionskosten, die durch den Azimutantrieb und die vertikale Rotationsachse entstehen, belaufen sich dabei auf 137,02 €. Diese rechtfertigen den geringen Mehrertrag gegenüber einer Nachführung entlang einer geneigten Nord-Süd-Achse an dem gewählten Standort nicht.

4.5 Technisches Fazit

Die Ausarbeitung des Prototyps hat zu einem Erfahrungsgewinn im Bereich der Antriebstechnik und der Entwicklung einer Steuerung beigetragen. Es ist deutlich geworden, dass gerade die azimutale Lagerung ohne entsprechende Vorkenntnisse schwierig umzusetzen ist. Jedoch ist es möglich diese im kleinen Maßstab durch geeignete Hilfsmittel aufzubauen.

Es zeigt sich, dass bei der gewählten Anordnung der Antriebe ein einfaches Auswechseln der Zahnriemen und der Zahnscheiben nicht möglich ist. Bei der Nachführung der Sonnenhöhe kann dies vereinfacht werden, indem die Achse über den Modulträger verlängert wird (siehe Abbildung 20). So wird die Antriebstechnik zugänglicher und Riemen oder Zahnriemenräder können ohne Demontage der Module getauscht werden.

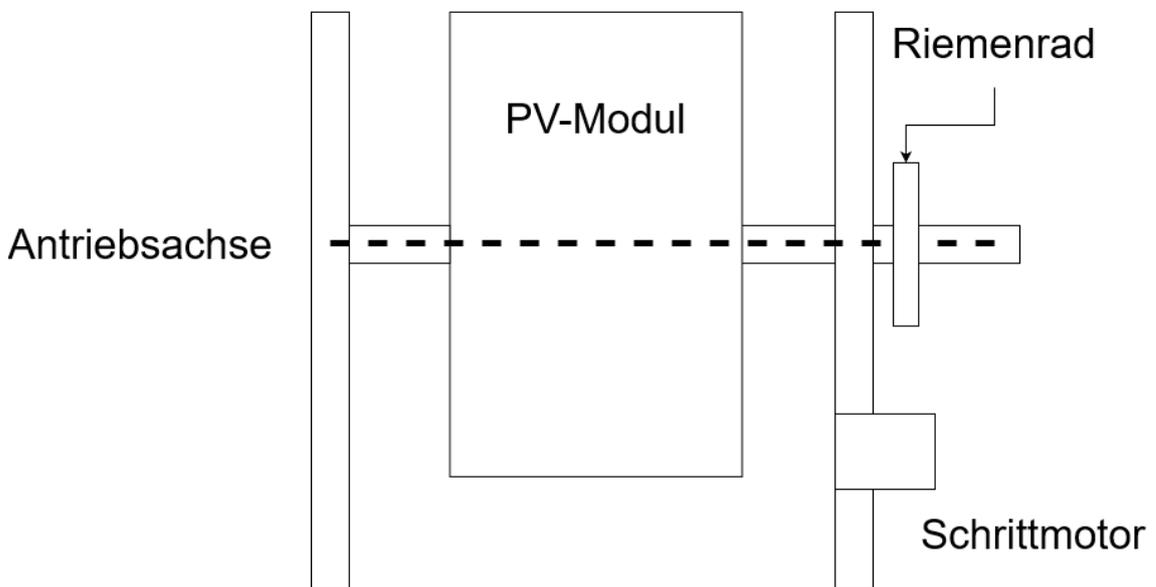


Abbildung 20: Verbesserter Antrieb der horizontalen Achse

Quelle: eigene Darstellung

Größer ist die Herausforderung bei dem Azimutantrieb. Hier ist es möglich die Kraftübertragung durch eine Kette oder durch Zahnräder zu realisieren. In

diesem Falle ist lediglich das Zahnrad an der Azimutachse nur nach kompletter Demontage austauschbar.

Außerdem besteht Verbesserungspotential vor allem hinsichtlich der Wetterfestigkeit. So sollte die Elektronik in einem geeigneten Schaltkasten untergebracht und der Antrieb durch eine Abdeckung vor direkter Sonneneinstrahlung und von Feuchtigkeit geschützt werden.

Bei größeren Modulen ist zusätzlich eine Verankerung im Boden notwendig um ein umstürzen des Systems zu vermeiden.

5 Fazit

Für die Anwendung in großflächigen PV-Parks ist eine Sonnennachführung nicht geeignet, da größere Abstände zwischen den einzelnen nachgeführten Modultischen eingehalten werden müssen. Dies, in Verbindung mit den sinkenden Anschaffungskosten für PV-Module und dem erhöhten Wartungsaufwand der Nachführungssysteme, machen eine Investition in ein nachgeführtes System vergleichsweise unwirtschaftlich.

Der Einsatz einer zweiachsigen Nachführung birgt nur einen geringen Vorteil gegenüber einer einachsigen Nachführung hinsichtlich der Ertragssteigerung. Dieser Vorteil wird durch höhere Ausgaben bei der Anschaffung und im Betrieb sowie die erhöhte Störanfälligkeit negiert.

Mit einer Ertragssteigerung von bis zu 27,75 % bietet ein einachsiges Sonnennachführungssystem dann deutliche Vorteile, wenn der erzeugte Strom vollständig genutzt werden kann. Hier ergibt sich der generierte Mehrwert aus dem jeweiligen Preis des Bezugsstroms. So können die Anschaffungskosten zeitnah amortisiert werden. Außerdem kann ein nachgeführtes System sinnvoll sein, wenn aufgrund von Platzmangel ein einzelnes kleineres System genutzt werden muss, oder die veränderte Ertragskurve dem Verbrauch besser entspricht.

Bevor ein Nachgeführtes System angeschafft wird, sollten zunächst freie Dachflächen für Photovoltaikanlagen genutzt werden. Auch hier gibt es je nach Beschaffenheit der Dachflächen die Möglichkeit Module nach Osten und Westen auszurichten, so dass Erträge am Morgen und am Abend erzielt werden. Dadurch kann ein Beitrag geleistet werden, um den Haushaltsverbrauch in diesen Zeiten zu decken. Wenn die Dachflächen jedoch ausgenutzt sind und weiterer Bedarf besteht, kann ein Nachgeführtes System eine sinnvolle Anschaffung sein.

Vor einer Investition in ein nachgeführtes System sollte jedoch immer eine Prognose über den erwartbaren Mehrertrag an dem jeweiligen Standort erstellt werden. Gerade die Nahbereichverschattung kann dafür sorgen, dass die Ertragssteigerung geringer ausfällt. Andererseits können die erwartbaren Mehrerträge an Standorten anderer geografischer Breite höher ausfallen als in dieser Arbeit am Beispiel Hamburg gezeigt.

Literaturverzeichnis

- [1] Umwelt Bundesamt, „Umweltbundesamt,“ 17 03 2023. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick>. [Zugriff am 01 07 2023].
- [2] S. Paulus, Interviewee, *Interview mit Stefan Paulus (WWS Projektbau GmbH) zu aktuellen Herausforderungen der erneuerbaren Energien*. [Interview]. 15 06 2023.
- [3] J. Fischer und S. Kraner, „Theoretische Grundlagen Solarzelle,“ p. 1, 12 10 2012.
- [4] „Halbleiter.org,“ [Online]. Available: <https://www.halbleiter.org/grundlagen/leiter-nichtleiter-halbleiter/#Halbleiter>. [Zugriff am 17 07 2023].
- [5] „Halbleiter.org,“ [Online]. Available: <https://www.halbleiter.org/grundlagen/dotieren/#Dotieren>. [Zugriff am 19 07 2023].
- [6] Joachim Herz Stiftung, „LEIFIphysik,“ [Online]. Available: https://www.leifiphysik.de/sites/default/files/images/0263b13969fd1d4f9d6286a08b1c1906/992grundwissen_elektronik_halbleiterdiode_silizium_solarzellen_prinzipieller_aufbau_0.svg. [Zugriff am 13 07 2023].
- [7] R. F. Pierret, *Semiconductor Device Fundamentals*, Addison-Wesley, 1996.
- [8] PVsyst SA, *PVsyst 7.4*, 07.2023.
- [9] T. Seltmann, *Photovoltaik: Strom ohne Ende: Netzgekoppelte Solarstromanlagen optimal bauen und nutzen*, Berlin: Solarpraxis AG, 2009.

- [10] R. Haselhuhn, Photovoltaik: Gebäude liefern Strom, Stuttgart: Fraunhofer IRB, 2013.
- [11] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., Leitfaden Photovoltaische Anlagen, Berlin: DGS Landesverband Berlin/Brandenburg, 2012.
- [12] C. Märtel, „PHOTOVOLTAIKWEB,“ 6 07 2023. [Online]. Available: <https://www.photovoltaik-web.de/photovoltaik/dacheignung/solar-tracker-nachfuehrung-nachfuehrsysteme>. [Zugriff am 15 07 2023].
- [13] LINAK A/S, „LINAK,“ [Online]. Available: <https://cdn.linak.com/-/media/files/brochure-source/de/techline-fokus-auf-solar-tracking-broschuere-dt.pdf>. [Zugriff am 16 07 2023].
- [14] greensarawak, „greensarawak,“ [Online]. Available: <https://greensarawak.com/things-to-know-before-going-solar/going-solar-chapter-11-know-your-solar-pv-panels-mounts-and-supports/#>. [Zugriff am 16 07 2023].
- [15] „solarenergie.de,“ 10 05 2022. [Online]. Available: <https://solarenergie.de/photovoltaikanlage/arten-von-pv-anlagen/nachgefuehrte-pv-anlagen>. [Zugriff am 01 08 2023].
- [16] H. Häberlein, Photovoltaik Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen, VDE Verlag, 2010.
- [17] V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme, München: Carl Hanser Verlag, 2015.

Elektronischer Anhang

01_Simulation PVsyst

02_Datenblatt Microcontroller.pdf

03_Steuerprogramm Arduino

04_Quellcode Java

05_Kopien von Onlinequellen

06_Interview Hr Paulus

Anhangsverzeichnis

Anhang1: Datenblatt PV-Modul.....	V
Anhang 2: Datenblatt Wechselrichter	VII
Anhang 3: Spezifische Erträge der simulierten Varianten	IX
Anhang 4: Datenblatt Schrittmotor	XVI
Anhang 5: Quellcode für Sensorgestützte Nachführung	XVII

Anhang1: Datenblatt PV-Modul



AXN6M SERIES

390 – 405 WATT
72 CELL MONO-FACIAL, BI-FACIAL PV MODULES



Proudly Manufactured in the USA



Options: White, Black or Clear backsheet
 Silver or Black Frame



Industry Leading High Efficiency
 Modules up to 20.4%



Industry Leading 91.9% PTC Rating
 UL 1703 Fire Rating Type 2



Modules Shipped with Positive Tolerance



3rd Party Reliability Testing



25 Year Linear Performance Warranty
 25 Year Workmanship Warranty



Anti-reflective coated on glass



Specifications subject to change without notice.

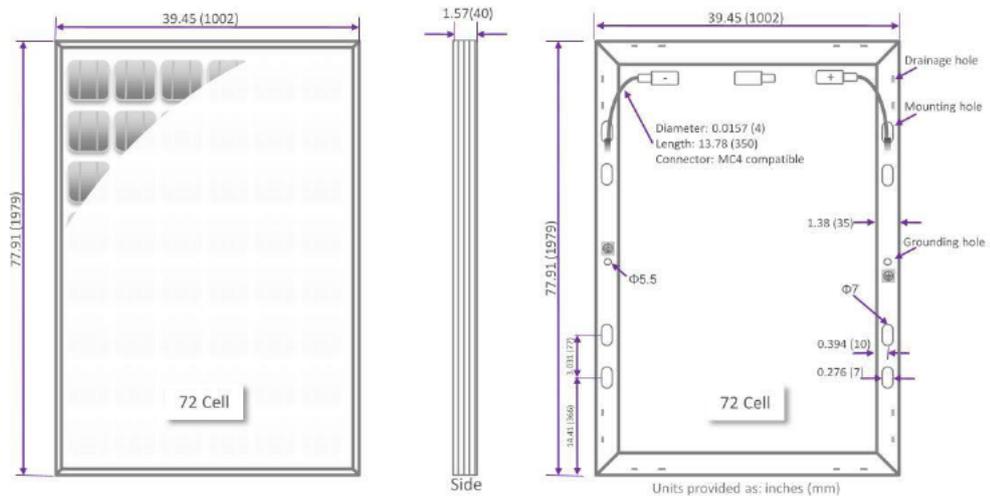
Auxin Solar, 6835 Via Del Oro, San Jose, CA 95119, USA

www.auxinsolar.com

DC073121
 ©2021 AUXIN SOLAR
 Printed in the USA

AXN6M SERIES

	AXN6M612Txxx			
	390	395	400	405
Maximum Power (+3%)	47.90	48.33	48.76	49.04
Voc (V)	10.21	10.24	10.27	10.29
Isc (A)	40.71	41.15	41.56	41.84
Vmp (V)	9.58	9.60	9.63	9.68
Imp (A)	19.7%	19.9%	20.2%	20.4%
Module Efficiency (%)	20A			
Series Fuse Rating	IP65/7			
Junction Box Protection	VDC1000/1500			
Maximum System Voltage	-40°C to 85°C			
Operating Temperature	72 Cells (G1 Mono or Bi-Facial)			
Number of Cells	MC4 compatible			
Connector Type	UL61730/UL1703 Type 2			
Certification/Fire Type				



Mechanical Characteristics	
Frame	Anodized Aluminum (Silver and Black)
Dimension (L x W x D)	77.91" x 39.45" x 1.57" / 1979mm x 1002mm x 40mm
Weight/pc	22.2kg/49.0lbs
Pallet	26 pcs
Loading/container	312pcs/20'; 728pcs/40'; 832pcs/53'
Maximum snow/wind load	50 lbs/ft ²

Temperature Coefficients		Standard Test Conditions (STC)	
NOCT	46.7°C	Irradiance	1000W/m ²
Short circuit current	+0.04%/C	Module Temperature	25 °C
Open circuit voltage	-0.28%/C	AM	1.5
Max power output	-0.38%/C		

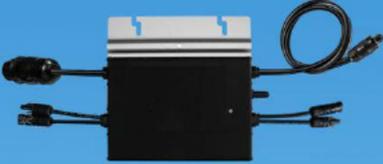
Specifications subject to change without notice.

Auxin Solar, 6835 Via Del Oro, San Jose, CA 95119, USA

www.auxinsolar.com

DC073121
©2021 AUXIN SOLAR
Printed in the USA

Anhang 2: Datenblatt Wechselrichter



HM-600/700/800

Der beste Mikrowechselrichter mit der Verkettung und Blindleistungsreglung für 2 Solarpaneele

Höhepunkte

- Einfache Installation, einfaches Plug-and-Play
- Externe Antenne für stärkere Kommunikation mit DTU
- Leistungsfaktor (einstellbar) 0,8 führend 0,8 verzögert
- Entspricht VDE-AR-N 4105: 2018 & EN50549-1: 2019
- Hohe Zuverlässigkeit: NEMA (IP67) Gehäuse; 6000 V-Stromstoßschutz

 Sicherer |  Smarter |  Kräftiger |  Zuverlässiger

 www.hoymiles.com



Die weltweit sicherste
Solarlösung für Sie und Ihre Familie

Modell	HM-600	HM-700	HM-800
Eingabedaten (DC)			
Leistung des gewöhnlich verbrauchten Moduls(W)	240~380	280~440	320~500
Modulkompatibilität	PV-Module mit 60 Zellen oder 72 Zellen		
Spitzenleistung MPPT des Spannungsbereichs (V)	29~48	33-48	34~48
Anlaufspannung (V)	22	22	22
Betriebsspannungsbereich (V)	16~60	16-60	16~60
Maximale Eingangsspannung (V)	60	60	60
Maximaler Eingangsstrom (A)	2*11.5	2*11.5	2*12.5
Ausgangsdaten (AC)			
Spitzenausgangsleistung (VA)	600	700	800
Nennausgangsstrom (A)	2.73 / 2.61 / 2.5	3.18 / 3.04 / 2.92	3.64 / 3.48 / 3.33
Nennausgangsspannung (V)	220 / 230 / 240	220 / 230 / 240	220 / 230 / 240
Bereich der Nennausgangsspannung (V)	180-275 ¹	180-275 ¹	180-275 ¹
Nennfrequenz/-bereich (Hz)	50/45-55 ¹ oder 60/55-65 ¹	50/45-55 ¹ oder 60/55-65 ¹	50/45-55 ¹ oder 60/55-65 ¹
Leistungsfaktor (einstellbar)	>0,99 standardmäßig 0,8 führend.....0,8 verzögert	>0,99 standardmäßig 0,8 führend.....0,8 verzögert	>0,99 standardmäßig 0,8 führend.....0,8 verzögert
Gesamte harmonische Verzerrung	<3%	<3%	<3%
Maximale Einheiten pro Abzweig ²	8 / 8 / 8	7 / 7 / 7	6 / 6 / 6
Effizienz			
CEC-Spitzenwirkungsgrad	96.70%	96.70%	96.70%
CEC-gewichteter Wirkungsgrad	96.50%	96.50%	96.50%
Nominaler MPPT-Wirkungsgrad	99.80%	99.80%	99.80%
Nächtlicher Stromverbrauch (mW)	<50	<50	<50
Mechanische Daten			
Umgebungstemperaturbereich (°C)	-40~ +65		
Abmessungen (B×H×T mm)	250 x 170 x 28		
Gewicht (kg)	3.0		
Gehäuseeinstufung	Außenbereich-NEMA(IP67)		
Lüftung	Natürliche Umluft – keine Lüfter		
Merkmale			
Kommunikation	2.4 GHz Proprietäre RF (Nordisch)		
Überwachung	Hoy Miles-Überwachungssystem		
Garantie	Bis zu 25 Jahre		
Einhaltung	VDE-R-N 4105: 2018, EN 50549-1: 2019, VFR 2019, IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-1/-2/-3/-4, IEC/EN 61000-3-2/-3		

*1 Der Nennspannungs-/Nennfrequenzbereich kann aufgrund der Bedingungen des örtlichen Netzversorgers geändert werden.

*2 Beziehen Sie sich auf die örtlichen Bedingungen Betreff der exakten Anzahl an Mikrowechselrichter pro Abzweig.

Anhang 3: Spezifische Erträge der simulierten Varianten

Spezifische Erträge der Simulationsvarianten [kWh/kWp]				
Datum	Stationär	Azimutnachführung	geneigte N-S-Achse	zweiachsige Nachführung
1.1	0,1	0,1	0,1	0,1
2.1	1,5	1,6	1,6	1,9
3.1	2,8	3,0	3,2	3,9
4.1	2,0	2,2	2,3	2,7
5.1	2,0	2,2	2,3	2,7
6.1	0,8	0,8	0,8	0,9
7.1	3,0	3,2	3,4	4,1
8.1	0,1	0,1	0,1	0,0
9.1	1,1	1,3	1,4	1,5
10.1	0,2	0,2	0,2	0,1
11.1	1,3	1,4	1,5	1,6
12.1	0,2	0,2	0,2	0,1
13.1	0,2	0,2	0,2	0,1
14.1	0,8	0,9	0,9	1,0
15.1	0,4	0,4	0,4	0,3
16.1	1,4	1,6	1,7	1,9
17.1	2,1	2,3	2,4	2,8
18.1	1,5	1,7	1,7	1,9
19.1	0,2	0,2	0,2	0,2
20.1	2,0	2,1	2,2	2,5
21.1	0,1	0,1	0,1	0,1
22.1	0,4	0,4	0,4	0,3
23.1	1,3	1,3	1,3	1,4
24.1	0,3	0,3	0,3	0,2
25.1	2,4	2,5	2,6	2,9
26.1	2,6	2,8	2,9	3,3
27.1	0,0	0,0	0,0	0,0
28.1	0,6	0,6	0,7	0,7
29.1	1,9	2,0	2,1	2,3
30.1	0,7	0,8	0,8	0,8
31.1	0,8	0,9	0,9	0,9
1.2	1,6	1,7	1,7	1,8
2.2	1,2	1,3	1,3	1,3
3.2	2,5	2,6	2,8	3,1
4.2	3,1	3,4	3,6	4,0
5.2	1,7	1,9	2,0	2,1
6.2	1,3	1,5	1,5	1,6
7.2	1,6	1,7	1,8	1,8
8.2	1,0	1,1	1,1	1,1
9.2	1,8	2,0	2,1	2,2
10.2	0,7	0,8	0,8	0,7
11.2	0,6	0,6	0,6	0,5
12.2	4,2	4,7	5,1	5,6
13.2	3,1	3,6	3,8	4,1
14.2	0,3	0,3	0,2	0,2
15.2	0,1	0,1	0,1	0,1
16.2	2,2	2,4	2,6	2,6
17.2	3,2	3,6	3,9	4,1
18.2	3,1	3,5	3,8	4,0
19.2	1,6	1,9	2,0	2,1
20.2	0,9	0,9	0,9	0,8
21.2	1,1	1,1	1,1	1,0

22.2	3,9	4,4	4,7	5,0
23.2	0,5	0,5	0,5	0,4
24.2	2,4	2,9	3,2	3,2
25.2	1,9	2,2	2,4	2,4
26.2	1,7	2,0	2,1	2,2
27.2	0,4	0,4	0,4	0,3
28.2	1,1	1,2	1,2	1,2
1.3	1,5	1,5	1,5	1,4
2.3	4,0	4,5	4,8	5,0
3.3	1,6	1,7	1,7	1,7
4.3	1,3	1,3	1,3	1,2
5.3	2,1	2,5	2,7	2,7
6.3	3,6	4,1	4,3	4,4
7.3	1,7	1,8	1,8	1,7
8.3	3,5	4,0	4,2	4,2
9.3	0,8	0,8	0,8	0,7
10.3	1,8	1,9	1,9	1,8
11.3	2,1	2,5	2,7	2,7
12.3	2,3	3,0	3,3	3,3
13.3	5,4	6,6	7,1	7,4
14.3	3,3	3,9	4,1	4,1
15.3	0,8	0,8	0,7	0,6
16.3	5,3	6,5	7,0	7,2
17.3	1,0	1,0	1,0	0,9
18.3	2,2	2,6	2,6	2,6
19.3	2,5	2,6	2,6	2,6
20.3	5,1	6,2	6,7	6,8
21.3	6,3	8,0	8,6	8,8
22.3	1,2	1,2	1,2	1,1
23.3	2,7	3,0	3,0	2,9
24.3	5,9	7,3	7,8	8,0
25.3	1,4	1,5	1,4	1,3
26.3	3,3	4,0	4,1	4,1
27.3	4,8	5,6	5,9	5,9
28.3	3,1	3,4	3,4	3,4
29.3	1,8	2,1	2,1	2,1
30.3	2,9	3,2	3,1	3,1
31.3	2,6	2,8	2,8	2,7
1.4	4,4	5,3	5,5	5,5
2.4	1,3	1,4	1,3	1,2
3.4	1,8	2,0	2,0	2,0
4.4	5,2	6,9	7,4	7,5
5.4	3,7	4,3	4,4	4,4
6.4	5,9	7,5	8,0	8,1
7.4	3,3	3,7	3,7	3,7
8.4	4,7	6,2	6,5	6,6
9.4	1,2	1,3	1,2	1,1
10.4	3,0	4,4	4,7	4,8
11.4	4,4	6,3	6,7	6,8
12.4	6,3	8,5	9,0	9,1
13.4	3,2	4,5	4,7	4,7
14.4	4,9	6,2	6,4	6,4
15.4	4,4	5,4	5,5	5,5
16.4	5,9	7,8	8,2	8,3
17.4	3,8	5,2	5,4	5,5
18.4	3,0	3,4	3,3	3,4
19.4	5,9	7,9	8,3	8,4
20.4	1,4	1,4	1,3	1,3
21.4	2,4	2,6	2,5	2,5

22.4	2,3	2,6	2,6	2,6
23.4	5,2	7,0	7,2	7,3
24.4	6,2	8,3	8,7	8,8
25.4	2,2	2,4	2,3	2,3
26.4	2,4	2,6	2,4	2,4
27.4	4,0	4,9	5,0	5,0
28.4	5,7	7,7	7,9	8,0
29.4	2,8	3,8	3,8	3,9
30.4	4,4	5,3	5,3	5,4
1.5	1,6	1,7	1,5	1,5
2.5	4,5	6,2	6,2	6,4
3.5	5,4	7,6	7,7	8,0
4.5	6,2	8,7	8,9	9,2
5.5	6,2	8,6	8,8	9,1
6.5	4,7	5,8	5,8	5,9
7.5	3,4	3,8	3,7	3,8
8.5	2,8	3,0	2,9	2,9
9.5	2,5	2,6	2,5	2,5
10.5	2,6	2,7	2,6	2,6
11.5	5,6	7,8	7,8	8,1
12.5	4,7	7,0	7,0	7,4
13.5	2,3	2,4	2,3	2,3
14.5	2,6	2,8	2,6	2,7
15.5	5,1	6,4	6,4	6,5
16.5	6,4	9,3	9,4	9,8
17.5	3,8	4,6	4,4	4,6
18.5	4,8	6,8	6,8	7,1
19.5	2,2	3,2	3,1	3,3
20.5	4,4	6,8	6,7	7,3
21.5	4,1	5,2	5,1	5,3
22.5	2,9	3,2	3,1	3,2
23.5	4,4	6,3	6,3	6,6
24.5	1,2	1,2	1,1	1,1
25.5	2,6	3,4	3,3	3,4
26.5	5,7	7,8	7,8	8,1
27.5	6,5	9,5	9,5	9,9
28.5	6,9	10,5	10,6	11,1
29.5	6,9	10,3	10,4	10,9
30.5	6,8	10,1	10,1	10,6
31.5	6,2	8,6	8,5	8,9
1.6	4,5	6,2	6,1	6,3
2.6	3,1	3,4	3,2	3,3
3.6	2,8	4,0	3,9	4,3
4.6	0,8	0,8	0,7	0,8
5.6	6,3	9,4	9,3	9,8
6.6	2,8	3,0	2,8	2,9
7.6	4,7	5,4	5,3	5,4
8.6	5,9	8,7	8,6	9,2
9.6	6,0	8,8	8,7	9,3
10.6	5,9	9,0	8,8	9,4
11.6	6,5	9,5	9,4	9,9
12.6	3,9	5,2	5,0	5,4
13.6	3,9	4,4	4,2	4,4
14.6	6,5	9,9	9,8	10,4
15.6	6,3	9,5	9,4	10,0
16.6	4,8	7,5	7,3	8,0
17.6	4,4	5,1	5,0	5,1
18.6	2,4	2,5	2,3	2,4
19.6	3,1	3,7	3,5	3,7

20.6	6,8	10,3	10,2	10,9
21.6	6,3	9,3	9,2	9,8
22.6	6,4	9,7	9,6	10,2
23.6	4,0	6,0	5,8	6,2
24.6	3,6	5,2	5,0	5,4
25.6	2,9	3,1	2,9	3,1
26.6	2,0	2,1	1,9	2,0
27.6	2,9	3,7	3,5	3,8
28.6	2,1	2,2	2,0	2,1
29.6	4,6	7,0	6,8	7,3
30.6	1,6	1,6	1,5	1,5
1.7	3,9	5,8	5,6	6,0
2.7	4,2	5,4	5,3	5,5
3.7	4,7	6,6	6,5	6,9
4.7	6,5	9,7	9,6	10,1
5.7	6,6	10,2	10,2	10,7
6.7	5,0	6,5	6,4	6,7
7.7	2,1	2,6	2,4	2,6
8.7	3,3	3,7	3,5	3,6
9.7	2,6	2,8	2,6	2,7
10.7	4,5	5,1	5,1	5,1
11.7	5,9	8,1	8,0	8,3
12.7	1,3	1,4	1,2	1,3
13.7	7,1	11,1	11,2	11,8
14.7	6,5	9,4	9,4	9,8
15.7	6,9	10,5	10,6	11,1
16.7	3,2	3,6	3,4	3,5
17.7	3,9	4,7	4,5	4,7
18.7	4,5	5,3	5,2	5,3
19.7	2,5	2,7	2,5	2,6
20.7	3,5	5,5	5,4	5,8
21.7	3,2	3,5	3,3	3,4
22.7	3,4	3,9	3,8	3,9
23.7	3,7	5,5	5,5	5,7
24.7	4,1	5,0	4,8	5,0
25.7	6,1	8,7	8,7	9,1
26.7	5,2	6,7	6,6	6,8
27.7	6,1	8,7	8,8	9,1
28.7	4,8	7,1	7,1	7,4
29.7	6,0	8,9	9,0	9,4
30.7	1,8	1,8	1,7	1,7
31.7	0,7	0,7	0,6	0,6
1.8	4,5	6,5	6,5	6,8
2.8	3,5	5,0	5,1	5,3
3.8	3,3	5,5	5,5	5,9
4.8	5,1	6,7	6,7	6,9
5.8	2,2	3,1	3,0	3,2
6.8	6,1	8,9	9,1	9,4
7.8	4,6	5,9	5,9	6,1
8.8	2,6	2,7	2,6	2,6
9.8	6,3	8,7	8,9	9,1
10.8	6,8	9,7	10,1	10,3
11.8	6,5	9,2	9,5	9,7
12.8	5,2	6,6	6,7	6,8
13.8	1,8	1,9	1,8	1,9
14.8	1,0	1,0	0,9	0,9
15.8	4,2	5,1	5,1	5,1
16.8	5,1	6,0	6,1	6,1
17.8	4,1	5,1	5,1	5,2

18.8	4,9	6,4	6,5	6,6
19.8	1,9	2,0	1,8	1,8
20.8	1,7	1,7	1,6	1,6
21.8	1,8	1,9	1,8	1,8
22.8	4,0	5,1	5,3	5,3
23.8	2,8	3,0	2,9	2,9
24.8	3,3	3,7	3,7	3,7
25.8	6,5	8,9	9,4	9,6
26.8	4,5	6,2	6,5	6,6
27.8	6,3	8,7	9,2	9,3
28.8	2,0	2,1	2,0	2,0
29.8	5,9	7,8	8,3	8,4
30.8	6,0	8,1	8,5	8,6
31.8	0,8	0,8	0,7	0,7
1.9	1,1	1,2	1,1	1,0
2.9	2,0	2,1	2,0	1,9
3.9	3,4	4,3	4,4	4,4
4.9	1,6	1,8	1,7	1,7
5.9	3,4	3,5	3,5	3,5
6.9	4,7	5,9	6,1	6,2
7.9	4,8	6,5	6,9	7,0
8.9	4,2	5,1	5,3	5,3
9.9	3,0	3,5	3,6	3,6
10.9	2,9	4,0	4,3	4,4
11.9	6,4	8,5	9,1	9,2
12.9	5,9	7,7	8,2	8,4
13.9	3,7	4,8	5,1	5,1
14.9	1,8	2,3	2,4	2,4
15.9	1,9	2,0	1,9	1,8
16.9	1,8	2,1	2,1	2,1
17.9	4,9	5,8	6,1	6,2
18.9	2,7	3,0	3,0	3,0
19.9	3,0	3,3	3,4	3,3
20.9	3,0	3,6	3,7	3,7
21.9	2,1	2,4	2,4	2,4
22.9	3,0	3,1	3,1	3,1
23.9	2,8	3,3	3,5	3,5
24.9	5,3	6,6	7,1	7,2
25.9	3,3	4,3	4,7	4,7
26.9	5,8	7,2	7,8	8,0
27.9	5,0	6,2	6,7	6,9
28.9	3,0	3,1	3,1	3,1
29.9	1,3	1,3	1,2	1,1
30.9	3,8	4,4	4,6	4,7
1.10	1,2	1,2	1,1	1,0
2.10	0,9	0,9	0,9	0,8
3.10	4,3	4,8	5,0	5,2
4.10	1,5	1,6	1,6	1,6
5.10	1,2	1,4	1,4	1,3
6.10	2,0	2,4	2,7	2,7
7.10	4,1	4,8	5,2	5,3
8.10	5,7	6,8	7,4	7,7
9.10	5,4	6,5	7,1	7,4
10.10	0,7	0,8	0,7	0,6
11.10	0,5	0,5	0,5	0,4
12.10	3,4	3,9	4,1	4,2
13.10	2,1	2,2	2,2	2,2
14.10	2,3	2,6	2,7	2,7
15.10	2,0	2,5	2,8	2,9

16.10	2,1	2,3	2,4	2,4
17.10	1,6	2,0	2,2	2,2
18.10	2,4	2,8	3,1	3,2
19.10	0,7	0,7	0,6	0,5
20.10	3,7	4,2	4,5	4,7
21.10	2,1	2,1	2,1	2,2
22.10	4,2	4,7	5,1	5,4
23.10	1,7	1,9	2,0	2,0
24.10	2,7	2,8	2,9	3,1
25.10	1,3	1,3	1,4	1,4
26.10	0,5	0,5	0,5	0,4
27.10	3,6	3,8	4,0	4,3
28.10	4,3	4,7	5,1	5,5
29.10	4,0	4,4	4,7	5,1
30.10	3,7	4,1	4,3	4,7
31.10	0,7	0,7	0,7	0,6
1.11	0,4	0,4	0,4	0,3
2.11	0,9	0,9	0,9	0,8
3.11	1,3	1,5	1,6	1,8
4.11	2,4	2,6	2,7	2,9
5.11	0,1	0,1	0,1	0,0
6.11	4,3	4,8	5,2	5,8
7.11	3,8	4,2	4,5	5,1
8.11	0,1	0,1	0,1	0,1
9.11	1,3	1,4	1,4	1,5
10.11	1,8	1,9	1,9	2,1
11.11	0,6	0,6	0,6	0,5
12.11	3,5	4,0	4,3	4,8
13.11	0,2	0,2	0,2	0,2
14.11	1,8	2,0	2,0	2,2
15.11	1,2	1,3	1,5	1,6
16.11	1,8	2,0	2,1	2,3
17.11	0,3	0,3	0,3	0,2
18.11	0,9	0,9	1,0	1,0
19.11	0,7	0,7	0,7	0,7
20.11	1,1	1,2	1,3	1,4
21.11	0,2	0,2	0,2	0,1
22.11	0,2	0,2	0,2	0,1
23.11	0,9	1,0	1,1	1,2
24.11	0,8	0,9	1,0	1,1
25.11	0,2	0,2	0,2	0,2
26.11	2,4	2,6	2,8	3,2
27.11	1,7	1,8	1,9	2,2
28.11	1,4	1,5	1,6	1,8
29.11	1,2	1,3	1,4	1,5
30.11	0,1	0,1	0,1	0,1
1.12	0,2	0,2	0,2	0,1
2.12	2,6	2,7	2,9	3,4
3.12	0,8	0,9	0,9	1,1
4.12	0,1	0,1	0,1	0,0
5.12	1,3	1,3	1,4	1,6
6.12	2,7	2,9	3,0	3,6
7.12	2,8	3,0	3,1	3,7
8.12	0,3	0,3	0,2	0,2
9.12	0,9	1,0	1,0	1,1
10.12	1,4	1,5	1,6	1,9
11.12	1,7	1,8	1,9	2,3
12.12	0,4	0,4	0,4	0,4
13.12	0,0	0,0	0,0	0,0

14.12	0,0	0,0	0,0	0,0
15.12	0,2	0,2	0,1	0,1
16.12	1,2	1,3	1,4	1,6
17.12	0,5	0,5	0,5	0,6
18.12	0,3	0,3	0,3	0,2
19.12	0,1	0,1	0,1	0,1
20.12	0,9	0,9	1,0	1,1
21.12	1,3	1,4	1,5	1,7
22.12	0,8	0,8	0,9	1,0
23.12	0,2	0,2	0,1	0,1
24.12	2,2	2,3	2,5	2,9
25.12	0,9	1,0	1,0	1,1
26.12	2,0	2,1	2,2	2,6
27.12	0,0	0,0	0,0	0,0
28.12	0,1	0,1	0,1	0,0
29.12	0,7	0,7	0,7	0,8
30.12	0,6	0,6	0,6	0,7
31.12	1,1	1,2	1,3	1,5

Anhang 4: Datenblatt Schrittmotor



NEMA17-05GM

Zweipoliger Schrittmotor mit 5:1 Getriebe



Dieser kompakte Schrittmotor mit einem 5:1 übersetztem Getriebe ist gut für Anwendungen geeignet, in denen ein präzise und kraftvoll arbeitender Schrittmotor benötigt wird.

HAUPTMERKMALE

Wellenmaße	Ø 8 x 15 mm (Einzelwelle)
Spezifikation	42SHD0229-5G
Anschluss	4 Pin Buchse (JST)
Schritte pro Umdrehung	200 (Motorwelle) 1000 (Getriebewelle)
Abmessungen	42 x 42 x 70 mm
Lieferumfang	NEMA17-05GM Motor

LEISTUNGSMERKMALE

Haltemoment	1,68 Nm
Nennspannung	2,8 V
Nennstrom	1,68 A
Schrittinkel	1,8 ° (Motor)
Anzahl der Phasen	2
Phasenwiderstand	1,65 Ω
Phaseninduktivität	3,2 mH
Isolationswiderstand	500 V
Isolationsklasse	B (130°)
Trägheitsmoment	57 g·cm ²
zuläss. Temperaturbereich	-10 °C - 50 °C

WEITERE DETAILS

Artikelnr.	NEMA17-05GM
EAN:	4250236818788
Zolltarifnummer	8501109990

Veröffentlicht: 25.09.2019

www.joy-it.net

Anhang 5: Quellcode für Sensorgestützte Nachführung

```
// Definition der zu aktivierenden Ein- und Ausgänge
// Lichtsensoren
const int sensorPinH1 = A0;
const int sensorPinH2 = A1;
const int sensorPinA1 = A2;
const int sensorPinA2 = A3;

// Höhenantrieb
const int hDirPin = 11;
const int hStepPin = 10;
// Azimutantrieb
const int aDirPin = 9;
const int aStepPin = 8;

// Definition der Hilfsvariablen
int sensorValueH = 0;
int sensorValueA = 0;

int i;

void setup()
{
  pinMode(hDirPin, OUTPUT);
  pinMode(hStepPin, OUTPUT);
  pinMode(aDirPin, OUTPUT);
  pinMode(aStepPin, OUTPUT);
}

void loop()
{
  // Vergleich der Sensoren

  sensorValueH = analogRead(sensorPinH2)-analogRead(sensorPinH1);
  sensorValueA = analogRead(sensorPinA2)-analogRead(sensorPinA1);

  // Einstellung der Bewegungsrichtung der Höhennachverfolgung
  if (sensorValueH <=0)
  {
    digitalWrite(hDirPin, HIGH);
  }
  else
  {
    digitalWrite(hDirPin, LOW);
  }
  // Einstellung der Bewegungsrichtung der Azimutnachverfolgung
```

```
    if (sensorValueW <=0)
    {
        digitalWrite(aDirPin, HIGH);
    }
    else
    {
        digitalWrite(aDirPin, LOW);
    }

    // Aktivieren der Antriebe

    digitalWrite(hStepPin, HIGH);
    delayMicroseconds(600);
    digitalWrite(hStepPin, LOW);
    delayMicroseconds(600);

    digitalWrite(aStepPin, HIGH);
    delayMicroseconds(600);
    digitalWrite(aStepPin, LOW);
    delayMicroseconds(600);
}
```

Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe.

Hamburg, den _____