JOHANNES KEPLER
UNIVERSITÄT LINZ

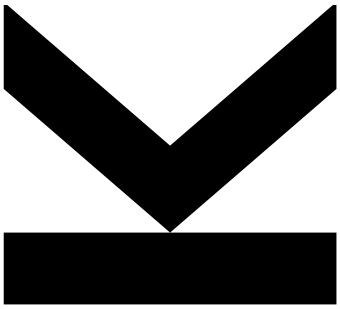
Eingereicht von
Manuel Hainzl

Angefertigt am
Institut für Design und Regelung Mechatronischer Systeme

Betreuer
DI Dr. Daniel Adelberger, MLBT
DI[in] Dr.[in] Gunda Singer

August 2022

Optimale Positionierung einer Photovoltaikanlage



Bachelorarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades

Bachelor of Science

im Bachelorstudium

Mechatronik

JOHANNES KEPLER
UNIVERSITÄT LINZ
Altenbergerstraße 69
4040 Linz, Österreich
www.jku.at
DVR 0093696

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt bzw. die wörtlich oder sinngemäß entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Die vorliegende Arbeit ist mit dem elektronisch übermittelten Textdokument identisch.

St.Pantaleon/Erla, 08. August 2022

Manuel Hainzl

Kurzfassung

Erneuerbare Energien und hier insbesondere die Photovoltaik erleben gegenwärtig ein rasantes Wachstum, da Regierungen und auch private Haushalte aufgrund von Bedenken hinsichtlich der Kraftstoffversorgung und der Kohlenstoffemissionen zunehmend bereit sind, in diese Art der grünen Energiegewinnung zu investieren um so fossile Energieträger vom Markt zu nehmen. Dieses Umdenken in der Gesellschaft hin zu energieautarken, regenerativen Energiesystemen wirft aber auch zahlreiche Fragen auf. Eine davon, nämlich jener der optimalen Positionierungsstrategie für einen maximalen Energieertrag eines Photovoltaik-Systems widmet sich diese Bachelorarbeit. Ausgehend von der Modellierung des Sonnenstandes für einen gewählten Standort wird die einfallende Bestrahlungsstärke über ein gesamtes Jahr ermittelt und aufgrund der daraus resultierenden ganzjährigen Bestrahlung die optimale Ausrichtung des Solarpaneels für den gegebenen Standort mit Hilfe numerischer Optimierungsmethoden berechnet. Dabei wird in dieser Arbeit zwischen sieben verschiedenen Varianten unterschieden, welche in ihrer Anzahl der Positionsänderungen über ein Jahr differieren. Beispielsweise wird bei der jährlichen Optimierung die Ausrichtung des Solarpaneels nur einmal geändert während bei der monatlichen Version zwölf Positionsänderungen vorzunehmen sind. Die kleinste zeitliche Auflösung hinsichtlich eines Positionswechsel stellt in dieser Arbeit die stündliche Optimierung dar. Diese entspricht einem langsamen zweiachsigen Nachführsystem, bei dem der Einfallswinkel zwischen Sonnenrichtung und Flächennormale minimiert wird, das Paneel also der Sonne während eines Tages folgt. In dieser Version ist zwar der Energieertrag am höchsten, aber speziell an Dächern aufgrund der räumlichen Begrenzungen und zusätzlichen Montageaufwand eher ungeeignet, weswegen hier auf die anderen Versionen zurückgegriffen werden muss. Zur Validierung der mathematischen Modellierung und Optimierung wird abschließend eine Versuchsanordnung zur Aufnahme von Messdaten aufgebaut, womit die ermittelten Ergebnisse nachvollzogen werden.
Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass durch eine optimale Positionierungsstrategie Energiegewinne zwischen 19 % und 43 % (in Abhängigkeit der Anzahl an Positionsänderungen) in Gegensatz zu einem horizontal aufgestellten Photovoltaikpaneel für einen Standort in Österreich erzielt werden können.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis **v**

Tabellenverzeichnis **vii**

1 Einleitung **1**
1.1 Entwicklung des Energieverbrauchs 1
1.1.1 Weltenergieverbrauch 2
1.1.2 Energieverbrauch in Österreich 2
1.2 Energieformen 3
1.2.1 Fossile Energieträger 3
1.2.2 Kernenergie 5
1.2.3 Erneuerbare Energiequellen 5
1.3 Überblick 7

2 Photovoltaik-Batterie (PVB) System **8**
2.1 Solarmodul (A) 8
2.1.1 Funktionsweise einer Solarzelle 9
2.2 Batteriespeicher (B und D) 10
2.3 Wechselrichter (C) 11
2.4 Stromverbraucher (E) 11
2.5 Stromzähler (F) 11
2.6 Stromnetz (G) 11
2.6.1 Smart Grid 11

3 Sonnenposition und Einfallswinkel **13**
3.1 Berechnung der Sonnenposition 13
3.1.1 Sonnendeklination und Zeitgleichung 13
3.1.2 Wahre Ortszeit (WOZ) und Mittlere Ortszeit (MOZ) 15
3.1.3 Stundenwinkel 16
3.1.4 Azimutwinkel und Höhenwinkel 16
3.2 Berechnung des Einfallswinkels 18
3.2.1 Kugelkoordinaten / kartesische Koordinaten 18
3.2.2 Vektor der Sonnenrichtung 19
3.2.3 Normalenvektor des Solarpaneels 20
3.2.4 Vektorrechnung 22

4 Sonnenstrahlung 25
4.1 Strahlungsangebot der Sonne . . . 25
4.1.1 Solarkonstante . . . 26
4.2 Reduktionseinflüsse in der Erdatmosphäre . . . 27
4.2.1 Spektrale Bestrahlungsstärke - Air Mass (AM) . . . 27
4.2.2 Rayleigh-Streuung . . . 29
4.2.3 Mie-Streuung . . . 29
4.2.4 Absorption . . . 29
4.2.5 Reflexion . . . 29
4.2.6 Verschattung und Witterungseinflüsse . . . 29
4.2.7 Gesamtreduktion . . . 30
4.3 Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen . . . 31
4.3.1 Globalstrahlung . . . 31
4.3.2 Direkt- und Diffusstrahlung . . . 32
4.4 Bestrahlungsstärke auf der geneigten Fläche . . . 33
4.4.1 Direkte Strahlung . . . 34
4.4.2 Diffuse Strahlung . . . 36
4.4.3 Anisotroper Ansatz . . . 37
4.4.4 Reflektierte Strahlung . . . 37
4.4.5 Globalstrahlung . . . 38

5 Optimierung des Energieertrags durch Positionierung 39
5.1 Nichtlineares Programm (NLP) . . . 39
5.2 Zusammenhang Maximum/Minimum . . . 40
5.3 Problemformulierung . . . 41
5.4 Empirische Optimierung . . . 41
5.5 Numerische Optimierung . . . 42
5.5.1 Übersicht über die Positionierungsstrategien . . . 43
5.5.2 Jährliche Optimierung . . . 43
5.5.3 Halbjährliche und vierteljährliche Optimierung . . . 46
5.5.4 Monatliche, wöchentliche und tägliche Optimierung . . . 47
5.5.5 Stündliche Optimierung . . . 47

6 Messaufbau zur Validierung der Simulationsergebnisse 51
6.1 Funktion der Messanordnung . . . 51
6.2 Messung 1 - geneigte Fläche . . . 57
6.3 Messung 2 - horizontale Fläche . . . 57
6.4 Messung 3 - bewölkter Tag . . . 57
6.5 Diskussion der Messergebnisse . . . 59

7 Schlussfolgerung und Ausblick 60

Literatur 62

Abbildungsverzeichnis

1.1 Weltenergieverbrauch (Daten von [7]) 2
1.2 Österreichischer Energieverbrauch (Daten von [17]) 3
1.3 Weltstromerzeugung (Daten von [7]) 4
1.4 Österreichische Stromerzeugung (Daten von [7]) 4
1.5 Potential der Solarenergie im Vergleich anderer Energieträger und des Weltenergieverbrauchs [10] 6
1.6 Photovoltaische Primärenergieerzeugung in Österreich (Daten von [17]) . 7

2.1 Übersicht über die Bestandteile eines PVB-Systems [13] 8
2.2 Funktionsweise Solarzelle [10] 9
2.3 Kennlinie Solarzelle (Photodiode) [10] 9
2.4 Aufbau Silizium-Solarzelle [10] 10

3.1 Sonnendeklination 14
3.2 Einfluss der Erdneigung (modifiziert von [10]) 15
3.3 Zeitgleichung 15
3.4 Beschreibung des Sonnenstandes [10] 17
3.5 Sonnenbahndiagramm für St.Pantaleon/Erla 18
3.6 Kugelkoordinaten 19
3.7 Sonnenrichtung 20
3.8 Flächenvektor 21
3.9 Neigungswinkel Modul 21
3.10 Einfallswinkel in Abhängigkeit der Vektoren **s** und **n** 22
3.11 Einfallswinkel am 01.05.2022 in St.Pantaleon/Erla 24

4.1 Hüllkugel für Solarkonstante (nicht maßstabsgetreu) 26
4.2 Jährliche Verlauf der Solarkonstante 27
4.3 Spektrale Bestrahlungsstärke außerhalb und innerhalb der Erdatmosphäre [10] 28
4.4 Verlauf Luftmasse in Abhängigkeit der Sonnenhöhe 30
4.5 Verlauf Gesamtreduktion in Abhängigkeit der Sonnenhöhe 31
4.6 Monatliche Globalstrahlung in St.Pantaleon/Erla 32
4.7 Zusammensetzung der Strahlung auf horizontaler Fläche [14] 33
4.8 Bestrahlungsstärke am 01.05.2022 auf eine horizontale Fläche 34
4.9 Zusammensetzung der Strahlung auf geneigte Fläche (modifiziert von [10]) 34
4.10 Einfluss der Modulneigung auf die direkte Strahlung 35

4.11 Isotroper Ansatz Diffusstrahlung (modifiziert von [10]) 36
4.12 Bestrahlungsstärke auf geneigte Fläche am 01.05.2022 38

5.1 Maximum vs. Minimum (modifiziert von [9]) 40
5.2 Empirische Optimierung 42
5.3 Vergleich der Bestrahlungsstärke für die jährliche Optimierung 44
5.4 Vergleich der monatlichen Globalstrahlung für die jährliche Optimierung . 44
5.5 Vergleich der optimalen Neigungswinkel über das Jahr 2022 47
5.6 Azimutwinkel bei stündlicher Optimierung am 01.05.2022 48
5.7 Neigungswinkel bei stündlicher Optimierung am 01.05.2022 49
5.8 Zusammenhang Modulneigung und Sonnenhöhe 49
5.9 Globalbestrahlungsstärke der jährlichen und stündlichen Optimierung . . 50

6.1 Messaufbau 51
6.2 I-U & P-U Kennlinie einer Solarzelle (modifiziert von [10]) 53
6.3 Elektrisches Ersatzschaltbild 53
6.4 Verschaltung Steckplatine 54
6.5 Einfluss der Temperatur auf I-U-Kennlinie [10] 56
6.6 Vorgänge bei Bestrahlung in einer Solarzelle [14] 56
6.7 Messstellungen des Photovoltaikpaneels 57
6.8 Vergleich Messdaten und Optimierung sonniger Tag 58
6.9 Vergleich Messdaten und Optimierung bewölkter Tag 58

Tabellenverzeichnis

1.1 Energiearten (modifiziert von [14]) 1

4.1 Reduktionseinflüsse in Abhängigkeit der Sonnenhöhe (Daten von [16]) . . 30
4.2 Albedowerte für unterschiedliche Untergrundarten (Ausschnitt aus [14]) . 37

5.1 Jahresbestrahlung und Erhöhung der einzelnen Positionierungsstrategien . 43
5.2 Vergleich geneigte Globalstrahlung Modellierung mit Daten (aus [5]) . . . 45
5.3 Vergleich horizontale Globalstrahlung Modellierung mit Daten (aus [5]) . 46

6.1 Daten des Solarpaneels 52

Kapitel 1

Einleitung

Dieses kurze einführende Kapitel widmet sich der steigenden Bedeutung erneuerbarer Energien, insbesondere der Sonnenenergie. Zuerst wird die Entwicklung des Energiebedarfs der letzten Jahre dargestellt und etwaige Erwartungen für die Zukunft erläutert. Danach sollen die verschiedenen Energieformen zusammengefasst, Unterschiede erkannt und deren wichtigsten Eigenschaften diskutiert werden. In einem nächsten Schritt wird auf die wesentliche Rolle der regenerativen Energien in Hinblick auf die Energiewende und den Klimaschutz eingegangen und die besondere Stellung der Photovoltaik aufgezeigt. Zu guter Letzt wird ein Überblick über die einzelnen Kapiteln gegeben.

1.1 Entwicklung des Energieverbrauchs

Um die Entwicklung des Energieverbrauchs analysieren zu können, ist es wichtig, die unterschiedlichen Energieformen mit ein und derselben Energieart darzustellen, da es sonst zu Fehlinterpretationen kommen kann. So wird bei der technischen Nutzung der Energien zwischen drei Arten unterschieden, die in Tabelle 1.1 aufgelistet sind. Dabei erfolgt der Übergang zwischen den Energiearten von oben nach unten durch verlustbehaftete Umwandlung.

Tabelle 1.1: Energiearten (modifiziert von [14])

Begriff	**Definition**	**Energieformen / Energieträger**
Primärenergie	Energie in ursprünglicher, noch nicht technisch aufbereiteter Form	z.B. Rohöl, Kohle, Uran, Solarstrahlung, Wind
Endenergie	Energie in der Form, wie sie dem Endverbraucher zugeführt wird	z.B. Erdgas, Heizöl, Kraftstoffe, Strom, Fernwärme
Nutzenergie	Energie in der vom Endverbraucher genutzten Form	z.B. Licht zur Beleuchtung, Wärme zur Heizung, Antriebsenergie für Maschinen und Fahrzeuge

Sofern in den folgenden Kapiteln nicht anders angeführt, wird als Energieart von der Endenergie, also jene Energie die beim Endverbraucher ankommt, ausgegangen.

1.1.1 Weltenergieverbrauch

Der globale Energieverbrauch von 1971 bis 2019 ist in Abbildung 1.1 dargestellt. Man erkennt deutlich die weltweite Energiebedarfszunahme. So hat sich der Weltenergieverbrauch in den letzten 40 Jahren nahezu verdoppelt. Eine Verbrauchsreduzierung, welche für einen Klimaumschwung sorgen würde, ist global nicht absehbar. Im Gegenteil. Dieser Trend wird in den nächsten Jahren weiter Bestand haben.

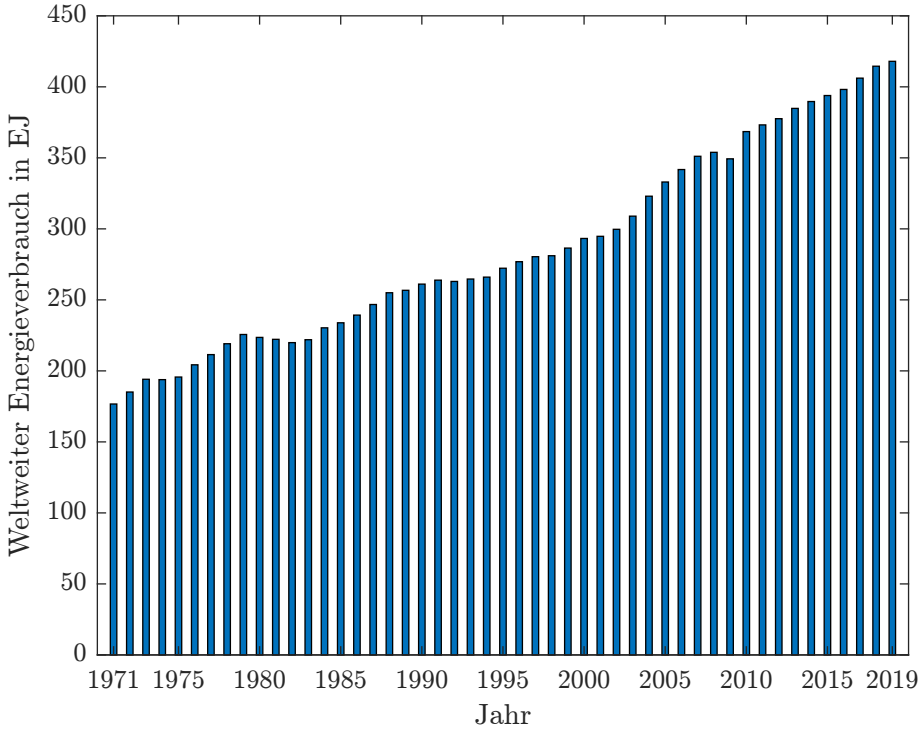


Abbildung 1.1: Weltenergieverbrauch (Daten von [7])

1.1.2 Energieverbrauch in Österreich

Der österreichische energetische Endverbrauch von 1971 bis 2019 ist in Abbildung 1.2 dargestellt. Man erkennt bei Vergleich des weltweiten Energieverbrauchs in Abbildung 1.1 mit jenen des österreichischen Energieverbrauchs neben der unterschiedlichen Größenordnung (man beachte die Energieeinheiten) auch die Stagnation des Energiebedarfs in den westlichen Industrieländern, zu denen auch Österreich gehört. Hier wird sogar erwartet, dass sich der Energieverbrauch in den nächsten Jahren durch Effizienzsteigerungen verringert. Hingegen steigt der Weltenergiebedarf weiter stark an. Hauptgründe dafür sind, dass sich einerseits der Lebensstandard in aufstrebenden Entwicklungs- und Schwellenländern stark der Lebensqualität in den westlichen Industrienationen angeglichen haben wird. Andererseits geht man von einem starkem Bevölkerungswachstum aus. So erwarten die Vereinten Nationen 2050 etwa 9,7 Milliar-

den Menschen auf dem Globus. Für das Jahr 2100 werden 10,9 Milliarden Menschen prognostiziert [18]. Zum Vergleich: Die Weltbevölkerung umfasste im Januar 2022 rund 7,95 Milliarden Menschen.

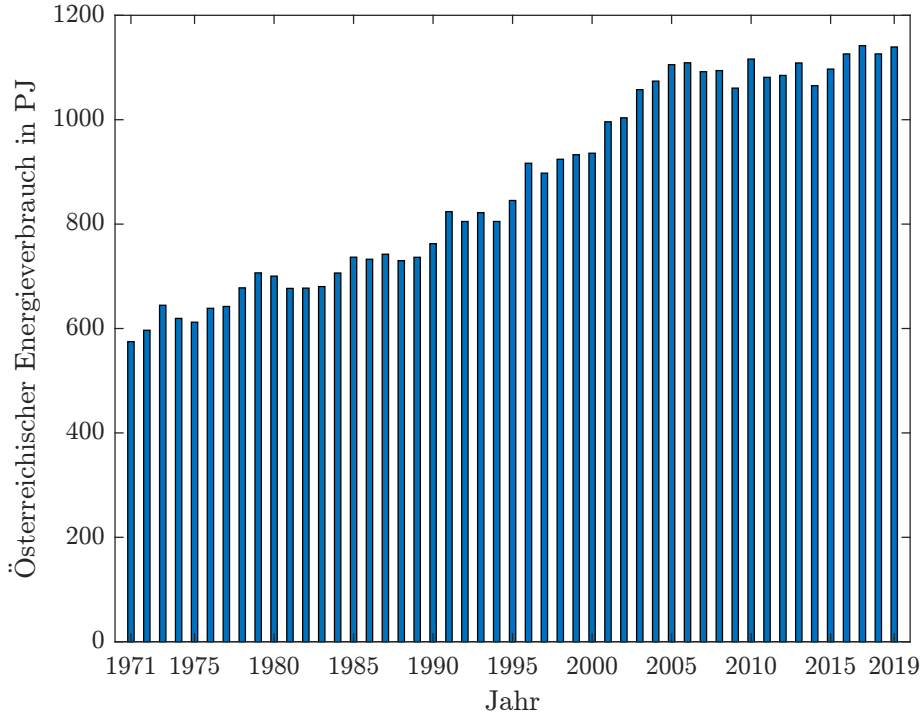


Abbildung 1.2: Österreichischer Energieverbrauch (Daten von [17])

1.2 Energieformen

Die Aufteilung der weltweiten Stromerzeugung in die drei Energieformen *Fossil*, *Nuklear* und *Erneuerbar* ist in Abbildung 1.3 dargestellt, jene von Österreich in Abbildung 1.4. Auch hier erkennt man die stetig steigende weltweite Stromerzeugung in den letzten Jahrzehnten, wohingegen der österreichische Anteil stagniert. Außerdem ist anzumerken, dass es in Österreich kein Kernkraftwerk gibt und somit nukleare Energieträger keinen Anteil in der heimischen Stromerzeugung haben. In weiterer Folge werden die verschiedenen Energieformen näher durchleuchtet.

1.2.1 Fossile Energieträger

In unserer heutigen Energieversorgung dominieren weiterhin die fossilen stoffgebundenen Energieträger wie Öl, Kohle und Erdgas (siehe Abbildung 1.3), welche über einem Zeitraum von Jahrtausenden aus pflanzlichen oder tierischen Substanzen entstanden sind. So werden rund 85% des globalen Primärenergiebedarfs durch solche Energieträger gedeckt [14]. Bei gleichbleibendem Energiebedarf und Nutzung reichen die derzeit bekannten Welt-Energiereserven an Erdöl und Erdgas je circa 50 Jahre und an Kohle etwa 130 Jahre [1]. Dadurch kann der wachsende Energiebedarf jedoch nicht durch fossile Brennstoffe gedeckt werden. Diese als nicht regenerative Ener-

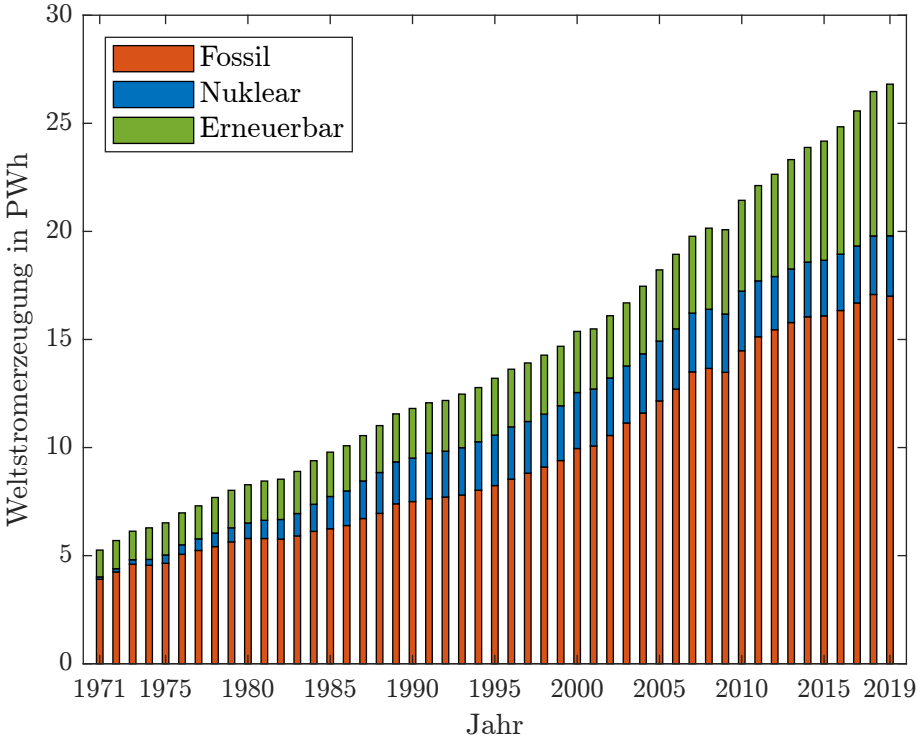


Abbildung 1.3: Weltstromerzeugung (Daten von [7])

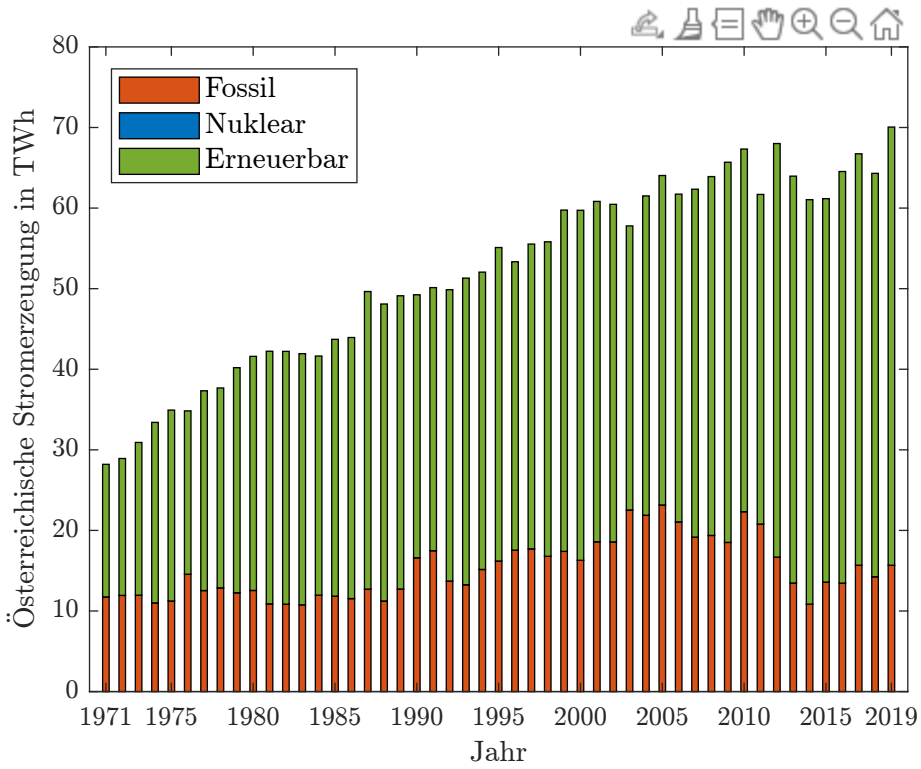


Abbildung 1.4: Österreichische Stromerzeugung (Daten von [7])

giequellen bezeichneten Energieträger bilden sich zwar auch heute, sie werden aber schneller verbraucht als sie sich wiederbilden, weshalb sie keine erneuerbaren Energiequellen darstellen. Außerdem erfolgt die Umwandlung von fossilen Energieträgern etwa zur Stromerzeugung aber auch zum Antrieb von konventionellen Kraftfahrzeugen durch Verbrennung, wodurch es zu einer unvermeidbaren Kohlendioxidproduktion kommt. Aus diesen Gründen wird zunehmend nach umweltschonenden, erneuerbaren Alternativen gesucht.

1.2.2 Kernenergie

Neben den fossilen Energieträgern ist auch die Atomenergie (man unterscheidet grundsätzlich zwischen Kernspaltung und Kernfusion, da aber alle im Betrieb befindlichen Kraftwerke Ersteres verwenden, wird hier von einer Unterscheidung abgesehen) in ihrer Reichweite beschränkt und beläuft sich wie auch die fossilen Brennstoffe auf einige wenige Jahrzehnte [11]. Grund dafür ist der begrenzte Vorrat an Kernbrennstoffen wie Uran auf der Erde. Hinzu kommen schwer abschätzbare Risiken im Anlagenbetrieb, die Gefahr der Proliferation sowie der nicht unerhebliche Aufwand für die Entsorgung bzw. Endlagerung radioaktiven Mülls, welche für Jahrhunderte sichergestellt sein muss. Aus diesen Gründen stagniert derzeit auch der Ausbau an nuklearen Anlagen (siehe Abbildung 1.3). Umwelt- und sozialverträgliche Alternativen in der Energieversorgung sind gefragt.

1.2.3 Erneuerbare Energiequellen

Aufgrund der endlichen Reichweite konventioneller Energieträger sowie der Atomkraft, dem Wachstum des ökologischen Bewusstseins und zur Gegensteuerung des vom Menschen verursachten Treibhausgaseffektes müssen andere Energieträger wie Bioenergie, Geothermie, Wasserkraft, Meeresenergie, Windenergie und auch die Sonnenenergie ausgebaut werden. Diese sogenannten erneuerbaren oder auch regenerativen Energiequellen bilden sich mindestens in dem Maß wieder, wie sie verbraucht werden, d.h. sie sind unerschöpflich unter menschlichen Zeitskalen, daher auch der Name [20]. Außerdem ist ihr jährliches Energieangebot (speziell jener der Solarstrahlung) um Größenordnungen höher als der globale Energieverbrauch sowie das Potential der nicht erneuerbaren Energieträger (siehe Abbildung 1.5).

Der Vorteil fossiler Energieträger gegenüber den Erneuerbaren ist eine stetige Verfügbarkeit, die Energie kann also genau dann verwendet werden, wenn es der Konsum der Verbraucher am Energiemarkt erfordert. Bei den regenerativen Energien, wie zum Beispiel bei der Solarenergie, herrscht hingegen oftmals ein stark wechselndes Energieangebot. So ist es beispielsweise nicht möglich von Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang Strom mittels Photovoltaikanlagen aufgrund mangelnder Sonnenstrahlung zu erzeugen. „Eine rein auf erneuerbare Energien aufgebaute Energiewirtschaft muss neben der Energiewandlung in die gewünschten Energieformen, wie zum Beispiel Umwandlung der Sonnenstrahlung in elektrischen Strom, auch die Verfügbarkeit der Energie sicherstellen. Dies kann durch Energiespeicherung (z.B. Batteriespeicher siehe Abschnitt 2.2), durch weltweite Energietransporte oder durch Anpassung des

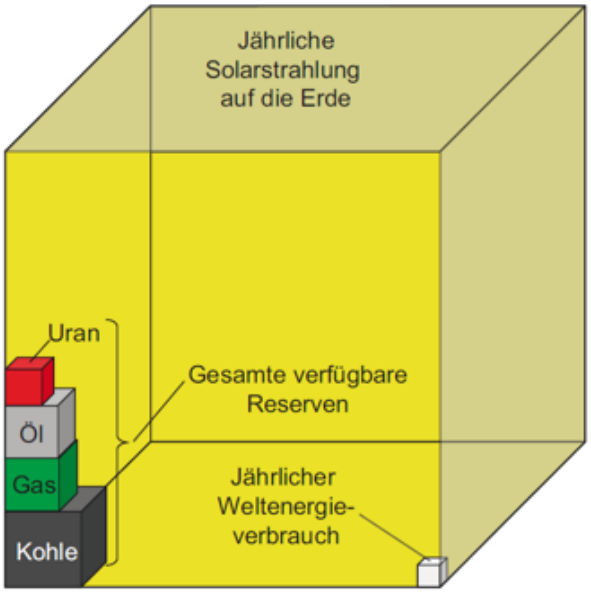


Abbildung 1.5: Potential der Solarenergie im Vergleich anderer Energieträger und des Weltenergieverbrauchs [10]

Energiebedarfs an das Energieangebot erfolgen“ [14].

Aus Abbildung 1.3 und Abbildung 1.4 lässt sich der momentan stattfindende Umschwung in der Energielandschaft erkennen. Stagnieren hier fossile Energieträger und die Atomenergie, steigt der Anteil an erneuerbaren Energien stetig. Speziell in den Industrieländern wird stark in diese umweltfreundlichen Energieformen investiert und kontinuierlich ausgebaut. Der Photovoltaik kommt hierbei eine ausgezeichnete Rolle zu, ist sie doch (noch) die einzige Energiequelle, welche auch privat genützt werden kann. Neben dem Wunsch der Netzunabhängigkeit, um auch bei einem längeren Blackout-Szenario mit Strom versorgt zu sein, ist sie zeitgleich eine interessante Option der Geldanlage. Grund dafür ist die staatliche Förderung in einigen Ländern und die sinkenden Anschaffungskosten gepaart mit steigenden Stromkosten, um Strom aus dem Netz zu beziehen. Speziell Österreich verfügt mit seiner kleinräumigen Struktur und dem hohen Anteil an Einfamilienhäusern über ideale Bedingungen für den Einsatz von Photovoltaik. Die Kombination aus Klimafreundlichkeit, Wunsch nach Netzunabhängigkeit und Geldanlage führt dazu, dass die Primärenergieerzeugung mit Photovoltaikanlagen in Österreich und auch auf globaler Ebene rasant zunimmt (siehe Abbildung 1.6).

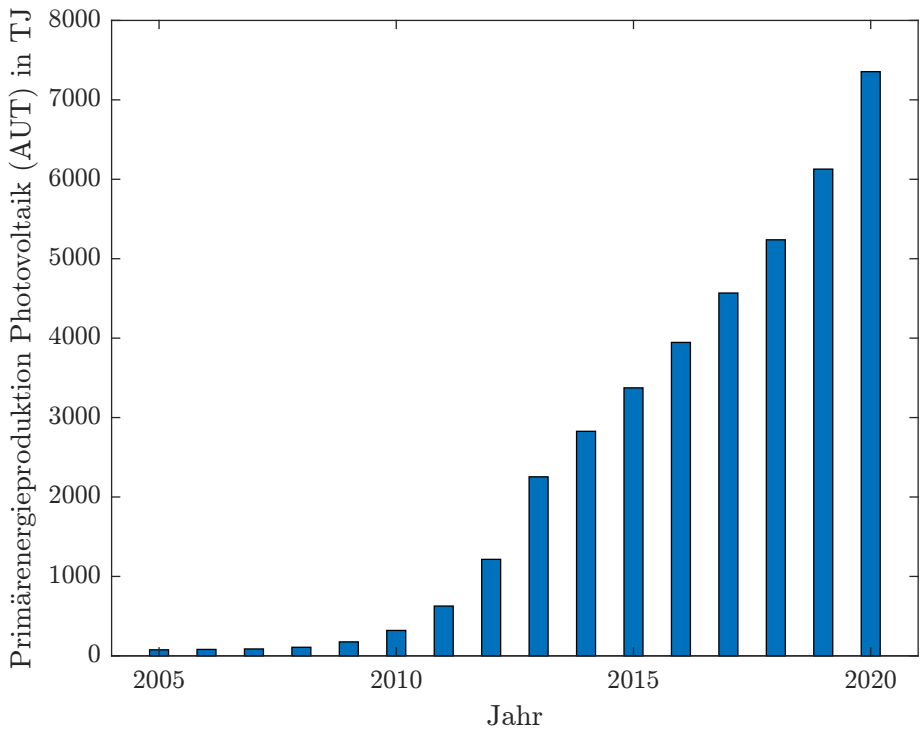


Abbildung 1.6: Photovoltaische Primärenergieerzeugung in Österreich (Daten von [17])

1.3 Überblick

Aufgrund der oben genannten Gründe herrscht gegenwärtig ein Umdenken in der Gesellschaft hin zu energieautarken, regenerativen Energiesystemen, insbesondere zur Photovoltaik. Dabei kommen einige Fragen auf. Eine davon, nämlich jener der optimalen Positionierungsstrategie für einen maximalen Energieertrag eines Photovoltaik-Batterie Systems (kurz PVB) widmet sich diese Bachelorarbeit. Zuerst werden die einzelnen Kernbestandteile eines Photovoltaik-Batterie (PVB) System (Kapitel 2) erklärt. Anschließend wird ausgehend von der Modellierung des Sonnenstandes für einen gewählten Standort (Kapitel 3) die einfallende Bestrahlungsstärke über ein gesamtes Jahr ermittelt und aufgrund der daraus resultierenden ganzjährigen Bestrahlung (Kapitel 4) die optimale Ausrichtung des Solarpaneels für den gegebenen Standort mit Hilfe numerischer Optimierungsmethoden (Kapitel 5) berechnet. Dabei wird in dieser Arbeit zwischen sieben verschiedenen Optimierungszeiträumen unterschieden, welche in der Anzahl an Positionsänderungen in einem Jahr differieren. Zur Validierung der mathematischen Modellierung und Optimierung wird anschließend eine Versuchsanordnung zur Aufnahme von Messdaten aufgebaut (Kapitel 6), womit die ermittelten Ergebnisse nachvollzogen werden. Abschließend werden die Kernergebnisse aus den vorherigen Abschnitten diskutiert, Schlussfolgerungen daraus gezogen und ein kurzer Ausblick in zukünftige Entwicklungen gegeben (Kapitel 7).

Kapitel 2

Photovoltaik-Batterie (PVB) System

In diesem Kapitel werden die Bestandteile eines Photovoltaik-Batterie Systems, kurz PVB, diskutiert. Eine Übersicht über die Bestandteile und deren ordnungsgemäße Hintereinanderschaltung ist in Abbildung 2.1 dargestellt. Die einzelnen Komponenten werden in weiterer Folge näher erläutert.

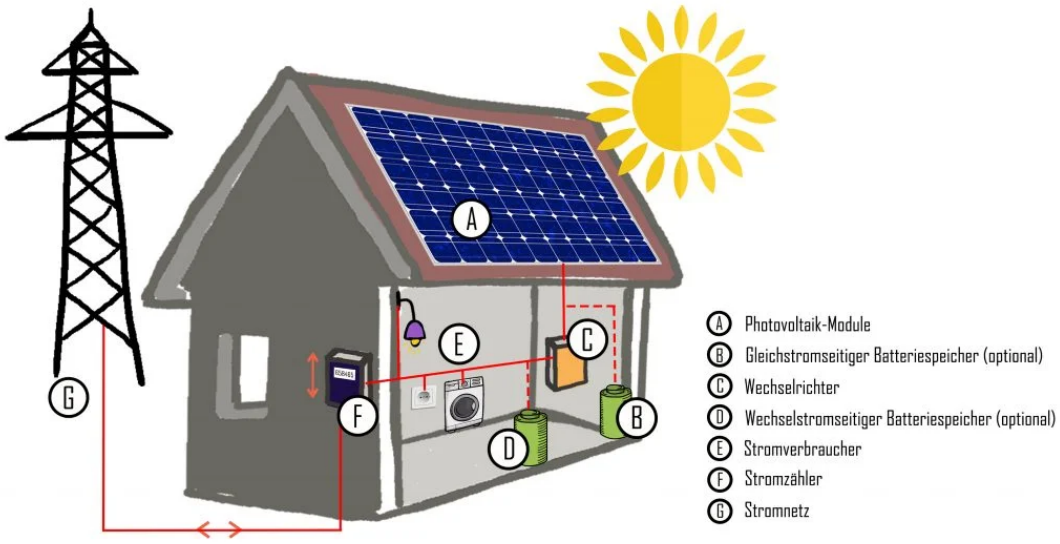


Abbildung 2.1: Übersicht über die Bestandteile eines PVB-Systems [13]

2.1 Solarmodul (A)

Ein Solarmodul besteht aus mehreren Solarzellen, welche vereinfacht gesprochen Sonnenlicht in Strom umwandeln. Daher auch der Name Photovoltaik, welcher sich aus dem griechischen Wort für Licht - „Photo“ und der Einheit für die elektrische Spannung - „Volt“ zusammensetzt.

2.1.1 Funktionsweise einer Solarzelle

Trifft auf die Solarzelle Licht, kann die Strahlungsenergie der Lichtquanten (Photonen) Elektronen im Atomgitter des dotierten Halbleiters (meist Silizium dotiert mit Bor und Phosphor) aus ihren Bindungen herauslösen. Die notwendige Energie eines Photons für die Elektron-Loch-Paar Erzeugung ist

$$E = \frac{h \cdot c}{\lambda} \geq W_{\mathrm{G}}. \tag{2.1}$$

Hier beschreibt $c = 299\,792\,458\,\mathrm{m\,s^{-1}}$ die Lichtgeschwindigkeit, $h = 6{,}626 \cdot 10^{-34}\,\mathrm{J\,s}$ das plancksche Wirkungsquantum, λ die Wellenlänge des Lichts (u.a. farbabhängig) und W_{G} den energetischen Bandabstand (Energielücke). Das vorhandene elektrische Feld E_{El} in der Raumladungszone der Solarzelle, welches durch den pn-Übergang der im Sperrbereich betriebenen Dioden entsteht, bewirkt eine Ladungsträgertrennung und somit eine Bewegung der Ladungsträger (Elektronen und Löcher) in unterschiedliche Richtungen. Löcher, also positiv geladene Energieträger, werden zum p-Material beschleunigt und umgekehrt die Elektronen, also die negativ geladenen Teilchen, zur n-Dotierung (siehe Abbildung 2.2). Wird der Stromkreis geschlossen, also ein Verbraucher angeschlossen, kommt es zum Stromfluss, dem sogenannten Photostrom, welcher zur elektrischen Energieerzeugung bei Betrieb der Solarzellen im 4. Quadranten der I-U-Kennlinie verwendet werden kann (siehe Abbildung 2.3).

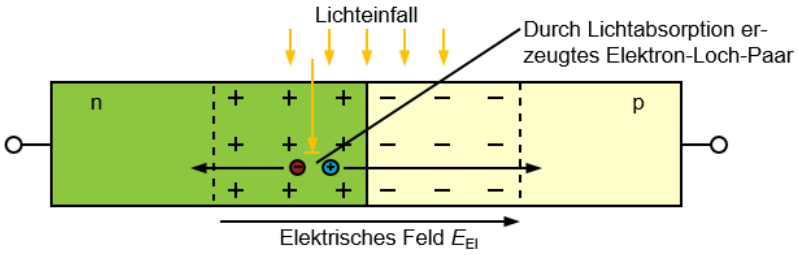


Abbildung 2.2: Funktionsweise Solarzelle [10]

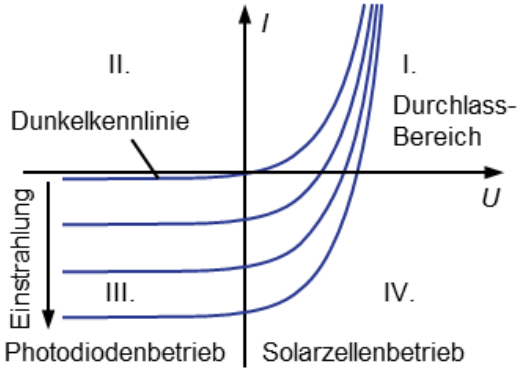


Abbildung 2.3: Kennlinie Solarzelle (Photodiode) [10]

Die Dunkelkennlinie beschreibt jene Photodiodenkennlinie, bei der kein Licht auf die Solarzelle auftrifft. Dies entspricht dem Verhalten eines normalen pn-Übergangs. Bei einfallendem Licht auf die Photodiode addiert sich ein von der Bestrahlungsstärke abhängiger Photostrom zu der Dunkelkennlinie, welcher unabhängig von der angelegten Spannung an der Solarzelle ist.

An der Zelloberfläche sollte das Licht möglichst wenig reflektiert werden, um möglichst viel Lichtteilchen einzufangen. Dazu wird auf die Zelloberfläche eine Antireflexschicht aufgebracht, welche den ursprünglich grauen Siliziumzellen ihre typische schwarze Farbe bei monokristallinen Zellen bzw. blaue Farbe bei polykristallinen Zellen gibt [6]. Ein typischer Aufbau einer Silizium-Solarzelle ist in Abbildung 2.4 dargestellt.

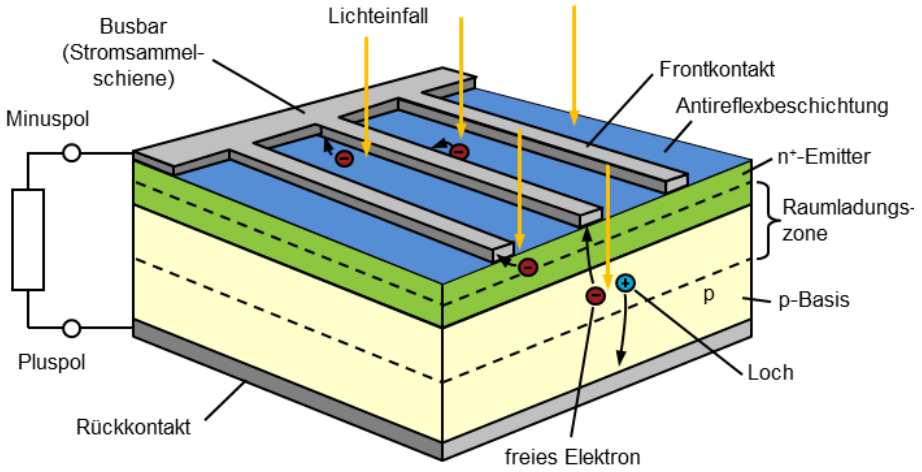


Abbildung 2.4: Aufbau Silizium-Solarzelle [10]

2.2 Batteriespeicher (B und D)

Da bei erneuerbaren Energien, insbesondere bei der Photovoltaik, eine stetige Verfügbarkeit der erzeugten Energie nicht gegeben ist, sondern es zu einem stark wechselnden Energieangebot im Verlauf eines Tages (Sonnenstand, Bewölkung, etc.) kommt, braucht es Ansätze, diesem Problem entgegenzusteuern. Jene Lösung, die am weitesten verbreitet ist, sind sogenannte Batteriespeicher. Diese Speichersysteme können neben der Sicherstellung des Vorhandenseins von Energie auch dazu verwendet werden, um den Eigenverbrauch der erzeugten elektrischen Energie zu erhöhen und so einen wirtschaftlicheren Betrieb zu ermöglichen (Rückspeisevergütungen in das Stromnetz sind deutlich niedriger als die Tarife zum Beziehen aus dem Stromnetz).

Grundsätzlich gibt es zwei Installationsarten von Stromspeichern:

- gleichstromseitig (DC) vor dem Wechselrichter (B)
- wechselstromseitig (AC) nach dem Wechselrichter (D)

Welcher der beiden Methoden verwendet wird, hängt davon ab, ob es sich um eine Neuinstallation handelt oder ob der Batteriespeicher nachgerüstet wird. In ersterem Fall verwendet man aufgrund der höheren Effizienz das gleichstromgekoppelte Speichersystem, im letzteren Fall den wechselstromseitigen Batteriespeicher, da kein spezieller Hybrid-Wechselrichter benötigt wird.

2.3 Wechselrichter (C)

Ein netzgekoppelter Wechselrichter wandelt, wie der Name suggeriert, den erzeugten Gleichstrom (DC) der Photovoltaikmodule in Wechselstrom (AC) um, wobei der Wechselrichter auch eine Anpassung an die Spannungshöhe und Frequenz des Stromnetzes vornimmt. Somit wird eine Verbindung zwischen Solarmodul und Wechselstromverbraucher bzw. Wechselstromnetz ermöglicht.

2.4 Stromverbraucher (E)

Unter einem Stromverbraucher versteht man ein Elektrogerät oder ein elektrisches Bauelement, welche elektrische Energie in eine andere Energieform umwandeln. Beispiele dafür sind Lampen, Mikrowellen, Waschmaschinen und auch Elektro-/Hybridautos.

2.5 Stromzähler (F)

Photovoltaik-Batterie Systeme verfügen im Allgemeinen über zwei Stromzähler: den Bezugs- und den Einspeisezähler. Entsprechend kann der in das Stromnetz eingespeiste und der bezogene Netzstrom gesondert erfasst und somit abgerechnet werden.

2.6 Stromnetz (G)

Die Aufgabe des Stromnetzes ist die Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie. So werden durch das Stromnetz Stromverbraucher und Stromerzeuger (z.B. Kraftwerke) miteinander verbunden. Dies geschieht auf unterschiedlichen Spannungsebenen, um die Netzverluste zu verringern. Sogenannte Höchstspannungsebenen (in Österreich 220 kV und 380 kV) sowie Hochspannungsebenen (in Österreich 110 kV) werden zum Überwinden großer Entfernungen verwendet, da diese Leitungen den Transport verlustarm ermöglichen. Im Gegensatz dazu ist die Aufgabe der Niederspannungsebenen (in Österreich 230 V) den Privatverbrauchern eine anwenderfreundliche Spannung aus der Steckdose anzubieten.

2.6.1 Smart Grid

Bei einem intelligenten Stromnetz (Smart Grid) wird der Verbrauch, die Speicherung als auch die Erzeugung von elektrischer Energie effizient gesteuert, um die bestehende Netzkapazität bestmöglich ausnützen zu können und um eine Überlastung im Stromnetz zu vermeiden. So ist es möglich, Leistungsschwankungen und eine

Überdimensionierung der Netze zu reduzieren. Dies ist vor allem im Hinblick auf die steigende Stromproduktion durch erneuerbare Energien von großem Interesse, da speziell bei diesen Energieträgern die produzierte Strommenge durch natürliche Einflüsse ungleichmäßig und somit nur schwer vorhersehbar ist.
Neue Technologien wie Elektrofahrzeuge mit großen Speicherkapazitäten gestatten es beispielsweise die Fahrzeugakkus zu preisgünstigen Zeiten mit Energieüberschuss zu laden und zu Zeiten hoher Strompreise und Energiemangels elektrischen Strom vom Akku oder anderen Quellen ins Netz einzuspeisen. Dadurch lassen sich Schwankungen im Stromnetz abfangen und ausgleichen. Intelligente Stromzähler (Smart Meter) messen den aktuellen Stromverbrauch und geben diesen an übergeordneten Steuereinheiten weiter. Ergänzend dazu werden intelligente Verbraucher installiert, die sich dann einschalten und Strom beziehen, wenn ein Überangebot an Energie im Netz vorhanden ist.

Neben diesen sechs vorgestellten Bestandteilen eines Photovoltaik-Batterie Systems gibt es noch weitere Komponenten, wie ein Batterieladeregler oder auch Sicherheitseinrichtungen zum Überlastschutz, auf die aber in dieser Bachelorarbeit nicht weiter eingegangen wird.

Kapitel 3

Sonnenposition und Einfallswinkel

In diesem Kapitel erfolgen die Berechnung und Modellierung des Sonnenazimuts α_s sowie der Sonnenhöhe γ_s nach DIN 5034-2 (Tageslicht in Innenräumen - Teil 2: Grundlagen) [4] mit deren Hilfe sich der aktuelle Sonnenstand für jeden beliebigen Ort der Erde angeben lässt. Des Weiteren wird der Einfallswinkel $\theta_{\mathbf{sn}}$ zwischen der Sonnenrichtung **s** und der Flächennormale **n** des geneigten Solarpaneels angegeben, welcher für die nachfolgende Berechnung der Sonnenstrahlung (siehe Kapitel 4) benötigt wird.

3.1 Berechnung der Sonnenposition

Beim DIN-Algorithmus [4] werden zur Berechnung des aktuellen Sonnenstandes verschiedene Hilfs- und Zwischengrößen eingeführt, welche in den nachfolgenden Unterabschnitten schrittweise erklärt und berechnet werden.

3.1.1 Sonnendeklination und Zeitgleichung

In einem ersten Schritt wird über die Laufvariable, welche der gemittelten Winkelbewegung der Erde um die Sonne entspricht,

$$J' = 360° \cdot \frac{\text{Tag des Jahres}}{\text{Anzahl Tage im Jahr}} \tag{3.1}$$

die Sonnendeklination δ in °

$$\begin{aligned} \delta = {} & 0.3948 - 23.2559 \cdot \cos(J' + 9{,}1°) \\ & - 0.3915 \cdot \cos(2 \cdot J' + 5{,}4°) - 0.1764 \cdot \cos(3 \cdot J' + 26°) \end{aligned} \tag{3.2}$$

sowie die Zeitgleichung Zgl in min

$$\begin{aligned} Zgl = {} & 0.0066 + 7.3525 \cdot \cos(J' + 85{,}9°) \\ & + 9.9359 \cdot \cos(2 \cdot J' + 108{,}9°) + 0.3387 \cdot \cos(3 \cdot J' + 105{,}2°) \end{aligned} \tag{3.3}$$

berechnet.
Die Sonnendeklination δ gibt jene geographische Breite an, in der die Sonne aktuell

im Zenit steht. Sie ist also jene Winkelposition der Sonne, die sich um 12:00 Solarzeit (WOZ siehe Abschnitt 3.1.2) bezogen auf die Äquatorebene ergibt. Da die Erdachse um etwa 23,4° geneigt ist, schwankt sie im Jahresverlauf (Abbildung 3.1) zwischen $-23{,}4° \leq \delta \leq 23{,}4°$:

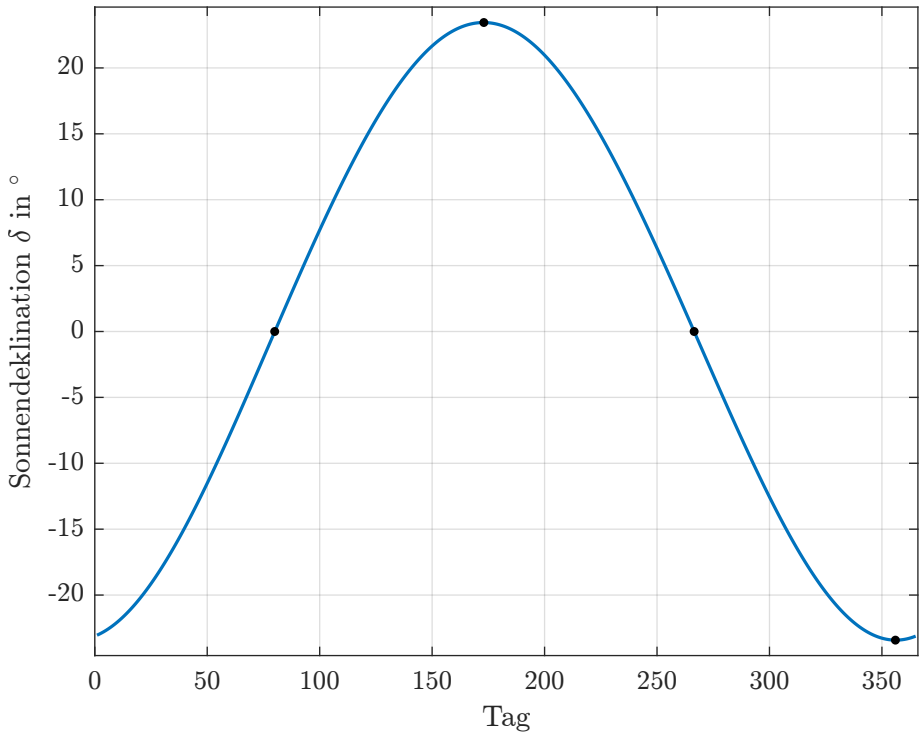


Abbildung 3.1: Sonnendeklination

Gleichzeitig läuft die Erde aber 1-mal jährlich auf einer fast perfekten Kreisbahn um die Sonne, wodurch sich in Kombination mit der raumfesten Richtung der Erdachse die Jahreszeiten mit folgenden Sonnendeklinationen ergeben (schwarze Punkte in Abbildung 3.1).

- 21.März - Frühlingsanfang: $\delta = 0°$
- 21.Juni - Sommeranfang: $\delta = 23{,}4°$
- 23.September - Herbstanfang: $\delta = 0°$
- 21.Dezember - Winteranfang: $\delta = -23{,}4°$

Somit ist die Nordhalbkugel der Erde im Sommer mehr zur Sonne hingeneigt und im Winter die Südhalbkugel. Es ändert sich also im Jahresverlauf die Taglänge (Zeit zwischen Sonnenaufgang und Sonnenuntergang) und der Einfallswinkel der Sonnenstrahlen am jeweiligen geographischen Standort (siehe Abbildung 3.2).

Im Gegensatz dazu beschreibt die Zeitgleichung Zgl die Abweichung der wahren Ortszeit (WOZ) von der mittleren Ortszeit (MOZ) (Definitionen siehe Abschnitt 3.1.2). Dieser Zeitunterschied ergibt sich einerseits aufgrund der sich ändernden Bahngeschwindigkeit der Erde bei ihrem Umlauf um die Sonne (Revolution, halbjährliche

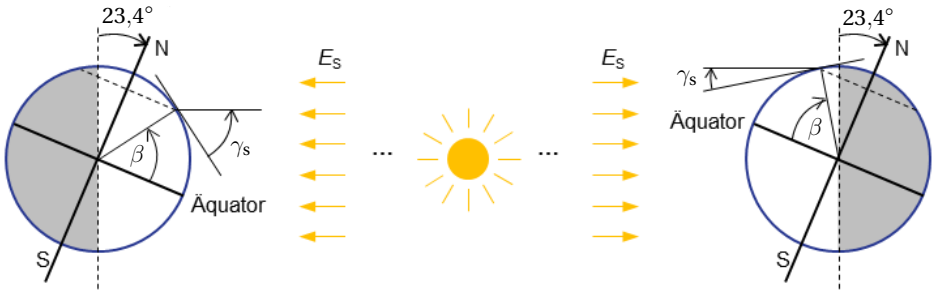


Abbildung 3.2: Einfluss der Erdneigung (modifiziert von [10])

Periode) und andererseits aufgrund der Rotation der Erde um ihre Achse, welche nicht senkrecht zur Ekliptik (Bahnebene) steht. Ersterer Effekt hat eine halbjährliche Periode, zweiterer eine ganzjährliche. Die Addition dieser beiden Komponenten ergibt den Verlauf in Abbildung 3.3 mit dem maximalen Betrag von etwa 15°.

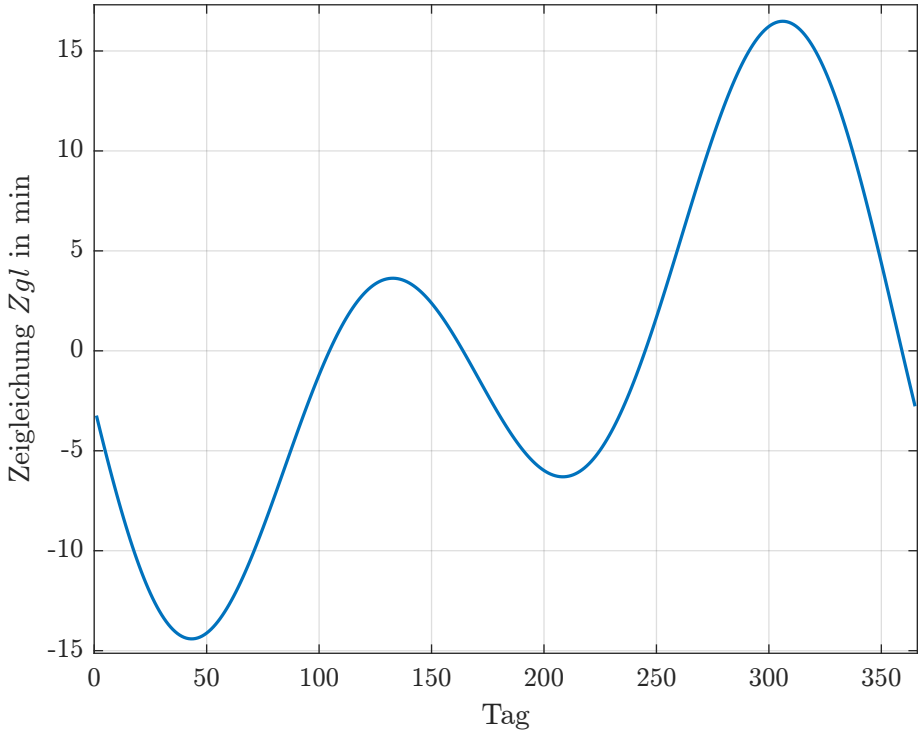


Abbildung 3.3: Zeitgleichung

3.1.2 Wahre Ortszeit (WOZ) und Mittlere Ortszeit (MOZ)

Die wahre Ortszeit (WOZ) ist die Uhrzeit, die eine Sonnenuhr anzeigt, wenn sie um 12:00 Uhr in Richtung des astronomischen Südpols (Sonnenhöchststand) ausgerichtet wird [19]. Somit entsprechen Mitternacht und Mittag nahezu exakt den Zeitpunkten von Tiefst- und Höchststand der Sonne am gegebenen Ort. Sie berechnet sich wie im vorherigen Abschnitt beschrieben zu

$$WOZ = MOZ + Zgl. \tag{3.4}$$

Ein Nachteil bei Angabe der wahren Sonnenzeit ist jedoch die über das Jahr variierende Länge von Tag und Stunde. Um diesen Nachteil zu beheben, wird eine über das ganze Jahr gültige mittlere Tageslänge festgelegt, welche in 24 h gleicher Länge aufgeteilt wird. Die so entstehende Sonnenzeit wird mittlere Ortszeit (MOZ) genannt. Sie wird aus der lokalen Zeit LZ und der damit verbundenen Zeitzone (Differenz zur Weltzeit UTC) abhängig von der geografischen Länge λ berechnet.

$$MOZ = LZ - \text{Zeitzone} + \frac{24\,\text{h} \cdot 60\,\text{min}}{360°} \cdot \lambda \tag{3.5}$$

Die geografische Breite λ ist nötig, da sich je nach Längengrad des Ortes die Taglänge bzw. der Einfallwinkel der Sonne ändert. Für Österreich gilt die mitteleuropäische Zeit (MEZ - Zeitzone = +1) in den Wintermonaten und die mitteleuropäische Sommerzeit (MESZ - Zeitzone = +2) in den Sommermonaten.

3.1.3 Stundenwinkel

Der Stundenwinkel ω beschreibt die Position der Sonne bezüglich des Himmelsmeridian. Er ist also direkt mit der wahren Ortszeit verknüpft, da diese dadurch definiert ist, dass der Zeitpunkt, an dem die Sonne am Mittag den Himmelsmeridian passiert (exakte Südrichtung), als 12:00 WOZ festgelegt ist. Die Berechnung erfolgt mit

$$\omega = (12\,\text{h} - WOZ) \cdot 15° \tag{3.6}$$

wobei der Faktor 15° die Winkeländerung in einer Stunde darstellt (24 h entsprechen somit 360°). Nachmittagsstunden werden negativ und Vormittagsstunden werden positiv gezählt, d.h. der Stundenwinkel beträgt beispielsweise um 10:00 WOZ vormittags $\omega = 30°$, um 16:00 WOZ nachmittags $\omega = -60°$.

3.1.4 Azimutwinkel und Höhenwinkel

Der Sonnenazimut α_s beschreibt die Abweichung des Sonnenmittelpunktes zur Ausrichtung nach Süden. Hierbei ist darauf zu achten, dass in vielen anderen Definitionen (speziell im Zusammenhang mit der Architektur) Norden mit einem Azimutwinkel von $\alpha_\text{s} = 0°$ gekennzeichnet wird und dann die Winkel im Uhrzeigersinn bis 360° ansteigen. Im Gegensatz dazu wird in der Solartechnik die Ausrichtung nach Süden mit dem Azimutwinkel $\alpha_\text{s} = 0°$ bezeichnet. Die Werte variieren also in einem Intervall von $-180° \leq \alpha_\text{s} \leq 180°$. Hierbei werden Abweichungen Richtung Westen positiv und Abweichungen Richtung Osten negativ definiert. Bei genauer Westausrichtung beträgt der Azimutwinkel also 90° und bei Ostausrichtung −90°. In Abhängigkeit der geografischen Breite des Ortes β, dem Elevationswinkel γ_s und der Sonnendeklination δ lässt sich der Sonnenazimut berechnen zu

$$\alpha_\text{s} = \begin{cases} -\arccos\left(\dfrac{\sin(\gamma_\text{s}) \cdot \sin(\beta) - \sin(\delta)}{\cos(\gamma_\text{s}) \cdot \cos(\beta)}\right) & WOZ \leq 12{:}00 \\ \arccos\left(\dfrac{\sin(\gamma_\text{s}) \cdot \sin(\beta) - \sin(\delta)}{\cos(\gamma_\text{s}) \cdot \cos(\beta)}\right) & WOZ \geq 12{:}00. \end{cases} \tag{3.7}$$

Der Höhenwinkel, oder auch Elevationswinkel γ_s genannt, beschreibt hingegen die Abweichung zwischen Horizont und Sonnenmittelpunkt und variiert daher in einem Intervall von $-90° \leq \theta_s \leq 90°$. In Abhängigkeit der geografischen Breite des Ortes β, dem Stundenwinkel ω und der Sonnendeklination δ lässt sich die Sonnenhöhe berechnen zu

$$\gamma_s = \arcsin(\cos(\omega) \cdot \cos(\beta) \cdot \cos(\delta) + \sin(\beta) \cdot \sin(\delta)). \tag{3.8}$$

Mit den beiden Winkeln α_s und γ_s lässt sich die aktuelle Position der Sonne gegenüber einen Punkt auf der Erde mit den beiden charakteristischen Größen geographische Länge λ und geografische Breite β eindeutig bestimmen (siehe Abbildung 3.4).

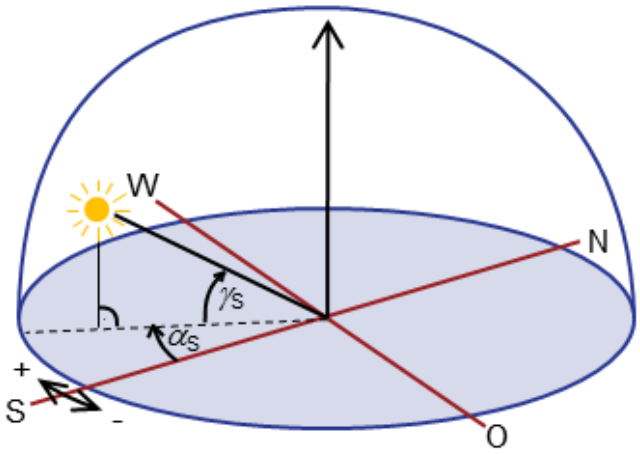


Abbildung 3.4: Beschreibung des Sonnenstandes [10]

In Abbildung 3.5 ist das Sonnenbahndiagramm für einen Standort in St.Pantaleon/Erla (Österreich - Nordhalbkugel) dargestellt. Es zeigt den Sonnenstand jeweils am Beginn der vier Jahreszeiten über einen Tag. Man erkennt, dass sich in den Sommermonaten (März bis September) im Vergleich zu den Wintermonaten (Oktober bis Februar) ein höherer Stand der Sonne ergibt. Grund dafür ist, dass die Erde im Sommer zur Sonne hingeneigt, im Winter aber von ihr weggeneigt ist (vgl. Sonnendeklination in Abbildung 3.1 und Einfluss der Erdneigung in Abbildung 3.2). Außerdem lässt sich mit Hilfe der eingezeichneten schwarzen strichlierten Linie, welche eine Sonnenhöhe γ_s von 0° angibt und somit die Grenze zur sichtbaren Sonnenhöhe darstellt, eine Aussage bezüglich der Taglänge treffen. So sind die lichten Tage (Zeit von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang) in den Sommermonaten deutlich länger als in den Wintermonaten, da die Sonnenbahndiagramme im Bereich der Elevationswinkeln $\gamma_s \geq 0°$ einen größeren Azimutbereich mit sich bringen. Hierbei ist der Azimutwinkel ein Maß für die wahre Ortszeit WOZ, wobei sich die maximale Sonnenhöhe bei einem Sonnenazimut $\alpha_s = 0°$, also um 12:00 WOZ ergibt, was der oben angeführten Definition der wahren Sonnenzeit entspricht.

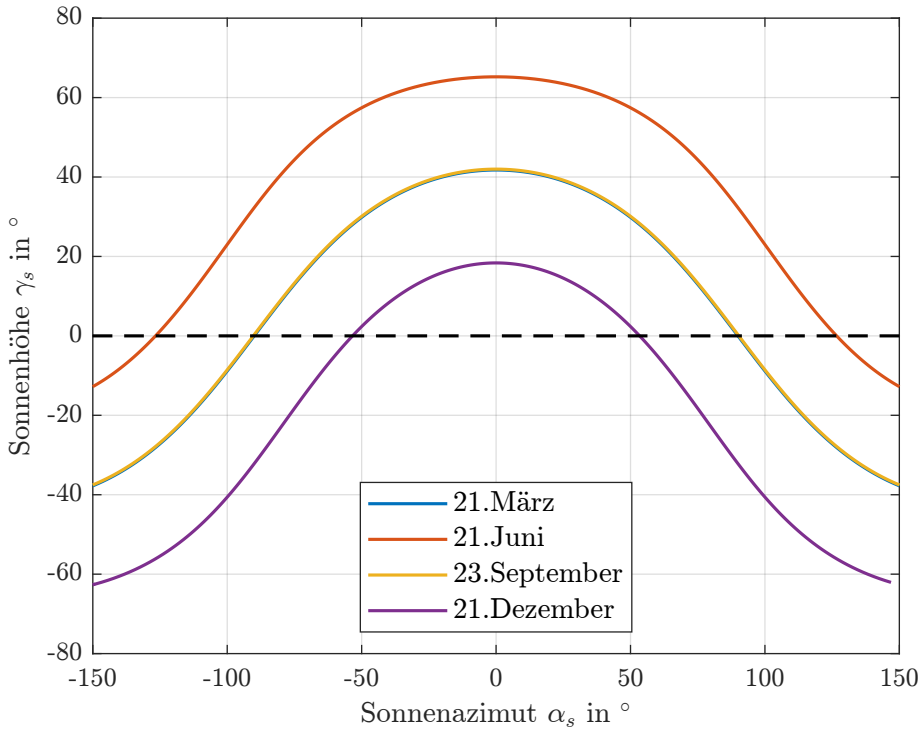


Abbildung 3.5: Sonnenbahndiagramm für St.Pantaleon/Erla

3.2 Berechnung des Einfallswinkels

Der Einfallswinkel $\theta_{\mathbf{sn}}$ zwischen der Sonnenrichtung $\mathbf{s}$ und der Flächennormale $\mathbf{n}$ des geneigten Solarpaneels wird über eine einfache Vektorrechnung hergeleitet.

3.2.1 Kugelkoordinaten / kartesische Koordinaten

Da die Sonnenrichtung $\mathbf{s}$ und der Flächennormalvektor des Solarpaneels $\mathbf{n}$ später in Kugelkoordinaten definiert werden, für die Vektorrechnung aber kartesische Koordinaten benötigt werden, wird in diesem kurzen Unterkapitel die Umwandlung zwischen den beiden Koordinatensystemen behandelt.

Ein allgemeines Kugelkoordinatensystem (siehe Abbildung 3.6, Himmelsrichtungen für spätere Vektordefinitionen) im dreidimensionalen euklidischen Raum wird über folgende drei Koordinaten eindeutig festgelegt:

- Radius r - Abstand des Punktes P zum Ursprung O
- Polarwinkel θ - Winkel zwischen z-Achse und Strecke OP wobei gilt $0° \leq \theta \leq 180°$
- Azimutwinkel φ - Winkel zwischen x-Achse und der Orthogonalprojektion der Strecke OP wobei gilt $-180° \leq \varphi \leq 180°$

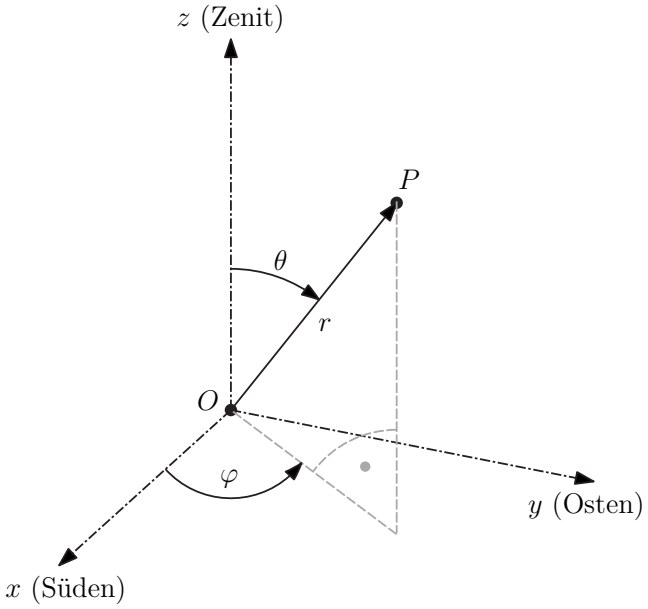


Abbildung 3.6: Kugelkoordinaten

und lautet somit in Vektordarstellung

$$\mathbf{v}_{\text{Kugel}} = \begin{bmatrix} r \\ \theta \\ \varphi \end{bmatrix}. \tag{3.9}$$

Die Umwandlung des Vektors von Kugelkoordinaten (r, θ, φ) in sein kartesisches Pendant (x, y, z) ist mit

$$\mathbf{v}_{\text{Kart}} = \begin{bmatrix} x \\ y \\ z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r \cdot \sin(\theta) \cdot \cos(\varphi) \\ r \cdot \sin(\theta) \cdot \sin(\varphi) \\ r \cdot \cos(\theta) \end{bmatrix} \tag{3.10}$$

definiert.

3.2.2 Vektor der Sonnenrichtung

Der Vektor der Sonnenrichtung $\mathbf{s}$ lässt sich mit Hilfe des Azimutwinkels α_{s} und des Höhenwinkel γ_{s} der Sonne in Kugelkoordinaten angeben zu

$$\mathbf{s}_{\text{Kugel}} = \begin{bmatrix} 1 \\ 90 - \gamma_{\text{s}} \\ -\alpha_{\text{s}} \end{bmatrix}. \tag{3.11}$$

Die Einträge ergeben sich dabei durch Vergleich mit der allgemeinen Definition der Kugelkoordinaten aus (3.9) mit Abbildung 3.7. Der Radius wird dabei zu $r = 1$ gewählt, also normiert, um bei der späteren Berechnung des Einfallswinkels mit Hilfe des Skalarproduktes die Längen in der Gleichung vernachlässigen zu können. Der zweite Eintrag, also der Polarwinkel θ entspricht dem Zenitwinkel, welcher direkt aus

dem Elevationswinkel γ_s zu $\theta = 90° - \gamma_s$ abgelesen werden kann (vgl. Abbildung 3.4). Außerdem ist der Azimutwinkel in der oben gewählten Definition im Uhrzeigersinn positiv, wodurch der letzte Eintrag im Vektor ein negatives Vorzeichen bekommt.

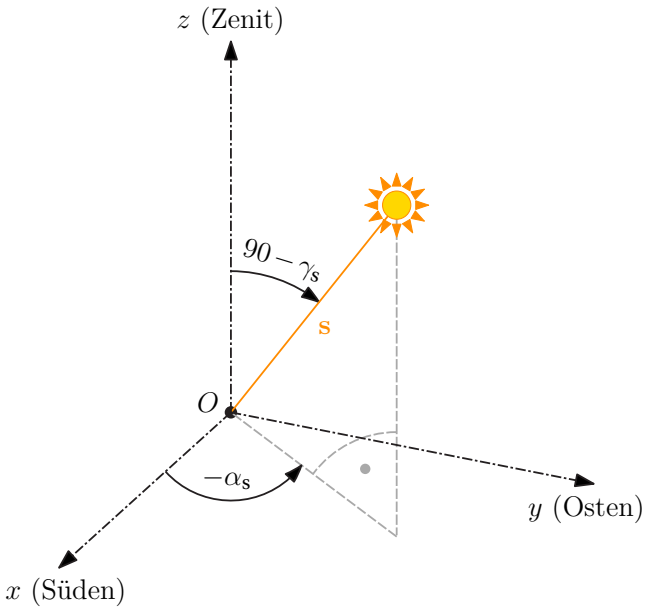


Abbildung 3.7: Sonnenrichtung

Durch Einsetzen in (3.10) erhält man somit aus dem Vektor in Kugelkoordinaten die Zuordnung in kartesischen Koordinaten

$$\mathbf{s}_{\text{Kart}} = \begin{bmatrix} 1 \cdot \sin(90° - \gamma_s) \cdot \cos(-\alpha_s) \\ 1 \cdot \sin(90° - \gamma_s) \cdot \sin(-\alpha_s) \\ 1 \cdot \cos(90° - \gamma_s) \end{bmatrix} \overset{!}{=} \begin{bmatrix} \cos(\gamma_s) \cdot \cos(\alpha_s) \\ -\cos(\gamma_s) \cdot \sin(\alpha_s) \\ \sin(\gamma_s) \end{bmatrix}. \tag{3.12}$$

Die Vereinfachungen im Rechenschritt mit dem Superskript „!“ ergeben sich dabei aus folgenden trigonometrischen Beziehungen

$$\text{Symmetrie:} \quad \begin{cases} \cos(-x) = \cos(x) \\ \sin(-x) = -\sin(x) \end{cases} \tag{3.13}$$

$$\text{Phasenverschiebungen:} \quad \begin{cases} \cos(90° - x) = \sin(x) \\ \sin(90° - x) = \cos(x). \end{cases} \tag{3.14}$$

3.2.3 Normalenvektor des Solarpaneels

Analog zur Vorgehensweise im vorherigen Unterabschnitt lässt sich der Flächennormalvektor $\mathbf{n}$ des Solarpaneels bestimmen. In Abhängigkeit des Azimutwinkels des

Paneels α und der Modulneigung φ lässt sich der Einheitsvektor (Radius $r = 1$) in Kugelkoordinaten mit Hilfe von Abbildung 3.8 angeben zu

$$\mathbf{n}_{\text{Kugel}} = \begin{bmatrix} 1 \\ \varphi \\ -\alpha \end{bmatrix}. \tag{3.15}$$

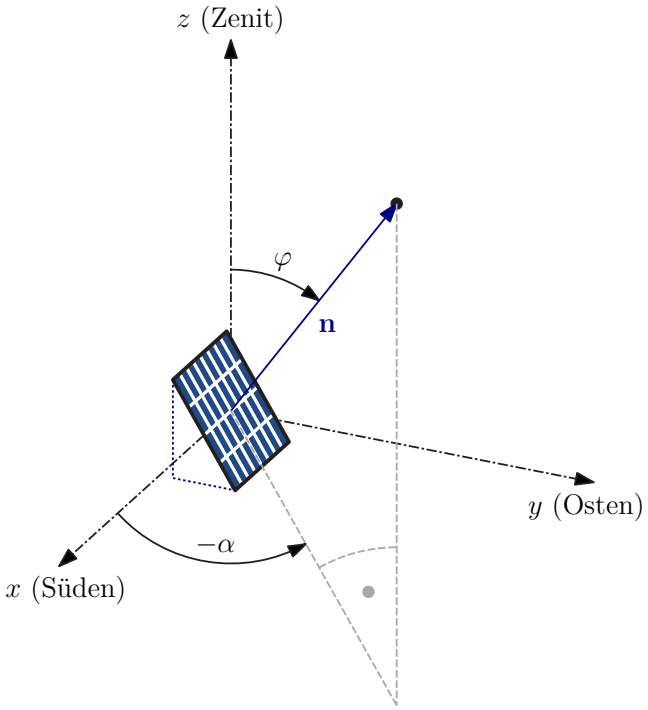


Abbildung 3.8: Flächenvektor

Der zweite Eintrag, also der Polarwinkel θ entspricht dem Neigungswinkel des Moduls φ, was anhand von Abbildung 3.9 abgelesen werden kann. Des Weiteren muss wieder der Azimutwinkel mit negativen Vorzeichen eingesetzt werden um der anfänglichen Definition zu entsprechen.

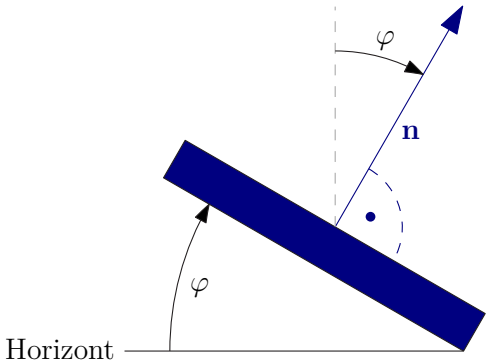


Abbildung 3.9: Neigungswinkel Modul

Erneut erhält man durch Einsetzen in (3.10) aus dem Vektor in Kugelkoordinaten die Zuordnung in kartesischen Koordinaten, wobei zur Vereinfachung die Symmetriebeziehungen aus (3.13) verwendet wurden.

$$\mathbf{n}_{\text{Kart}} = \begin{bmatrix} 1 \cdot \sin(\varphi) \cdot \cos(-\alpha) \\ 1 \cdot \sin(\varphi) \cdot \sin(-\alpha) \\ 1 \cdot \cos(\varphi) \end{bmatrix} \stackrel{!}{=} \begin{bmatrix} \sin(\varphi) \cdot \cos(\alpha) \\ -\sin(\varphi) \cdot \sin(\alpha) \\ \cos(\varphi) \end{bmatrix} \tag{3.16}$$

3.2.4 Vektorrechnung

Der Einfallswinkel $\theta_{\mathbf{sn}}$ ist der Winkel zwischen dem Vektor $\mathbf{s}$ in Sonnenrichtung und dem Normalenvektor $\mathbf{n}$ der Ebene ($0° \leq \theta_{\mathbf{sn}} \leq 180°$) (vgl. Abbildung 3.10). Beide Vektoren sind als Einheitsvektoren also normiert angesetzt, weshalb der Einfallswinkel $\theta_{\mathbf{sn}}$ der Sonnenstrahlung auf die geneigte Ebene aus dem Skalarprodukt beider Vektoren berechnet werden kann ohne die Längen berücksichtigen zu müssen. Das Skalarprodukt lautet

$$\mathbf{s}_{\text{Kart}} \cdot \mathbf{n}_{\text{Kart}} = \|\mathbf{s}_{\text{Kart}}\| \cdot \|\mathbf{n}_{\text{Kart}}\| \cdot \cos(\theta_{\mathbf{sn}}) \stackrel{!}{=} \cos(\theta_{\mathbf{sn}}). \tag{3.17}$$

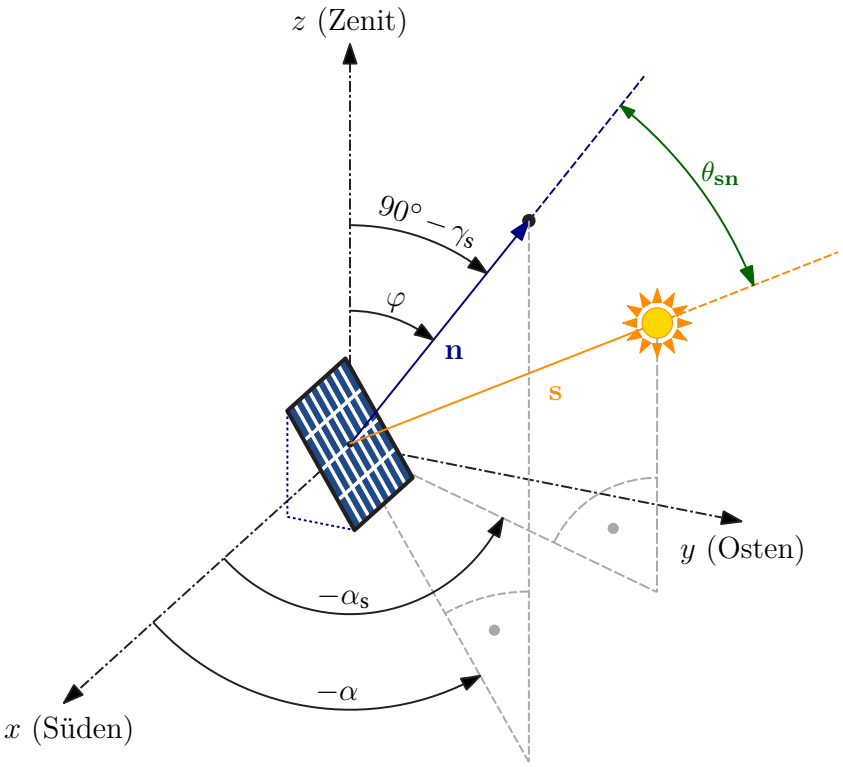


Abbildung 3.10: Einfallswinkel in Abhängigkeit der Vektoren $\mathbf{s}$ und $\mathbf{n}$

Dadurch folgt der Einfallswinkel $\theta_{\mathbf{sn}}$ zu

$$\begin{aligned}
\theta_{\mathbf{sn}} &= \arccos(\mathbf{s}_{\mathrm{Kart}} \cdot \mathbf{n}_{\mathrm{Kart}}) \\
&= \arccos\left(\begin{bmatrix} \cos(\gamma_\mathrm{s}) \cdot \cos(\alpha_\mathrm{s}) \\ -\cos(\gamma_\mathrm{s}) \cdot \sin(\alpha_\mathrm{s}) \\ \sin(\gamma_\mathrm{s}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \sin(\varphi) \cdot \cos(\alpha) \\ -\sin(\varphi) \cdot \sin(\alpha) \\ \cos(\varphi) \end{bmatrix}\right) \\
&= \arccos\left(\cos(\gamma_\mathrm{s}) \cdot \cos(\alpha_\mathrm{s}) \cdot \sin(\varphi) \cdot \cos(\alpha)\right. \\
&\quad \left. + \cos(\gamma_\mathrm{s}) \cdot \sin(\alpha_\mathrm{s}) \cdot \sin(\varphi) \cdot \sin(\alpha) + \sin(\gamma_\mathrm{s}) \cdot \cos(\varphi)\right) \\
&= \arccos\left(\cos(\gamma_\mathrm{s}) \cdot \sin(\varphi) \cdot [\cos(\alpha_\mathrm{s}) \cdot \cos(\alpha) + \sin(\alpha_\mathrm{s}) \cdot \sin(\alpha)]\right. \\
&\quad \left. + \sin(\gamma_\mathrm{s}) \cdot \cos(\varphi)\right) \\
&\overset{!}{=} \arccos(\cos(\gamma_\mathrm{s}) \cdot \sin(\varphi) \cdot \cos(\alpha_\mathrm{s} - \alpha) + \sin(\gamma_\mathrm{s}) \cdot \cos(\varphi)).
\end{aligned} \tag{3.18}$$

Die Vereinfachungen im Rechenschritt mit dem Superskript „!“ ergeben sich dabei aus folgenden trigonometrischen Produktbeziehungen

$$\begin{aligned}
\cos(x) \cdot \cos(y) &= \frac{1}{2} \cdot (\cos(x - y) + \cos(x + y)) \\
\sin(x) \cdot \sin(y) &= \frac{1}{2} \cdot (\cos(x - y) - \cos(x + y)) \,.
\end{aligned} \tag{3.19}$$

In Abbildung 3.11 ist der Einfallswinkel $\theta_{\mathbf{sn}}$ sowie der dazugehörige Sonnenazimut α_s und die Sonnenhöhe γ_s am 01.05.2022 (Standort St.Pantaleon/Erla) für einen Neigungswinkel des Solarpaneels von $\varphi = 30°$ und einen Azimutwinkel des Moduls von $\alpha = 0°$ über die wahre Ortszeit WOZ grafisch dargestellt. Man erkennt den minimalen Einfallswinkel zwischen Sonnenstrahlung und Normalenvektor des Moduls genau zur wahren Mittagszeit (WOZ = 12:00), wodurch man zu diesem Zeitpunkt den maximalen Energieertrag erwartet (bei anderen gewählten Azimutwinkeln des Moduls kann dieses Minimum zeitlich variieren). Bei Einfallswinkeln $\theta_{\mathbf{sn}} > 90°$ (Grenze ist schwarz-strichlierten Linie in Abbildung 3.10) trifft die direkte Sonnenstrahlung nicht auf das Paneel, womit die Direktstrahlung keinen Betrag zur Globalstrahlung liefern wird (vgl. Kapitel 4).

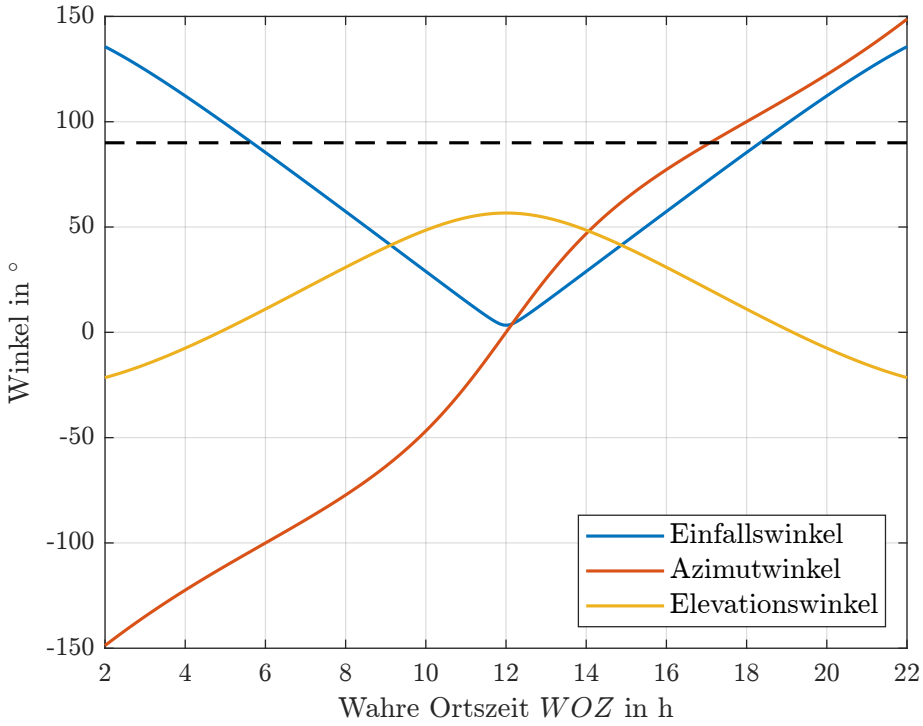


Abbildung 3.11: Einfallswinkel am 01.05.2022 in St.Pantaleon/Erla

Kapitel 4

Sonnenstrahlung

In diesem Kapitel wird ausgehend vom Strahlungsangebot der Sonne zuerst die Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen (Index „hor“), später die Bestrahlungsstärke auf der geneigten Paneelfläche (Index „gen“) modelliert. Dabei werden verschiedene Reduktionseinflüsse der Erdatmosphäre in die Modellierung integriert, die das terrestrische Solarspektrum gegenüber dem extraterrestrischen deutlich reduzieren.

4.1 Strahlungsangebot der Sonne

Die Sonne ist ein riesiger Fusionsreaktor, in dessen Inneren mit Hilfe des sogenannten Wasserstoffbrennens je vier Wasserstoffkerne zu einem Heliumkern verschmelzen. Werden die Massen vor und nach der Wasserstofffusion miteinander verglichen, lässt sich feststellen, dass die Gesamtmasse nach der Reaktion gegenüber dem Ausgangszustand abgenommen hat. Der Massendefekt Δm erklärt sich durch Umwandlung von Masse in frei werdende Energie, welche in den Weltraum in Form von Strahlung abgegeben wird. Pro Sekunde verliert die Sonne so 4,3 Millionen Tonnen an Masse ($\Delta \dot{m} = 4{,}26 \cdot 10^9\,\mathrm{kg\,s^{-1}}$) [14]. Daraus ergibt sich die Strahlungsleistung der Sonne zu

$$\Phi_\mathrm{S} = \Delta \dot{m} \cdot c^2 = 4{,}26 \cdot 10^9\,\mathrm{kg\,s^{-1}} \cdot (299\,792\,458\,\mathrm{m\,s^{-1}})^2 = 3{,}829 \cdot 10^{26}\,\mathrm{W}. \tag{4.1}$$

Wird dieser Wert mit der Sonnenoberfläche A_S ins Verhältnis gesetzt, ergibt sich die Bestrahlungsstärke an der Sonnenoberfläche zu

$$E_\mathrm{S} = \frac{\Phi_\mathrm{S}}{A_\mathrm{S}} = \frac{\Phi_\mathrm{S}}{4 \cdot \pi \cdot r_\mathrm{S}^2} = \frac{3{,}829 \cdot 10^{26}\,\mathrm{W}}{4 \cdot \pi \cdot (696\,340 \cdot 10^3\,\mathrm{m})^2} = 62{,}83\,\mathrm{MW\,m^{-2}}. \tag{4.2}$$

Um den jährlichen Weltenergieverbrauch (WEV) von etwa $5 \cdot 10^5\,\mathrm{PJ}$ (vgl. Abschnitt 1.1.1) decken zu können, wird nur folgende Fläche benötigt

$$A_\mathrm{S,WEV} = \frac{Q_\mathrm{WEV}}{Q_\mathrm{S}} = \frac{Q_\mathrm{WEV}}{E_\mathrm{S} \cdot 365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60\mathrm{s}} = \frac{5 \cdot 10^5\,\mathrm{PJ}}{62{,}83\,\mathrm{MW\,m^{-2}} \cdot 365 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60\mathrm{s}} \approxeq 0{,}25\,\mathrm{km^2}. \tag{4.3}$$

4.1.1 Solarkonstante

Von dieser oben angeführten abgestrahlten Energie erreicht jedoch nur ein geringer Teil die Erde. Unter der Annahme, dass die Sonne (Radius $r_S = 696\,340 \cdot 10^3\,\mathrm{m}$) in alle Richtungen gleich emittiert, erfolgt die Berechnung der Bestrahlungsstärke an der Erdatmosphäre über die Vorstellung einer Hüllkugel um die Sonne herum, die einen Radius von $r_{SE} = 149{,}6 \cdot 10^6\,\mathrm{km}$ aufweist (mittlere Entfernung zwischen Sonne und Erde, dargestellt in Abbildung 4.1). Durch die Oberfläche dieser Hüllkugel A_{SE} tritt die gleiche Strahlungsleistung Φ_S wie durch die Sonnenoberfläche A_S. Dadurch lässt sich die auf einen Quadratmeter bezogene mittlere Bestrahlungsstärke E_0, auch Solarkonstante genannt, berechnen mit

$$\Phi_S = E_S \cdot A_S = E_0 \cdot A_{SE} \tag{4.4}$$

$$\rightarrow E_0 = \frac{\Phi_S}{A_{SE}} = \frac{\Phi_S}{4 \cdot \pi \cdot r_{SE}^2} = \frac{3{,}829 \cdot 10^{26}\,\mathrm{W}}{4 \cdot \pi \cdot (149{,}6 \cdot 10^9\,\mathrm{m})^2} \approxeq 1361\,\mathrm{W\,m^{-2}}. \tag{4.5}$$

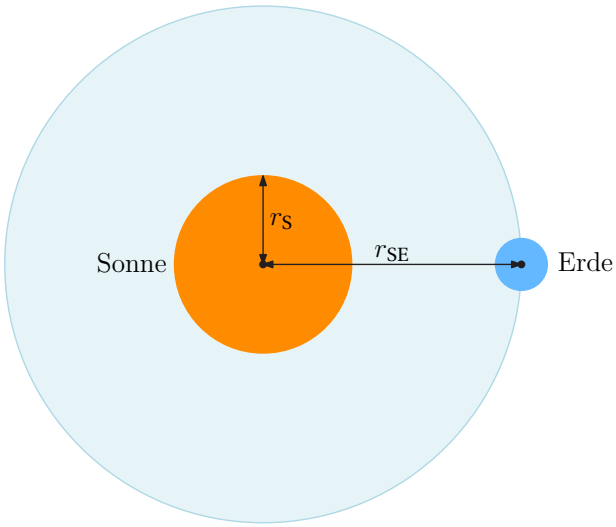


Abbildung 4.1: Hüllkugel für Solarkonstante (nicht maßstabsgetreu)

Infolge der nicht exakten Kreisbahn (Bahnexzentrizität) schwankt der Abstand der Erde zur Sonne in einem Jahr zwischen $r_{SE,min} = 147{,}1 \cdot 10^6\,\mathrm{km}$ und $r_{SE,max} = 152{,}1 \cdot 10^6\,\mathrm{km}$. Mit ihm schwankt auch die Bestrahlungsstärke an der Erdatmosphäre zwischen $E_{0,min} = 1315\,\mathrm{W\,m^{-2}}$ und $E_{0,max} = 1410\,\mathrm{W\,m^{-2}}$. Diese Schwankung im Verlaufe eines Jahres lässt sich mathematisch in Abhängigkeit vom Tag des Jahres d wie folgt angeben [14] (dargestellt in Abbildung 4.2)

$$E_0(d) = E_0 \cdot (1 + 0{,}0334 \cdot \cos(0{,}9855 \cdot d - 2{,}7198)). \tag{4.6}$$

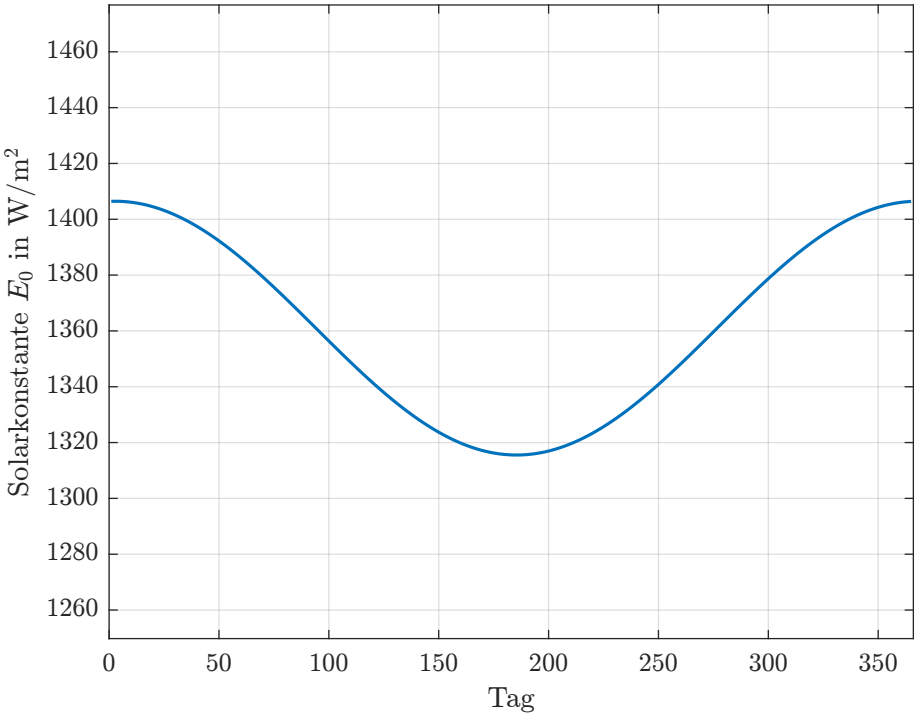


Abbildung 4.2: Jährliche Verlauf der Solarkonstante

4.2 Reduktionseinflüsse in der Erdatmosphäre

Auf dem Weg durch die Erdatmosphäre wird das extraterrestrische Strahlungsangebot gemindert, denn Luftmoleküle, Wassertropfen und Aerosole sowie Staubpartikel reflektieren, absorbieren oder streuen die Strahlung (verantwortlich für das Himmelblau). Dadurch ist das an der Erdoberfläche gemessene Solarspektrum, auch terrestrisches Sonnenspektrum genannt, deutlich niedriger als die Bestrahlungsstärke außerhalb der Erdatmosphäre. Dieser Effekt ist umso größer, je länger der Lichtweg durch die Erdatmosphäre ist.

4.2.1 Spektrale Bestrahlungsstärke - Air Mass (AM)

Neben der Gesamtbestrahlungsstärke, die auf unseren Planeten trifft, ist für die Nutzung der Solarenergie auch die spektrale Zusammensetzung der Sonnenstrahlung (siehe Abbildung 4.3) von großer Bedeutung, da sie durch Photonen verschiedener Wellenlängen λ übertragen wird. Die Sonnenstrahlung lässt sich in drei große Anteile verschiedener Wellenlängen gliedern, wobei die Zellmaterialien unterschiedliche Bereiche des Sonnenlichtes mehr oder weniger gut in elektrische Energie umwandeln können. Die kurzen Wellenlängen bilden das ultraviolette (0,25 µm - 0,38 µm) und die langen Wellenlängen das infrarote Licht (0,78 µm - 2,5 µm), welche beide von einem menschlichen Auge nicht erfasst werden können. Nur das Licht im mittleren Wellenlängenbereich (0,38 µm - 0,78 µm) ist für den Menschen sichtbar und auch das Energiereichste.

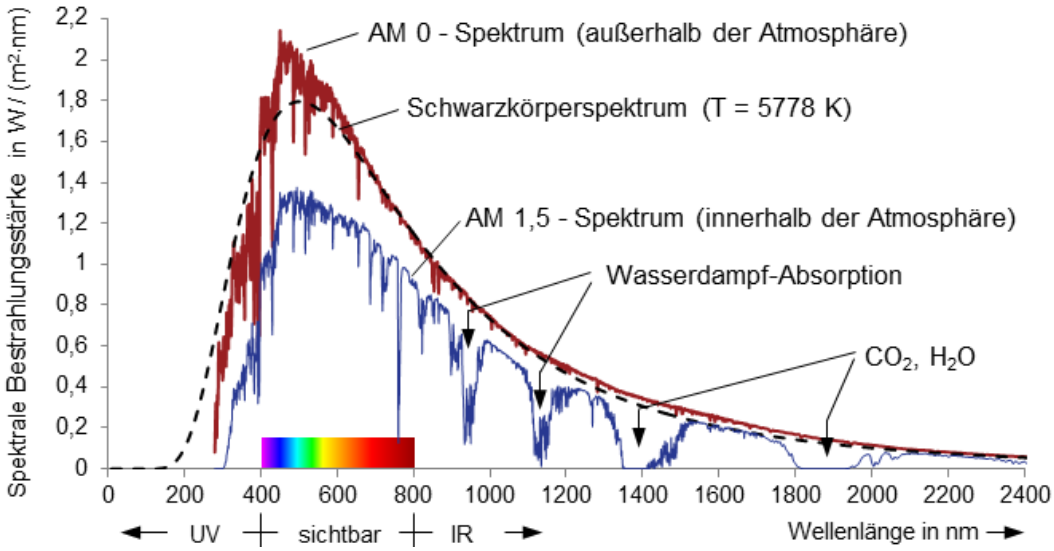


Abbildung 4.3: Spektrale Bestrahlungsstärke außerhalb und innerhalb der Erdatmosphäre [10]

Bei Annahme, dass es sich bei der Sonne um einen idealen schwarzen Körper handelt, lässt sich die im vorherigen Überkapitel berechnete Solarkonstante auch aus dieser Graphik bestimmen. Sie entspricht der Fläche unterhalb des Schwarzkörperspektrums und lässt sich somit auch mit folgendem Zusammenhang berechnen

$$E_S = \int_{\lambda=0}^{\infty} E(\lambda)\, d\lambda. \tag{4.7}$$

In der Realität lässt sich eine geringfügige Abweichung der spektralen Bestrahlungsstärke zum idealen Verlauf eines schwarzen Körpers feststellen. Extraterrestrisch, also außerhalb der Erdatmosphäre, kann von einer realen spektralen Verteilung der Solarstrahlungsintensität $AM = 0$ ausgegangen werden. Dabei ist AM Englisch und bedeutet Air-Mass, also Luftmasse. Dieser Faktor beschreibt die relative Länge des Weges (Bezugslänge ist die minimale Länge bei senkrecht einfallendem Licht), den das Sonnenlicht durch die Erdatmosphäre bis zum Erdboden zurücklegt. Je länger dieser Weg der Strahlung durch die Atmosphäre ist, desto größer ist die Schwächung der Bestrahlungsstärke am Erdboden. Somit ist die Luftmasse näherungsweise definiert durch:

$$AM = \frac{1}{\sin(\gamma_s)} \tag{4.8}$$

Bei senkrechtem Sonnenstand nimmt das Sonnenlicht den kürzesten Weg durch die Erdatmosphäre, die Atmosphärendicke wird genau einmal durchdrungen, die Luftmasse ist somit $AM = 1$. Steht die Sonne hingegen in einem flacheren Winkel, verlängert sich die Strecke um den Air Mass Faktor und der dimensionslose Wert ist $AM > 1$. Er berücksichtigt also den längeren Luftweg der Sonnenstrahlung bei schrägem Einfall. Dies bewirkt einerseits eine abgeschwächte Bestrahlungsstärke und andererseits eine veränderte spektrale (farbliche) Zusammensetzung des Sonnenlichts [6]. Eine Luftmasse

von $AM = 1.5$ ist der Standardwert für die Vermessung von Solarmodulen in der Photovoltaik, da er näherungsweise dem durchschnittlichen Jahresspektrum entspricht.

4.2.2 Rayleigh-Streuung

Bei diesem Reduktionseinfluss treten an Moleküle der Luft, deren Durchmesser deutlich kleiner ist als die Wellenlänge des Lichtes, Lichtstreuungen auf. Besonders stark ist dieser Effekt somit bei kleineren Wellenlängen λ.

4.2.3 Mie-Streuung

Im Gegensatz zur zuvor genannten Rayleigh-Streuung erfolgt die Mie-Streuung an Molekülen der Luft, deren Durchmesser größer ist als die Wellenlänge des Lichtes. Dies sind vor allem Staubteilchen, Aerosole und Verunreinigungen der Luft. Sie ist somit stark vom jeweiligen Standort abhängig (Industriegebiet verhältnismäßig hoch / Hochgebirge gering).

4.2.4 Absorption

Auch durch Absorption verschiedener Gasteilchen in der Atmosphäre wird eine Reduktion der Bestrahlungsstärke verursacht. Diese Abschwächung ist stark abhängig von der Wellenlänge. Hauptausschlaggebend sind dabei Wasserdampf, Kohlenstoffdioxid und Ozon, wodurch speziell im Infrarotbereich Bestrahlungslücken entstehen (siehe z.B. Abbildung 4.3 bei $\lambda = 1400\,\mathrm{nm}$).

4.2.5 Reflexion

An der Erdatmosphäre wird das Sonnenlicht teilweise reflektiert, weshalb die auf die Erde auftretende Bestrahlungsstärke reduziert wird (vgl. Abbildung 4.7).

4.2.6 Verschattung und Witterungseinflüsse

Ergänzend zu einer günstigen Positionierung der Photovoltaikanlage ist eine weitere Grundvoraussetzung für maximalen solaren Energieertrag ein möglichst schattenfreier Ort. Dabei ist es wichtig zu beachten, dass sich alle Schatten durch die Wanderung der Sonne im Tages- und Jahresverlauf mitbewegen. Bäume und Nachbargebäude, aber auch andere schattenwerfende Objekte wie Freileitungen können zu einer Verdunkelung der Paneele und somit zu einer Minderung des Energieertrages führen. Je näher ein schattenwerfendes Objekt ist, umso kritischer ist seine Verschattungswirkung [6]. Im Zuge dieser Bachelorarbeit wird die Verschattung als Reduktionsfaktor der gesamten Solarenergie aber nicht berücksichtigt, da von einer schattenfreien Lage ohne umgebende hohe Objekte ausgegangen wird. Auch Reduktionen infolge von Witterungseinflüssen wie Schneefall, Regen, Wind oder Bewölkung werden nicht modelliert.

4.2.7 Gesamtreduktion

Die Gesamtreduktion dieser oben genannten Einflussfaktoren ergibt sich durch geeignete Addition der Einzelabschwächungen und ist neben der Luftmasse in Abhängigkeit der Sonnenhöhe γ_s in Tabelle 4.1 für 6 Elevationswinkel angeführt. Die jeweiligen Verläufe sind in Abbildung 4.4 und Abbildung 4.5 abgebildet, wobei für die mittlere Gesamtreduktion eine kubische Interpolation verwendet wurde und für die Luftmasse (4.8).

Tabelle 4.1: Reduktionseinflüsse in Abhängigkeit der Sonnenhöhe (Daten von [16])

γ_s	AM	red_{min}	red_{max}	red_{mean}
90°	1,00	17,3 %	38,5 %	27,9 %
60°	1,15	19,4 %	42,8 %	31,1 %
30°	2,00	28,8 %	59,1 %	43,95 %
10°	5,76	51,8 %	85,4 %	68,6 %
5°	11,50	65,1 %	93,8 %	79,45 %
$< 0°$	$\to \infty$	100 %	100 %	100 %

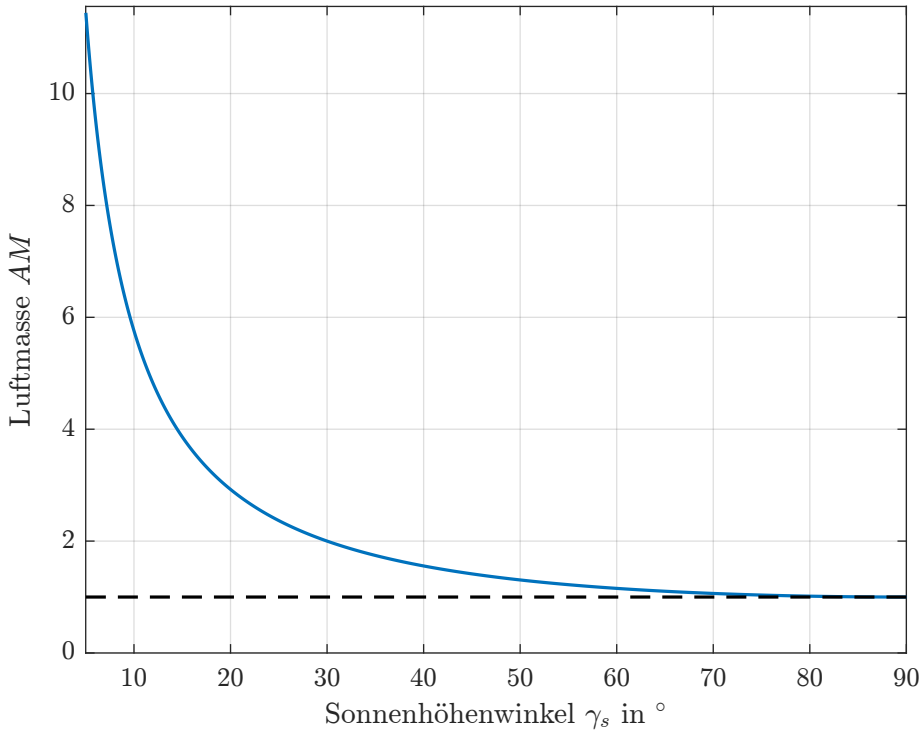


Abbildung 4.4: Verlauf Luftmasse in Abhängigkeit der Sonnenhöhe

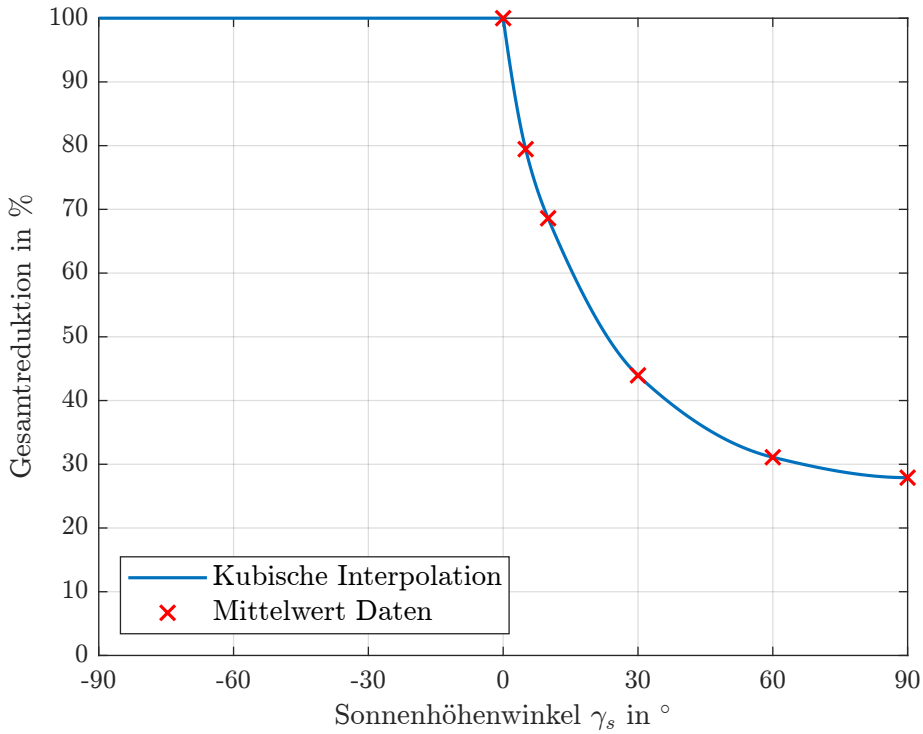


Abbildung 4.5: Verlauf Gesamtreduktion in Abhängigkeit der Sonnenhöhe

4.3 Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen

4.3.1 Globalstrahlung

Die horizontale, globale Bestrahlungsstärke, also die Gesamtstrahlung, die auf eine horizontale Fläche auf der Erdoberfläche ankommt, ergibt sich unter Berücksichtigung der im vorherigen Unterkapitel angeführten Reduktionseinflüsse zu:

$$E_{\mathrm{hor,glob}} = E_0 \cdot \frac{1 - \frac{red_{\mathrm{mean}}}{100}}{AM} = E_0 \cdot \sin(\gamma_{\mathrm{s}}) \cdot \left(1 - \frac{red_{\mathrm{mean}}}{100}\right) \tag{4.9}$$

An wolkenlosen Tagen im Sommer, erreicht die Bestrahlungsstärke mittags Maximalwerte von etwa $E_{\mathrm{hor,glob}} = 1000\,\mathrm{W\,m^{-2}}$. Höhere Werte werden in Österreich praktisch nie erreicht [14]. Durch Summation der horizontalen Bestrahlungsstärke $E_{\mathrm{hor,glob}}$ multipliziert mit der Abtastzeit T_{a} (Messung erfolgt in diskreten Zeitabständen) ergibt sich die globale horizontale Bestrahlung $H_{\mathrm{hor,glob}}$ zu

$$H_{\mathrm{hor,glob}} = \sum E_{\mathrm{hor,glob}} \cdot T_{\mathrm{a}}. \tag{4.10}$$

Die so erhaltenen monatlichen Globalstrahlungswerte $H_{\mathrm{hor,glob}}$ auf eine horizontale Fläche für den Standort in St.Pantaleon/Erla im Jahr 2022 sind in Abbildung 4.6 dargestellt. Man erkennt, dass in unseren Breiten nur etwas weniger als ein Viertel der Globalstrahlung auf das Winterhalbjahr von Oktober bis März und mehr als drei Viertel auf das Sommerhalbjahr von April bis September entfallen. Grund dafür sind die geringeren Sonnenhöhen γ_{s}. Außerdem reduziert sich in den Morgen- und

Abendstunden die Bestrahlungsstärke infolge des längeren Wegs (AM) durch die Erdatmosphäre deutlich (vgl. Abbildung 4.8).

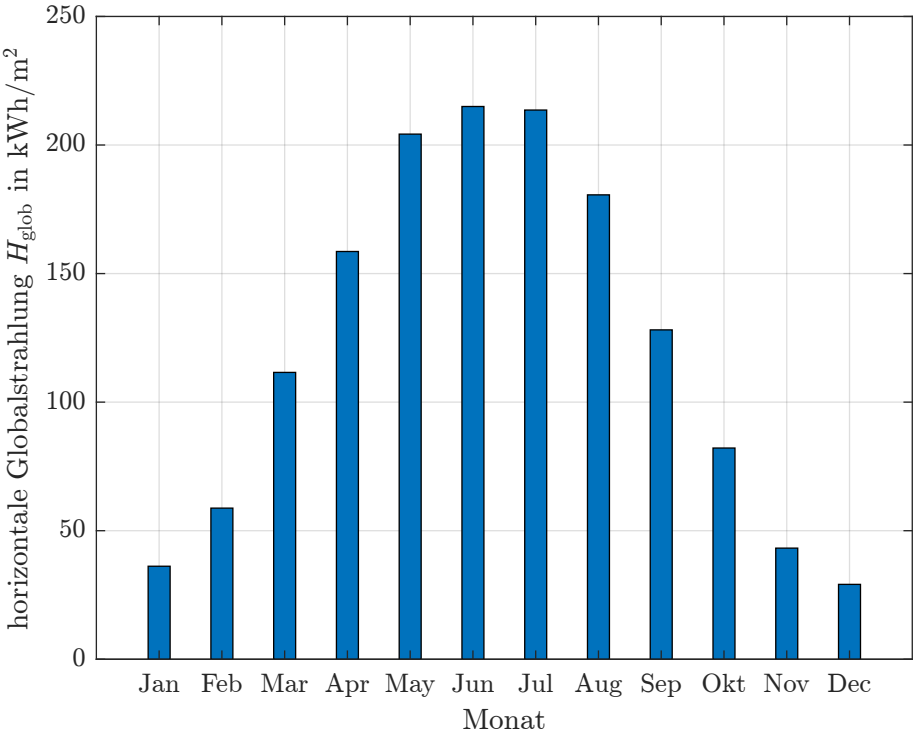


Abbildung 4.6: Monatliche Globalstrahlung in St.Pantaleon/Erla

4.3.2 Direkt- und Diffusstrahlung

Diese Globalstrahlung $E_{\text{hor,glob}}$ setzt sich auf der Erde aus einem direkten $E_{\text{hor,dir}}$ und einem diffusen Anteil $E_{\text{hor,dif}}$ zusammen (siehe Abbildung 4.7):

$$E_{\text{hor,glob}} = E_{\text{hor,dir}} + E_{\text{hor,dif}} \tag{4.11}$$

An wolkenfreien Tagen überwiegt die direkte Strahlung, welche ohne Ablenkung aus Richtung der Sonne ankommt. Sie ist auch jene Strahlungsform die scharfe Schatten verursacht, da die direkte Sonnenstrahlung $E_{\text{hor,dir}}$ nur aus der Sonnenrichtung kommt. Bei bedecktem Wetter hingegen, wenn die Sonne am Himmel nicht oder nur schlecht sichtbar ist, wird das Sonnenlicht zumeist im Nebel oder in den Wolken, aber auch in Staub-, Ozon- oder Dunstschichten gefiltert, abgelenkt und somit gestreut. Es trifft dann nahezu vollständig als diffuse Strahlung $E_{\text{hor,dif}}$ ohne definierte Richtung auf. Speziell an Tagen mit geringer Gesamtbestrahlung ist der Anteil an diffuser Strahlung besonders hoch und kann bis zu 100% betragen. An Tagen mit hoher Globalstrahlung reduziert sich hingegen der Diffusanteil auf Werte unter 20% [14]. Die Intensität sowie die Zusammensetzung der Solarstrahlung werden aber nicht nur vom Wetter, sondern auch von der Jahreszeit, der Tageszeit und von der geographischen Breite beeinflusst [6]. In Österreich ist die Jahresbilanz zwischen der direkten und diffusen Strahlung

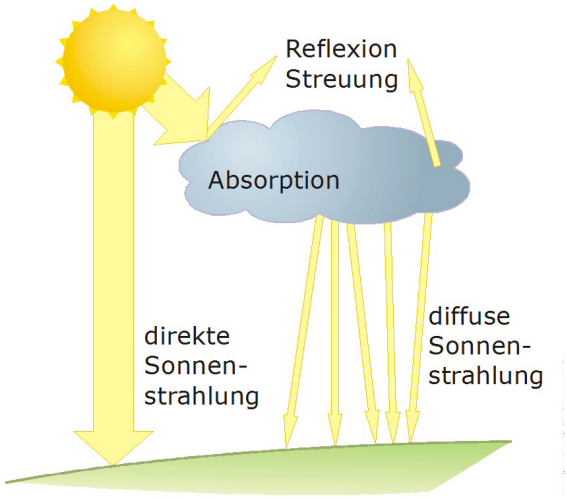


Abbildung 4.7: Zusammensetzung der Strahlung auf horizontaler Fläche [14]

mit einem Verhältnis von 50:50 nahezu ausgeglichen [5]. Im Gegensatz dazu fällt der Anteil in südlich gelegenen Teilen Europas deutlich höher aus.

In Abschnitt 4.4 wird eine Differenzierung der globalen Bestrahlungsstärke in die direkte und diffuse Bestrahlungsstärke benötigt. Dazu wird der statistische Zusammenhang aus [15] herangezogen. Bei diesem wird mit Hilfe des Klarheitsindex

$$k_\mathrm{T} = \frac{E_\mathrm{hor,glob}}{E_0 \cdot \sin(\gamma_\mathrm{s})} \tag{4.12}$$

die diffuse Bestrahlungsstärke in Abhängigkeit der Sonnenhöhe γ_s ermittelt:

$$E_\mathrm{hor,dif} = \begin{cases} E_\mathrm{hor,glob} \cdot (1,102 - 0,254 \cdot k_\mathrm{T} + 0.0123 \cdot \sin(\gamma_\mathrm{s}) & k_\mathrm{T} \leq 0,3 \\ E_\mathrm{hor,glob} \cdot (1,400 - 1,749 \cdot k_\mathrm{T} + 0.1770 \cdot \sin(\gamma_\mathrm{s}) & 0,3 < k_\mathrm{T} \leq 0,78 \\ E_\mathrm{hor,glob} \cdot (0,486 \cdot k_\mathrm{T} + 0.1820 \cdot \sin(\gamma_\mathrm{s}) & k_\mathrm{T} > 0,78 \end{cases} \tag{4.13}$$

Der Klarheitsindex $k_\mathrm{T} \in [0;1]$ trifft dabei eine statistische Aussage zur Wolkenlage in Abhängigkeit der Sonnenhöhe und der globalen Bestrahlungsstärke $E_\mathrm{hor,glob}$.

Die direkte Bestrahlungsstärke $E_\mathrm{hor,dir}$ erfolgt nach Berechnung der diffusen Bestrahlungsstärke aus (4.13) mit (4.11). Zusammen sind die zwei definierten Strahlungsarten auf einer horizontalen Fläche (direkt und diffus) sowie deren Summe (global) am 01.05.2022 (Standort St.Pantaleon/Erla) in Abbildung 4.8 dargestellt. Man erkennt den durchaus hohen Anteil der Diffusstrahlung, speziell zu Zeiten, an denen die Sonne noch eher flach steht (in den frühen Vormittagsstunden und späten Nachmittagsstunden ist der Diffusanteil sogar höher als der Direktanteil).

4.4 Bestrahlungsstärke auf der geneigten Fläche

Im Gegensatz zu einer horizontalen Fläche, wie in Abschnitt 4.3 beschrieben, tritt bei einer um den Neigungswinkel φ angestellten Ebene neben der direkten und diffusen

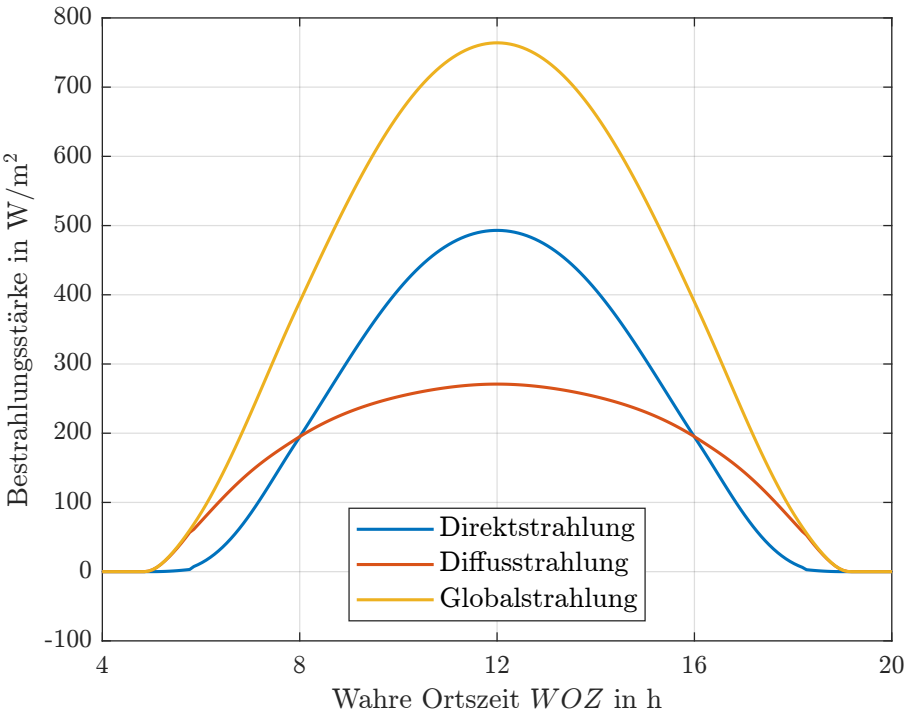


Abbildung 4.8: Bestrahlungsstärke am 01.05.2022 auf eine horizontale Fläche

Bestrahlungsstärke $E_{\text{gen,dir}}$ und $E_{\text{gen,dif}}$ noch ein vom Boden reflektierter Anteil auf (siehe Abbildung 4.9):

$$E_{\text{gen,glob}} = E_{\text{gen,dir}} + E_{\text{gen,dif}} + E_{\text{gen,ref}} \tag{4.14}$$

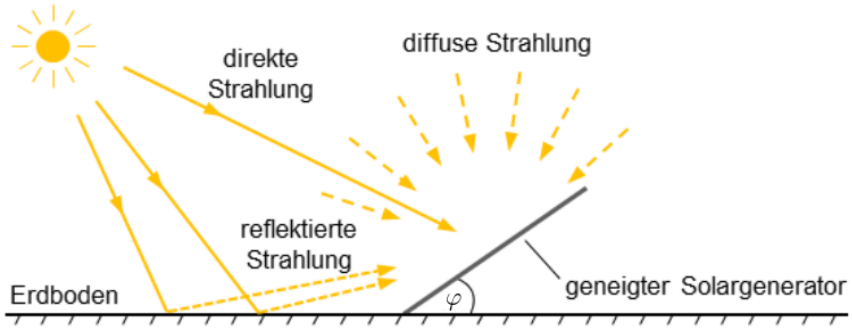


Abbildung 4.9: Zusammensetzung der Strahlung auf geneigte Fläche (modifiziert von [10])

Die Modellierung der einzelnen Komponenten erfolgt in den nächsten Unterabschnitten.

4.4.1 Direkte Strahlung

Abbildung 4.10 zeigt die geometrischen Zusammenhänge zur Berechnung der direkten Bestrahlung auf ein mit dem Winkel φ geneigtes Modul mit der Fläche A_{gen}.

Man erkennt, dass auf die größere horizontale Fläche A_{hor} die gleiche Strahlungsleistung Φ auftritt wie auf die kleinere, senkrecht zur Einfallsrichtung des Sonnenlichts ausgerichtete Fläche A_{senk} (gleich viele Sonnenstrahlen auf die beiden Flächen):

$$\Phi = E_{\text{hor,dir}} \cdot A_{\text{hor}} \stackrel{!}{=} E_{\text{senk,dir}} \cdot A_{\text{senk}} \tag{4.15}$$

Mit dem geometrischen Zusammenhang aus dem großen rechtwinkligen Dreieck

$$A_{\text{senk}} = A_{\text{hor}} \cdot \sin(\gamma_s) \tag{4.16}$$

folgt für die Bestrahlungsstärke auf der senkrechten Fläche

$$E_{\text{senk,dir}} = E_{\text{hor,dir}} \cdot \frac{A_{\text{hor}}}{A_{\text{senk}}} = E_{\text{hor,dir}} \cdot \frac{1}{\sin(\gamma_s)}. \tag{4.17}$$

Somit ist die Bestrahlungsstärke auf der senkrechten Fläche stets größer als die Bestrahlungsstärke auf der horizontalen Fläche

$$E_{\text{senk,dir}} \geq E_{\text{hor,dir}}. \tag{4.18}$$

Dieser Zusammenhang ist auch grafisch damit erklärbar, dass die Sonnenstrahlen auf der horizontalen Fläche A_{hor} weniger dicht beieinander liegen als bei der senkrechten Fläche A_{senk}.

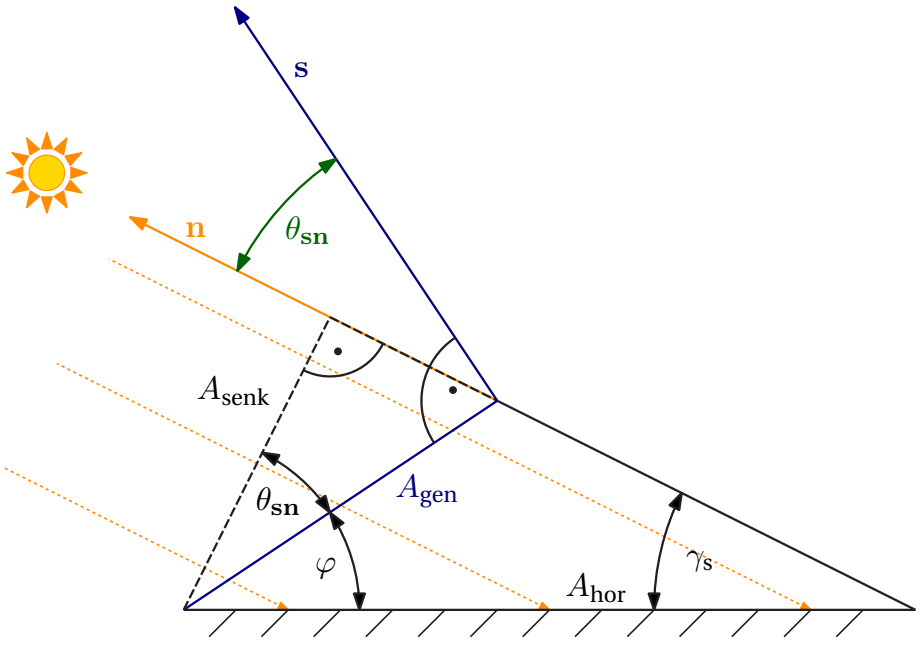


Abbildung 4.10: Einfluss der Modulneigung auf die direkte Strahlung

Diese Erhöhung der Bestrahlungsstärke durch eine Modulneigung zur Sonne wird nun bei photovoltaischen Anlagen ausgenützt, um den maximal möglichen Energieertrag zu erzielen. Da der Sonnenstand nicht konstant ist, wird nicht eine senkrecht zur Sonne stehende Fläche betrachtet, sondern eine beliebig um den Winkel φ geneigte

Fläche A_{gen}. Um die Bestrahlungsstärke auf diese Fläche berechnen zu können, wird das kleine rechtwinklige Dreieck in Abbildung 4.10 betrachtet. Aus diesem lässt sich der geometrische Zusammenhang

$$E_{\text{gen,dir}} = E_{\text{senk,dir}} \cdot \cos(\theta_{\mathbf{sn}}) \tag{4.19}$$

erkennen. Setzt man (4.17) in (4.19) ein so erhält man für die direkte Bestrahlungsstärke auf die geneigte Fläche

$$E_{\text{gen,dir}} = E_{\text{hor,dir}} \cdot \frac{\cos(\theta_{\mathbf{sn}})}{\sin(\gamma_{\text{s}})}. \tag{4.20}$$

Ist die Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen bekannt, kann sie über diese Beziehung für einen beliebigen Neigungswinkel umgerechnet werden.

4.4.2 Diffuse Strahlung

Zur Berechnung der diffusen Einstrahlung $E_{\text{gen,diff}}$ auf eine geneigte Flächen wird zwischen isotropen und anisotropen Verfahren unterschieden.

4.4.2.1 Isotroper Ansatz

Das isotrope Verfahren geht davon aus, dass die Himmelsstrahlung aus allen Richtungen des zur Sonne gewandten Halbraumes ungefähr gleich stark ist, d.h. die Strahldichte ist näherungsweise gleichverteilt. Mit diesem Ansatz lässt sich die diffuse Bestrahlungsstärke auf die geneigte Fläche (mit dem Aufstellwinkel des Paneels φ) berechnen zu

$$E_{\text{gen,diff,isotrop}} = \frac{E_{\text{hor,diff}}}{2} \cdot (1 + \cos(\varphi)). \tag{4.21}$$

Man erkennt, dass sich ausgehend von der diffusen Strahlung auf die Horizontale ($\varphi = 0°$) der diffuse Anteil immer weiter verringert bis das Minimum bei einem Aufstellwinkel von $\varphi = 90°$ erreicht wird und sich zu $E_{\text{gen,diff}} = \frac{E_{\text{hor,diff}}}{2}$ ergibt. Anschaulich wird dieser Zusammenhang in Abbildung 4.11 verdeutlicht. Der diffuse Anteil hinter der geneigten Ebene fällt beim Aufstellen des Moduls weg. Somit wird nur noch der linke Himmelshalbraum bei senkrechtem Stand des Solarpaneels genutzt.

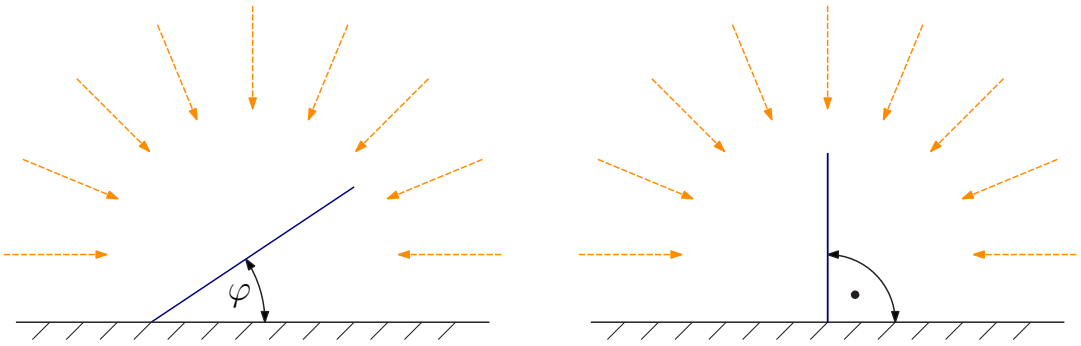


Abbildung 4.11: Isotroper Ansatz Diffusstrahlung (modifiziert von [10])

4.4.3 Anisotroper Ansatz

Die Annahme einer gleichverteilten Strahldichte ist nur bei bedecktem Himmel zulässig. Bei klarem Himmel hingegen ist die Strahldichte je nach Himmelsrichtung aber stark unterschiedlich. So ist es in Sonnennähe sowie am Horizont am hellsten, weswegen ein anisotroper d.h. richtungsabhängiger Ansatz verwendet wird. In dieser Arbeit wird daher das Modell von Klucher [8] verwendet, welches den isotropen Ansatz aus dem vorherigen Unterabschnitt um weitere Terme erweitert. Damit ergibt sich die Bestrahlungsstärke mit dem Parameter

$$F = 1 - \left(\frac{E_{\text{hor,diff}}}{E_{\text{hor,ges}}}\right)^2 \tag{4.22}$$

zu

$$E_{\text{gen,diff}} = E_{\text{gen,diff,isotrop}} \cdot (1 + F \cdot \sin^2(\frac{\varphi}{2})) \cdot (1 + F \cdot \cos^2(\theta_{\mathbf{sn}}) \cdot \cos^3(\gamma_{\text{s}})). \tag{4.23}$$

4.4.4 Reflektierte Strahlung

Zur Berechnung des vom Boden reflektierten Anteils der Bestrahlungsstärke ist das umgebende Bodenmaterial mitzuberücksichtigen. Grund dafür ist, dass jede Untergrundart unterschiedlich stark das Licht reflektiert (bzw. streut). Dieser resultierende Reflexionsfaktor, der sogenannte Albedowert ALB ist tabellarisch für die unterschiedlichen Umgebungen in Tabelle 4.2 angeführt. Ist der Untergrund nicht bekannt oder setzt sich aus unterschiedlichen Materialien zusammen, wird der Standartwert $ALB = 0.2$ verwendet, welcher auch in dieser Arbeit aufgrund eines inhomogenen Untergrundes Verwendung findet.

Tabelle 4.2: Albedowerte für unterschiedliche Untergrundarten (Ausschnitt aus [14])

Material	***ALB***	**Material**	***ALB***
Gras	0,25	Schotter	0,18
Rasen	0,18 - 0,23	Beton (sauber)	0,3
unbestellte Felder	0,26	Beton (verwittert)	0,2
Wälder	0,05 - 0,18	Schneedecke (neu)	0,80 - 0,90
Heide- /Sandfläche	0,1 - 0,25	Schneedecke (alt)	0,45 - 0,70
Asphalt	0,15	Wasserfläche	0,05 - 0,22

Für die Berechnung der reflektierten Bestrahlungsstärke auf eine geneigte Fläche genügt hier ein isotroper Ansatz

$$E_{\text{gen,ref}} = \frac{E_{\text{hor,glob}}}{2} \cdot ALB \cdot (1 - \cos(\varphi)). \tag{4.24}$$

Der Anteil der reflektierten Strahlung steigt also mit größerem Neigungswinkel. Bei horizontaler Aufstellung ($\varphi = 0°$) wird keine reflektierte Sonnenstrahlung vom Solar-

paneel aufgenommen. Im Gegensatz dazu erreicht bei einer senkrechten Aufstellung ($\varphi = 90°$) die Hälfte der gesamten vorhandenen Reflexionsstrahlung das Modul. Erhöht man den Neigungswinkel weiter, d.h. das Solarpaneel zeigt bereits mit seiner Oberseite nach unten ($\varphi > 90°$), könnte man den Anteil der reflektierten Strahlung weiter steigern, was aber im Hinblick auf die direkte und diffuse Strahlung (welche im Allgemeinen deutlich größer sind) nicht sinnvoll ist.

4.4.5 Globalstrahlung

Zusammen sind die drei definierten Strahlungsarten (direkt, diffus und reflektiert) sowie deren Summe (global) auf einer um 30° geneigten Fläche am 01.05.2022 (Standort St.Pantaleon/Erla) in Abbildung 4.12 dargestellt, wobei alle Strahlungsformen von Solaranlagen genutzt werden können. Man erkennt, dass die Direkt- und Diffusstrahlung den Hauptanteil darstellen und die reflektierte Strahlung nur einen kleinen Anteil der gesamten Bestrahlungsstärke ausmacht.

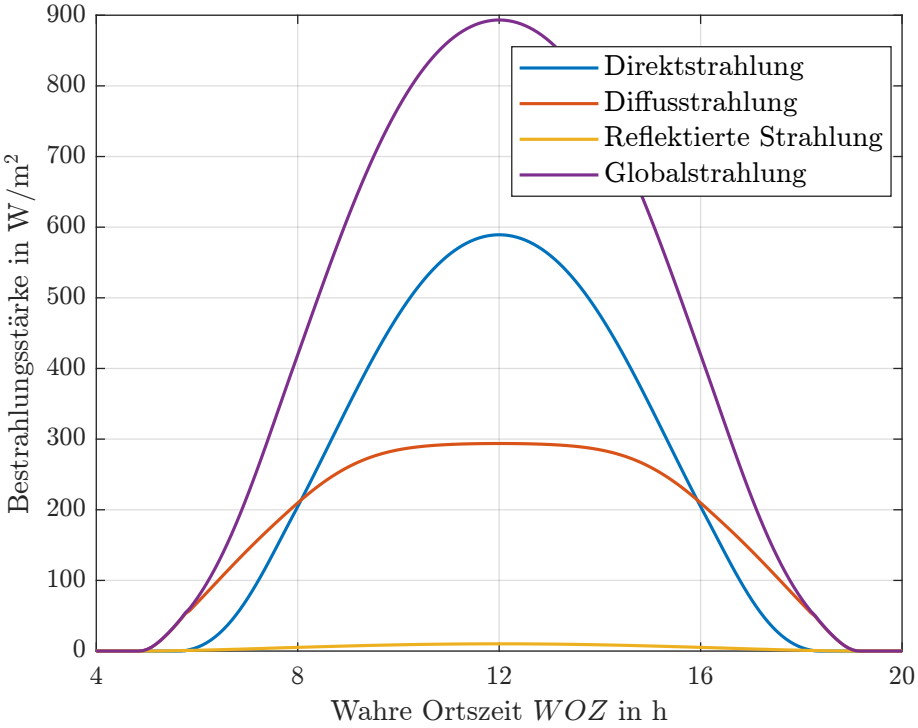


Abbildung 4.12: Bestrahlungsstärke auf geneigte Fläche am 01.05.2022

Neben einer erhöhten Energieausbeute (vgl. Abbildung 4.8), lagern sich an geneigten Flächen Laub, Schnee und Staub weniger ab, wodurch eine regelmäßige Reinigung der Solarmodulfläche entfallen kann und so die Anlage vor größeren Verlusten bewahrt wird. Bei einer Flächenneigung von mehr als $\phi > 12°$, ist der Selbstreinigungseffekt durch den Regen und die Schwerkraft ausreichend, so dass auf ein manuelles Reinigen verzichtet werden kann. Mit steigender Neigung verstärkt sicher dieser Effekt [6].

Kapitel 5

Optimierung des Energieertrags durch Positionierung

In diesem Kapitel wird in Abhängigkeit der zuvor durchgeführten Modellierung die optimale Positionierungsstrategie des PV-Paneels ermittelt, welche zu einer Energiemaximierung des Gesamtsystems führt. Dabei kann zwischen zwei Versionen unterschieden werden. Bei der manuellen Positionsänderung, auf welche nachführend weiter eingegangen wird und welche in dieser Bachelorarbeit verwendet wurde, werden Azimutwinkel und der Neigungswinkel zu fixen Zeitpunkten z.B. jährlich, monatlich oder sogar täglich optimal ausgerichtet. Im Gegensatz dazu wird bei einem Nachführsystem die aktuelle Winkelposition der Referenz aus einem Datensatz mit Hilfe ein oder zweier Gleichstrommotoren (je nachdem ob einachsige oder zweiachsige Ausführung) nachgeführt. Natürlich wäre in dieser Variante auch der Energieverbrauch der Motoren zu berücksichtigen. Auf diese Version eines Nachführsystems wird nur kurz bei der stündlichen Optimierung eingegangen.

5.1 Nichtlineares Programm (NLP)

In diesem ersten Unterkapitel soll zuerst die Problemklasse selbst vorgestellt werden. Aufgrund der starken Abhängigkeit verschiedenster Winkelfunktionen (vgl. die Gleichungen aus den vorherigen Kapiteln) handelt es sich dabei um ein nichtlineares Programm NLP. Dieses hat die folgende allgemeine Form [9].

$$\begin{aligned} &\min_{x}\{f(x)\} \\ s.t. \quad &g(x) = 0 \\ &h(x) \geq 0 \end{aligned} \tag{5.1}$$

Hier sind $f(x)$, $g(x)$ und $h(x)$ nichtlineare Funktionen in der Optimierungsvariable x. $f(x)$ ist die Ziel-/Kostenfunktion, also jene Funktion welche minimiert/maximiert werden soll, $g(x) = 0$ sind die Gleichheitsbeschränkungen und $h(x) \geq 0$ sind die Ungleichheitsbeschränkungen (man beachte die Standardformen $= 0$ bzw. ≥ 0 in welche

jede Beschränkung überführt werden kann). Diese Art von Optimierungsproblem ist im Allgemeinen nicht analytisch lösbar, weshalb in weiterer Folge auf einen numerischen Löser zurückgegriffen wird (in diesem Fall der in MATLAB integrierte Löser *fmincon* - siehe Abschnitt 5.5). Außerdem gilt: wenn ein Minimum/Maximum gefunden ist, hat man keine Garantie dafür, dass dieses Minimum/Maximum auch global ist. Es kann also nur ein lokales Minimum darstellen, weswegen die erhaltenen Ergebnisse auf Plausibilität zu überprüfen sind. Des Weiteren handelt es sich um ein statisches Problem, d.h. man erhält als Ergebnis kein Zeitprofil, sondern eine endliche Menge an Werten (zu diskreten Zeitpunkten).

5.2 Zusammenhang Maximum/Minimum

Eine weitere Unterscheidung besteht in der Tatsache, ob das Programm minimiert oder maximiert werden soll. Im vorliegenden Fall der optimalen Positionierung einer Photovoltaikanlage soll die höchstmögliche Strahlungsenergie gewonnen werden, weshalb es sich um ein Maximierungsproblem handelt. Um nun die in MATLAB zur Verfügung stehende Funktion *fmincon* zur Lösung des NLP verwenden zu können, muss zuerst ein Zusammenhang zwischen der Suche nach einem Maximum und einem Minimum hergestellt werden. Abbildung 5.1 zeigt diese Beziehung der Äquivalenz von Maximierungs- und Minimierungsproblem über einen einfachen Vorzeichenwechsel der Ziel-/Kostenfunktion $f(x)$:

$$\max_{x} f(x) \stackrel{!}{=} -\min_{x}(-f(x)) \tag{5.2}$$

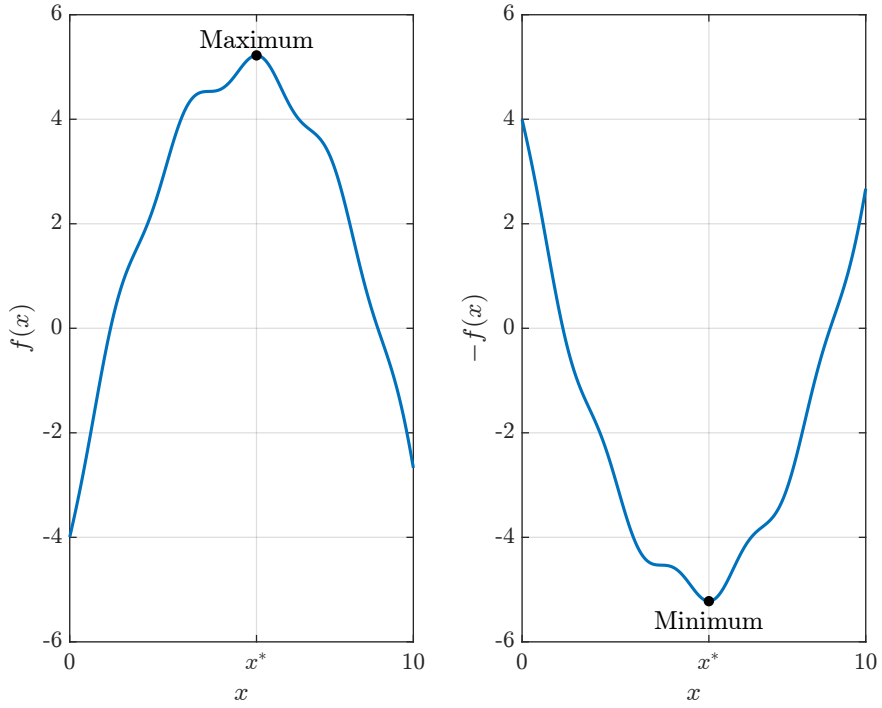


Abbildung 5.1: Maximum vs. Minimum (modifiziert von [9])

5.3 Problemformulierung

Die Optimierung selbst berechnet die optimalen Winkelpositionen, also Azimut- und Neigungswinkel des Photovoltaikpaneels, welche zu einer Bestrahlungsmaximierung des Moduls führen. Diese beiden Winkel lassen sich aber aufgrund räumlicher Begrenzungen auf z.B. einem Dach nicht beliebig variieren, weshalb es für beide Beschränkungen benötigt. Da sich der Sonnenstand im Laufe eines Tages und auch während des Jahres verändert, variiert der Einfallswinkel der Sonnenstrahlung ständig. Um nun eine Aussage über die optimale Positionierung hinsichtlich einer Energiemaximierung abgeben zu können, müssen also die Einstrahlungsverhältnisse über das ganze Jahr betrachtet werden. Damit ergibt sich das Problem zur Optimierung des Energieertrags zu

$$\begin{aligned}[\boldsymbol{\alpha}^*, \boldsymbol{\varphi}^*] = \arg \max_{[\boldsymbol{\alpha},\boldsymbol{\varphi}]} H_{\text{gen,glob}} = \arg \max_{[\boldsymbol{\alpha},\boldsymbol{\varphi}]} \sum_{\text{Jahr}} E_{\text{gen,glob}} \cdot T_{\text{a}} \\ s.t. \quad \alpha_{\min} \leq \alpha \leq \alpha_{\max} \\ \varphi_{\min} \leq \varphi \leq \varphi_{\max}.\end{aligned} \tag{5.3}$$

Hierbei sind $\boldsymbol{\alpha}$ und $\boldsymbol{\varphi}$ die beiden Optimierungsvariablen, $H_{\text{gen,glob}}$ die zu maximierende skalare Zielfunktion und $\boldsymbol{\alpha}^*$ sowie $\boldsymbol{\varphi}^*$ die optimalen Werte für die beiden Optimierungsvariablen. Man erkennt anhand der fetten Schreibweise, dass es sich bei den beiden Optimierungsvariablen um Vektoren handeln kann, d.h. sie können auch mehrere einzelne Skalare beinhalten je nachdem wie oft eine Positionsänderung des Moduls erlaubt wird. Die unteren Grenzen $\alpha_{\min}$ und $\varphi_{\min}$ sowie die oberen Grenzen $\alpha_{\max}$ und $\varphi_{\max}$ stellen hingegen Skalare dar.

5.4 Empirische Optimierung

Bevor das obige Optimierungsproblem numerisch gelöst wird, wird aber ein einfacherer Ansatz für die Optimierung der optimalen Positionierungsstrategie über ein Jahr versucht (d.h. Azimut- und Neigungswinkel sind Skalare). Bei der empirischen Methode, auch Brute-Force-Methode genannt, werden alle möglichen Ergebnisse berechnet und danach entschieden, welches das Beste ist. Nachteil dieses Ansatzes ist jedoch die enorme Rechenleistung, die benötigt wird, welche exponentiell mit der Anzahl an Optimierungsvariablen steigt. Dieses einfache Ergebnis erlaubt jedoch auch eine Aussage für Optimierungen mit mehreren Freiheitsgraden, wie sie im nachfolgenden Unterabschnitt benötigt wird. Bei Begutachtung des Ergebnisses in Abbildung 5.2 fällt auf, dass die Strahlungsenergie bei einem Azimutwinkel α von 0° ihr Maximum hat und von dort aus nach rechts und links jeweils zu kleineren Werten absinkt. Dies ist auch bei jenen Optimierungsvarianten der Fall, die bei ganzzahlig Vielfachen eines Tages die Position ändern (halbjährlich, vierteljährlich, monatlich, wöchentlich und täglich). D.h. bei einem Azimutwinkel α von 0°, was einer exakten Südausrichtung

entspricht, erhält man die maximale Strahlungsenergie für diese Fälle, wodurch sich das Optimierungsproblem zu

$$\begin{aligned} \boldsymbol{\varphi}^* = \arg\max_{\varphi} H_{\text{gen,glob}} = \arg\max_{\varphi} \sum_{\text{Jahr}} E_{\text{gen,glob}} \cdot T_{\text{a}} \\ s.t. \quad \varphi_{\min} \leq \varphi \leq \varphi_{\max} \end{aligned} \tag{5.4}$$

vereinfacht. Das Optimierungsproblem ist für diese Varianten also unabhängig vom Azimutwinkel α. Diese Tatsache lässt sich auch durch die Symmetrie in Abbildung 4.8 und Abbildung 4.12 sowie in Abbildung 3.5 erkennen. Als Ergebnis zur Bestrahlungsmaximierung über ein Jahr ergibt sich für eine gewählte Brute-Force-Auflösung von 3° für den optimalen Neigungswinkel $\varphi^* = 33°$ bei einer Bestrahlung von $H_{\text{gen,glob,max}} = 1739{,}59\,\text{kW}\,\text{h}\,\text{m}^{-2}$.

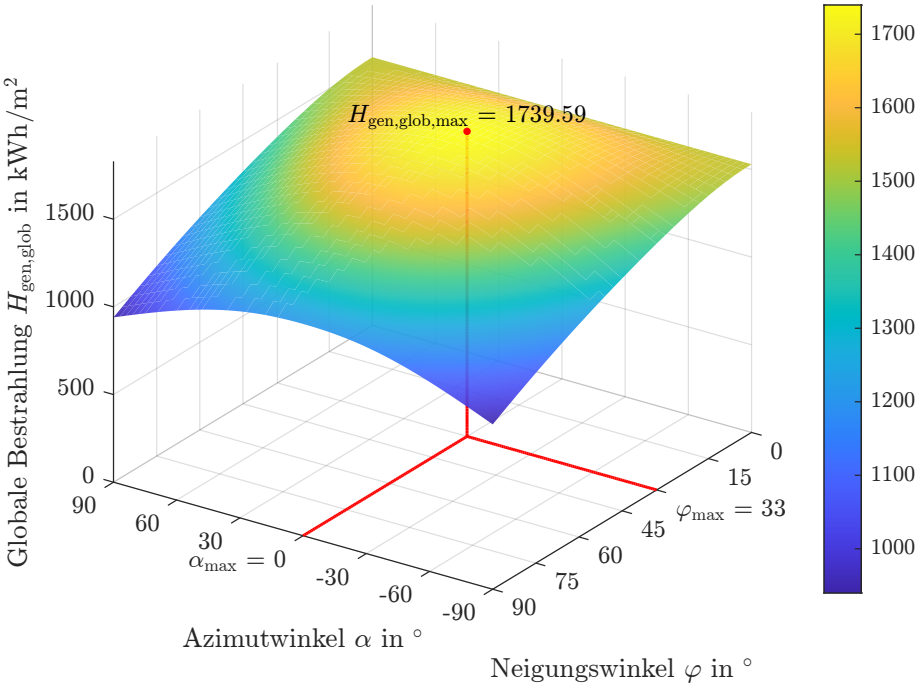


Abbildung 5.2: Empirische Optimierung

5.5 Numerische Optimierung

Für die numerische Optimierung wird wie bereits erwähnt der in MATLAB integrierte Löser *fmincon* verwendet. Grund dafür ist seine einfache Anwendbarkeit auch auf nichtlineare Programme. In weiterer Folge wird in diesem Unterkapitel eine Übersicht über die einzelnen Positionierungsstrategien gegeben und deren Ergebnisse diskutiert.

5.5.1 Übersicht über die Positionierungsstrategien

Die sich in den einzelnen Positionierungsstrategien ergebenden Bestrahlungswerte über ein Jahr sowie die prozentuale Erhöhung bezüglich der horizontalen Variante an einem Standort in St.Pantaleon-Erla für die einzelnen Positionierungsstrategien sind in Tabelle 5.1 dargestellt. Zeile eins entspricht der Bestrahlung auf eine horizontale Fläche über ein Jahr (vgl. Abbildung 4.6), welche in weiterer Folge die Referenz für die prozentuale Erhöhung darstellt. Die nächsten sechs Zeilen (jährlich - täglich) ändern bei ganzzahlig Vielfachen eines Tages die Position und können so das vereinfachte Optimierungsproblem aus (5.4) verwenden. Dies ist bei der letzten Variante, der stündlichen Optimierung, nicht mehr gegeben, weswegen hier auf die allgemeine Problemformulierung (5.3) zurückgegriffen werden muss.

Tabelle 5.1: Jahresbestrahlung und Erhöhung der einzelnen Positionierungsstrategien

Positionierungsstrategie	$\boldsymbol{H_{\mathrm{glob}}}$	**Erhöhung**
keine (horizontal)	$1{,}461 \cdot 10^3\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	0,00 %
jährlich	$1{,}740 \cdot 10^3\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	19,08 %
halbjährlich	$1{,}776 \cdot 10^3\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	21,56 %
vierteljährlich	$1{,}777 \cdot 10^3\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	21,63 %
monatlich	$1{,}788 \cdot 10^3\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	22,37 %
wöchentlich	$1{,}790 \cdot 10^3\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	22,51 %
täglich	$1{,}790 \cdot 10^3\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	22,51 %
stündlich	$2{,}090 \cdot 10^3\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	43,05 %

Diese sieben verschiedenen Positionierungsintervalle wurden aufgrund der einfachen praktischen Realisierung und der Vergleichbarkeit mit Daten aus der Literatur ausgewählt. Außerdem soll durch die Auswahl von Positionierungsstrategien mit einer unterschiedlichen Anzahl an Winkeländerungen die höhere mögliche Energiegewinnung bei häufigeren Positionswechseln gezeigt werden. Anzumerken ist, dass die Bestrahlung bei allen Varianten im Hinblick auf die horizontale Positionierungsstrategie deutlich erhöht werden kann. Grund dafür ist, dass wenn eine Fläche senkrecht zur Einfallsrichtung der Sonnenstrahlung steht, sie auf eine höhere Einstrahlungsleistung trifft und somit die Bestrahlungsstärke sowie die daraus resultierende Bestrahlung deutlich ansteigt. Man erkennt diesen Sachverhalt auch an den näher beieinander liegenden Sonnenstrahlen in Abbildung 4.10.

5.5.2 Jährliche Optimierung

Bei der jährlichen Optimierung wird über das ganze Jahr ein fixer Neigungswinkel des Solarpaneels eingestellt. Durch Lösen des Optimierungsproblems ergibt sich hierbei ein optimaler Neigungswinkel von $\varphi^* = 34{,}21°$. Dieser Winkel entspricht in etwa jenem aus Abschnitt 5.4), wodurch auf eine globale Lösung geschlossen werden kann. Ein Vergleich der Bestrahlungsstärke der jährlichen Optimierung und einer horizontalen

Fläche am 01.05.2022 sowie deren Unterschied bei Betrachtung der monatlichen Globalstrahlung ist in Abbildung 5.3 und Abbildung 5.4 dargestellt.

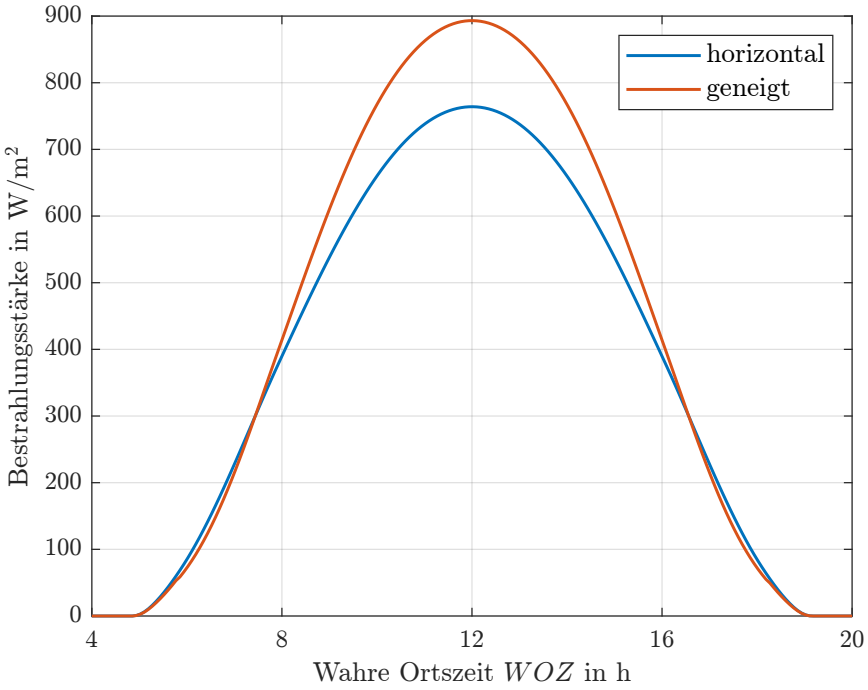


Abbildung 5.3: Vergleich der Bestrahlungsstärke für die jährliche Optimierung

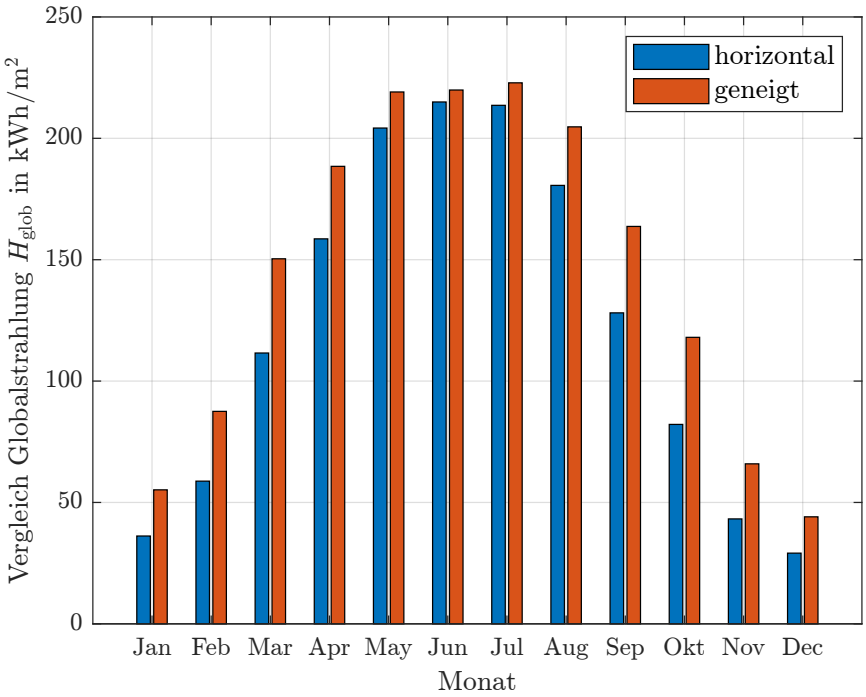


Abbildung 5.4: Vergleich der monatlichen Globalstrahlung für die jährliche Optimierung

Der optimale Neigungswinkel im PVGIS (Photovoltaik Geographical Information System, [5]) beträgt für das Jahr 2022 in St.Pantaleon/Erla $\varphi^*_{\text{data}} = 37°$. Die dazugehörigen geneigten monatlichen Globalstrahlungen sind mit der Bezeichnung $H_{\text{glob,gen,opt,data}}$ in Tabelle 5.2 dargestellt. In dieser Tabelle sind außerdem die globalen Monatsbestrahlungen der PVGIS-Datenbank für den berechneten optimalen Neigungswinkel $\varphi^* = 34{,}21°$ mit der Abkürzung $H_{\text{glob,gen,myopt,data}}$ angeführt, sowie die Globalstrahlung für die eigene Modellierung aus Abschnitt 4.4 mit der zuvor eingeführten Notation $H_{\text{glob,gen}}$ für den gleichen Winkel. Man erkennt, dass die eigens modellierten Bestrahlungen $H_{\text{glob,gen}}$ im Monatsdurchschnitt um etwa 16 % höher sind als die Daten aus dem PVGIS. Grund dafür ist, dass wie in Abschnitt 4.2.6 beschrieben, Witterungseinflüsse als auch eine Verschattung des Solarpaneels in dieser Arbeit nicht berücksichtigt wird. Diese Tatsache ist auch bereits bei Vergleich der horizontalen monatlichen Bestrahlung der PVGIS-Daten mit der Modellierung (vgl. Abschnitt 4.3) in Tabelle 5.3 erkennbar. Obwohl diese Vernachlässigung getroffen wurde und daher eine Erhöhung in der Bestrahlung festgestellt werden kann, sind die Abweichungen in den optimalen Modulwinkeln sehr gering. Wertet man sowohl den berechneten optimalen Neigungswinkel φ^* und den in der Datenbank hinterlegten idealen Neigungswinkel φ^*_{data} in Hinblick auf deren monatlichen Globalbestrahlung mit Hilfe der PVGIS-Datenbank aus, erhält man nahezu das gleiche Ergebnis (siehe Spalte drei und vier in Tabelle 5.2). D.h. die Einstrahlungsenergie ist in beiden Fällen nahezu ident.

Tabelle 5.2: Vergleich geneigte Globalstrahlung Modellierung mit Daten (aus [5])

Monat	$\boldsymbol{H_{\text{glob,gen}}}$	$\boldsymbol{H_{\text{glob,gen,opt,data}}}$	$\boldsymbol{H_{\text{glob,gen,myopt,data}}}$
Jan	55,20 kW h m^{-2}	47,81 kW h m^{-2}	46,90 kW h m^{-2}
Feb	87,52 kW h m^{-2}	75,17 kW h m^{-2}	74,03 kW h m^{-2}
Mar	150,38 kW h m^{-2}	125,78 kW h m^{-2}	124,81 kW h m^{-2}
Apr	188,46 kW h m^{-2}	157,90 kW h m^{-2}	158,05 kW h m^{-2}
May	219,10 kW h m^{-2}	155,23 kW h m^{-2}	156,58 kW h m^{-2}
Jun	219,90 kW h m^{-2}	169,10 kW h m^{-2}	171,08 kW h m^{-2}
Jul	222,86 kW h m^{-2}	177,73 kW h m^{-2}	179,58 kW h m^{-2}
Aug	204,73 kW h m^{-2}	171,29 kW h m^{-2}	171,98 kW h m^{-2}
Sep	163,71 kW h m^{-2}	133,74 kW h m^{-2}	133,10 kW h m^{-2}
Oct	118,02 kW h m^{-2}	96,76 kW h m^{-2}	95,52 kW h m^{-2}
Nov	65,91 kW h m^{-2}	56,41 kW h m^{-2}	55,36 kW h m^{-2}
Dec	44,08 kW h m^{-2}	45,12 kW h m^{-2}	44,08 kW h m^{-2}
Σ	1739,87 kW h m^{-2}	1412,03 kW h m^{-2}	1411,09 kW h m^{-2}

Tabelle 5.3: Vergleich horizontale Globalstrahlung Modellierung mit Daten (aus [5])

Monat	$\boldsymbol{H_{\mathrm{glob,hor}}}$	$\boldsymbol{H_{\mathrm{glob,hor,data}}}$
Jan	$36{,}18\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	$29{,}53\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$
Feb	$58{,}78\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	$50{,}13\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$
Mar	$111{,}56\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	$95{,}81\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$
Apr	$158{,}59\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	$138{,}80\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$
May	$204{,}24\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	$152{,}98\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$
Jun	$214{,}98\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	$173{,}50\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$
Jul	$213{,}60\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	$178{,}74\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$
Aug	$180{,}61\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	$156{,}74\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$
Sep	$128{,}10\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	$106{,}97\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$
Oct	$82{,}15\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	$67{,}22\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$
Nov	$43{,}22\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	$35{,}16\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$
Dec	$29{,}12\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	$25{,}47\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$
Σ	$1461{,}12\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$	$1211{,}05\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$

5.5.3 Halbjährliche und vierteljährliche Optimierung

Bei der halbjährlichen Positionierungsstrategie wurden die Positionsintervalle Oktober - März und April - September gewählt. Grund dafür ist, dass dadurch das Winterhalbjahr und das Sommerhalbjahr abgebildet werden können (siehe Abbildung 3.5). Das Optimierungsproblem liefert für diese Variante optimale Anstellwinkel von $\boldsymbol{\varphi}^* = [52{,}9461° \quad 24{,}3874°]$ mit einer Energiegewinnung von 21,56 %. Würde man hier als Positionierungsintervalle Jänner - Juni und Juli - Dezember wählen (also eine genaue Jahresteilung), ergeben sich optimale Neigungswinkel von $\boldsymbol{\varphi}^* = [32{,}41° \quad 36{,}20°]$ die zu einer Bestrahlung von $1{,}741 \cdot 10^3\,\mathrm{kW\,h\,m^{-2}}$ führen und somit zu einer kleineren Erhöhung von 19,12 % bei Vergleich mit der horizontalen Anordnung. Durch die Wahl der Positionierungsintervalle in Hinblick auf die tatsächliche Sonnenposition lassen sich also Energiegewinne bei gleichbleibender Anzahl von Positionsänderungen realisieren. Im Gegensatz dazu wird bei der quartalsweisen Positionierungsstrategie die Neigung des Paneels viermal jährlich variiert. Die Positionierungsintervalle sind hierbei Jänner - März, April - Juni, Juli - September und Oktober - Dezember, wodurch sich durch Lösen des Optimierungsproblems optimale Neigungswinkel von $\boldsymbol{\varphi}^* = [51{,}26° \quad 21{,}97° \quad 27{,}09° \quad 55{,}29°]$ ergeben. Durch diese Wahl sind die vier Jahreszeiten aus Abbildung 3.5 näherungsweise abgebildet. Bei Vergleich mit der halbjährlichen Positionierungsstrategie lassen sich so nur mehr marginale Erhöhungen verwirklichen (siehe Tabelle 5.3).

5.5.4 Monatliche, wöchentliche und tägliche Optimierung

Bei der monatlichen, wöchentlichen und täglichen Positionierungsstrategie werden die Neigungswinkel 12, 52 bzw. 365 mal im Jahr variiert. Dabei ist zu beachten, dass sich die Bestrahlung bei diesen Varianten mit vielen Positionsänderungen bei Vergleich mit jenen mit wenigen Neigungsvariationen nur mehr marginal erhöht (vgl. Tabelle 5.3). Dies ist auch in Abbildung 5.5 erkennbar, bei dem die optimalen Neigungswinkeln φ für die monatliche, wöchentliche und tägliche Positionierungsstrategie dargestellt sind. Hier erkennt man außerdem die höheren Neigungswinkel in den Wintermonaten (60° - 70° ([14])) und niedrigere Anstellwinkel φ in den Sommermonaten (10° - 20° ([14])) wie es bereits bei der halbjährlichen und vierteljährlichen Optimierung der Fall war. Grund dafür ist der höhere Sonnenstand im Sommer als im Winter (vgl. Abbildung 3.5). In diesen Varianten mit vielen Positionsänderungen ist das händische Justieren der Anlage um kleinste Winkeländerungen kaum mehr von Vorteil und auch schwer möglich, weswegen ab der monatlichen Optimierung von einer manuellen Veränderung abgeraten wird.

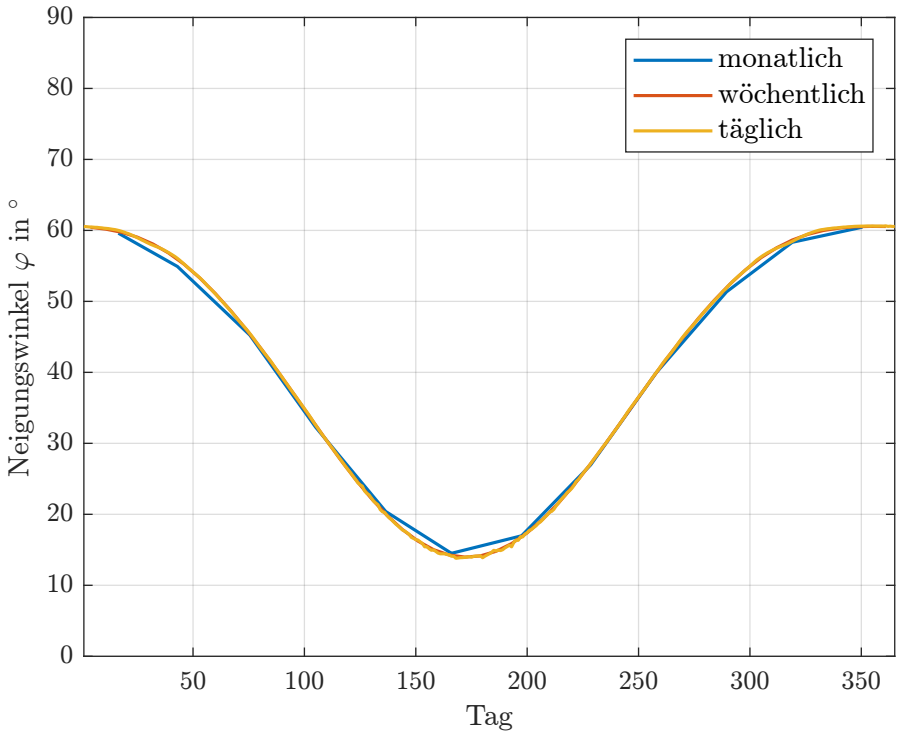


Abbildung 5.5: Vergleich der optimalen Neigungswinkel über das Jahr 2022

5.5.5 Stündliche Optimierung

Die stündliche Positionierungsstrategie hingegen, welche nicht per Hand, sondern bevorzugt automatisiert z.B. über zwei Gleichstrommotoren umgesetzt wird, kann einen deutlichen Bestrahlungsgewinn ermöglichen. Hier ist jedoch auch der Energieverbrauch der verwendeten Gleichstrommotoren zu berücksichtigen und muss für unterschiedliche Größen des Moduls separat für eine Strategieentscheidung abgeschätzt werden. Diese

Variante entspricht einem Nachführsystem bei dem anders als bei den vorherigen Varianten neben den Neigungswinkeländerungen speziell auch der Azimutwinkel α im Laufe eines Tages variiert wird. Die Annahme eines optimalen Azimutwinkels von $\alpha = 0°$ gilt wie eingangs bereits erwähnt hier also nicht. Konkret wird in dieser Variante die Modulfläche so ausgerichtet, dass der Einfallswinkel $\theta_{\mathbf{sn}}$ gegen 0 geht, wodurch speziell der Anteil der direkten Strahlung erhöht werden kann. Um dies zu erreichen, wird die Flächennormale $\mathbf{n}$ während des Tages so ausgerichtet, dass sie in Sonnenrichtung $\mathbf{s}$ steht. Der Azimutwinkel des Solarpaneels α wird also dem Sonnenazimut α_s nachgeführt (siehe Abbildung 5.6, die auftretenden begrenzenden Winkeln bei $\pm 80°$ stellen hierbei den eingestellten minimalen $\alpha_{\min}$ und maximalen $\alpha_{\max}$ Azimutwinkel des Paneels dar), wohingegen die Modulneigung so variiert wird, dass sie in Kombination mit der Sonnenhöhe einen Winkel von 90° einnimmt (siehe Abbildung 5.7). Der geometrische Zusammenhang für letztere Bedingung ist in Abbildung 5.8 dargestellt.

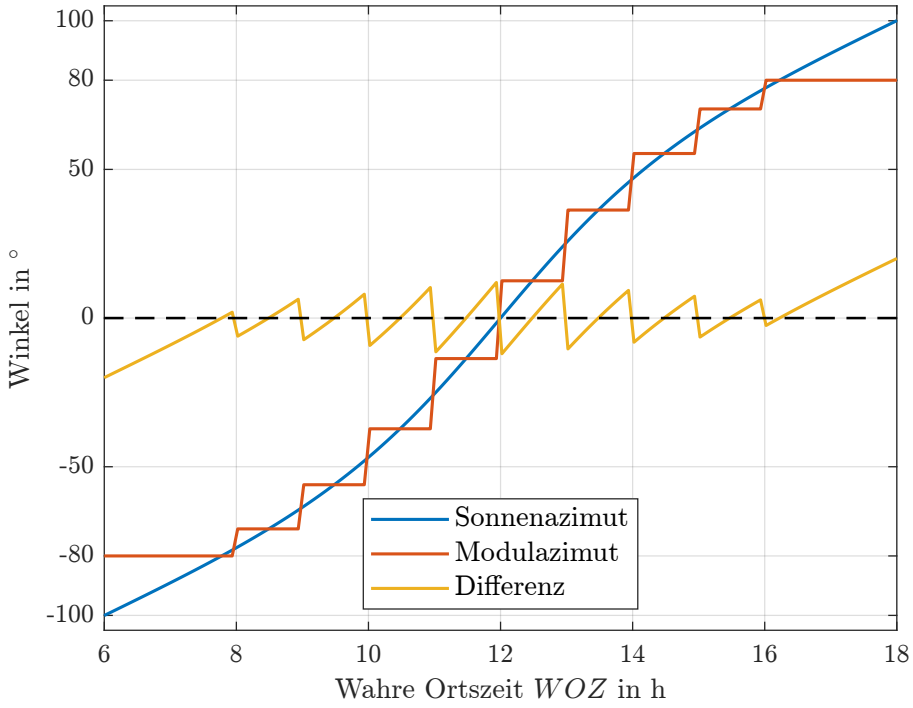


Abbildung 5.6: Azimutwinkel bei stündlicher Optimierung am 01.05.2022

Anzumerken ist, dass ein Einfallswinkel von $\theta_{\mathbf{sn}} = 0°$ speziell bei Sonnenaufgang und Sonnenuntergang nicht erreicht wird. Grund dafür sind neben den Begrenzungen in den beiden Winkeln auch die Tatsache, dass zu diesen Tageszeiten die Diffusstrahlung eine übergeordnete Rolle einnimmt (vgl. Abbildung 4.8 bzw. Abbildung 4.12). Der verwendete Löser versucht hier den bestmöglichen Winkel für die Gesamtstrahlung zu finden. Einen Vergleich zwischen der jährlichen und stündlichen Optimierung der Gesamtbestrahlungsstärke für einen Standort in St.Pantaleon/Erla ist in Abbildung 5.9 dargestellt. Man erkennt, dass die Fläche unter der Kurve und somit die Gesamtenergieausbeute bei der stündlichen Variante größer ausfällt.

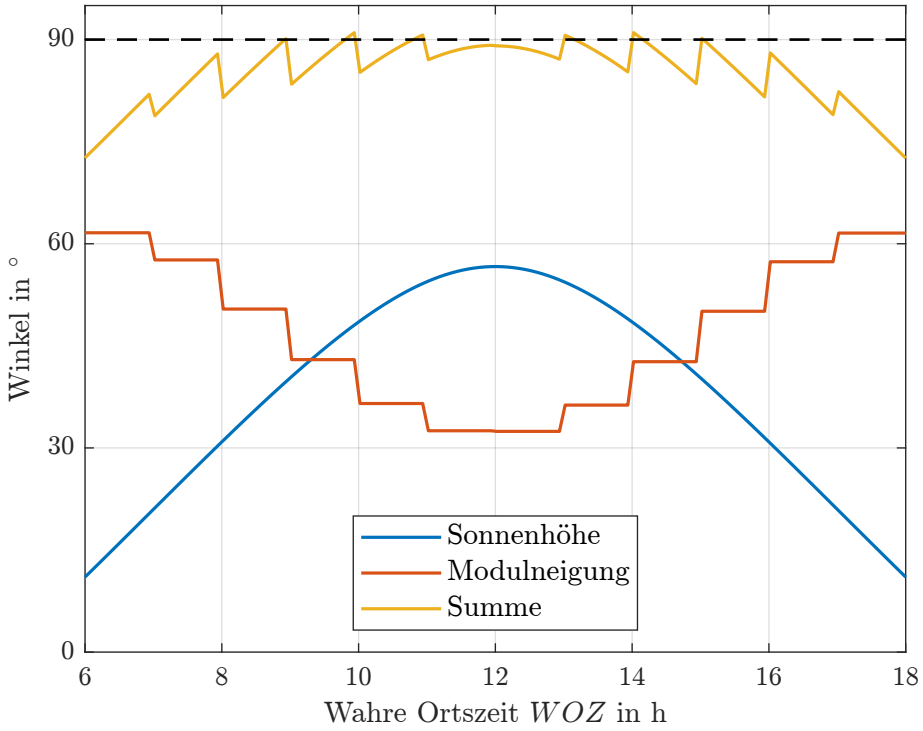


Abbildung 5.7: Neigungswinkel bei stündlicher Optimierung am 01.05.2022

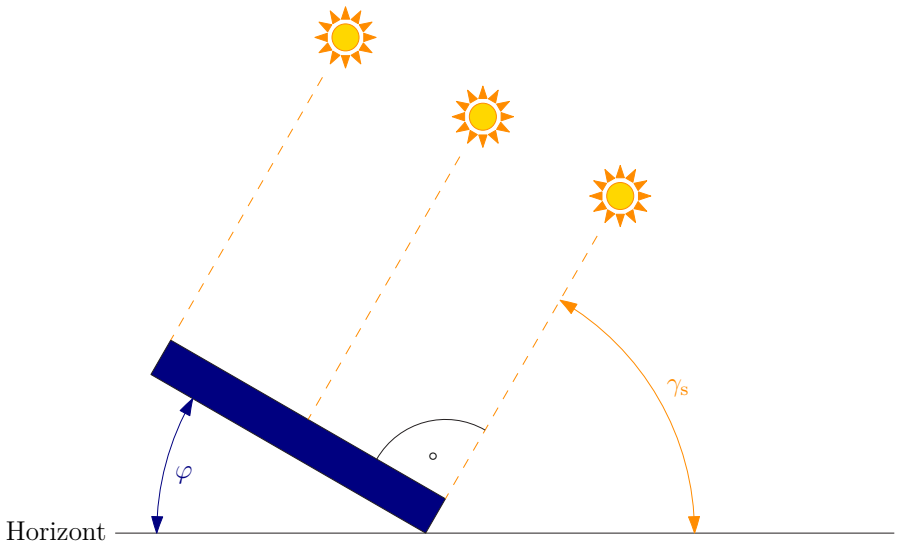


Abbildung 5.8: Zusammenhang Modulneigung und Sonnenhöhe

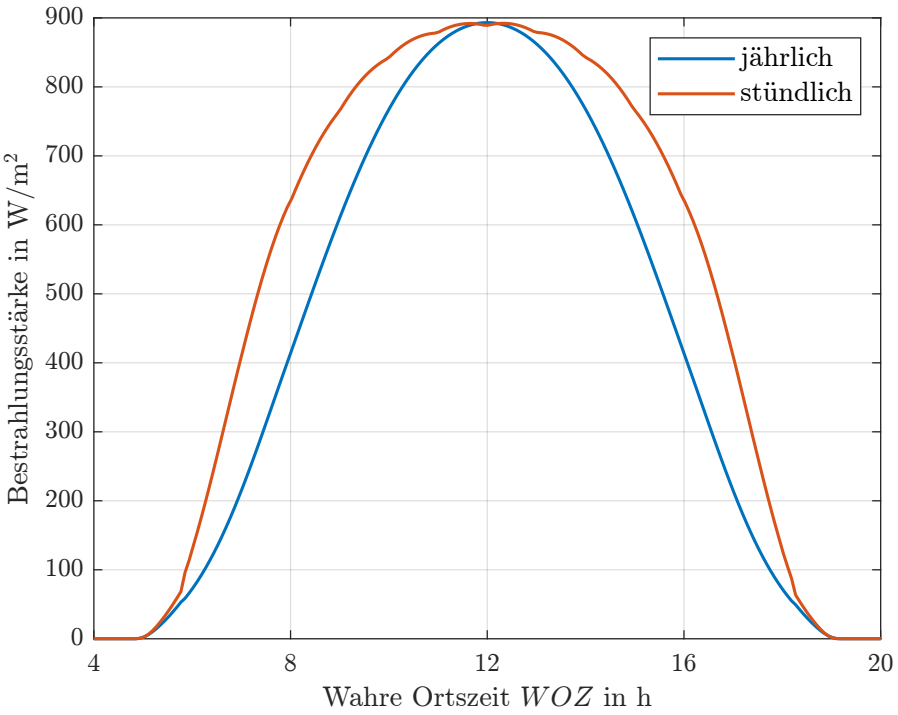


Abbildung 5.9: Globalbestrahlungsstärke der jährlichen und stündlichen Optimierung

Bei der Installation auf Dächern ist diese Version aber eher ungeeignet, da die vorherrschenden Platzbeschränkungen einen kleinen Nachführbereich und somit auch eine geringere Energieausbeute mit sich bringen, wodurch sich der zusätzliche Aufwand in dieser Variante nicht amortisiert.

Kapitel 6

Messaufbau zur Validierung der Simulationsergebnisse

In diesem Kapitel sollen die Simulation- und Modellierungsergebnisse der vorherigen Schritte nachvollzogen und validiert werden. Dazu wird die in Abbildung 6.1 ersichtliche Versuchsanordnung zur Aufnahme von Messdaten aufgebaut.

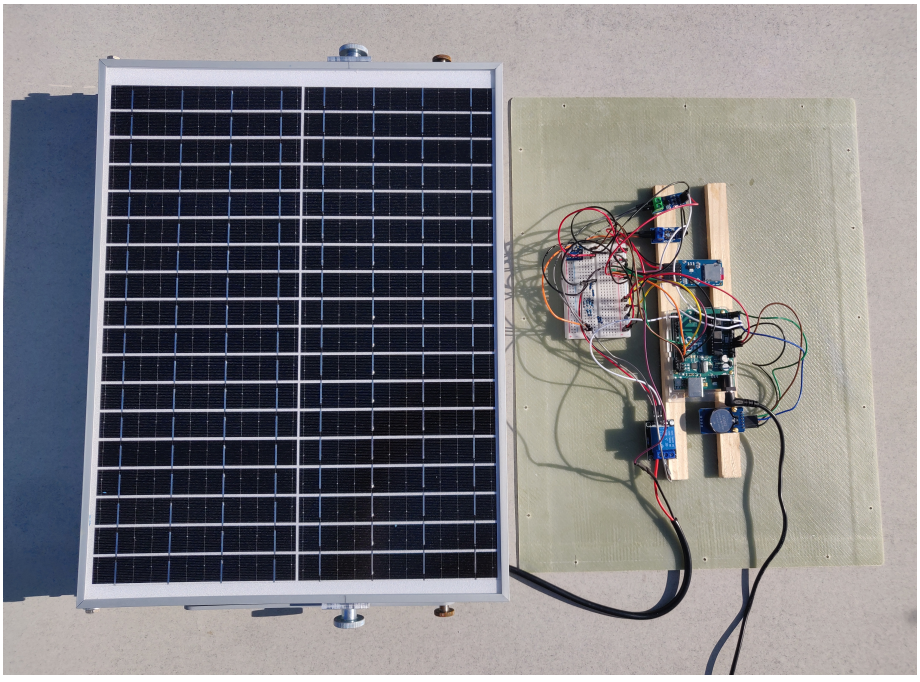


Abbildung 6.1: Messaufbau

6.1 Funktion der Messanordnung

Tritt auf das Solarpaneel (FBA-L02M25-1, Daten siehe Tabelle 6.1) Licht, werden Elektronen aus ihrer Atombindung herausgelöst, welche aufgrund des Sperrschichtfotoeffekts zu einem elektrischen Strom führt (vgl. Abschnitt 2.1.1). Dieser Strom und die sich ergebende Spannung wird jeweils mit einem Stromsensor (ACS712-30A) bzw.

einen Spannungssensor (DC0-25V) zu äquidistanten Zeitpunkten (Abtast-/Messzeit Ta) gemessen. Da der verwendete Microcontroller (Arduino UNO Rev3) über keine interne Echtzeitfunktion verfügt, muss der Aufbau um eine Echtzeituhr (DS3231) für die aktuelle Uhrzeit und das Datum ergänzt werden. Außerdem wird ein Lastwiderstand in die Versuchsanordnung geschalten, um das Modul im Punkt der maximalen Leistung (MPP) zu betreiben. Der Lastwiderstand berechnet sich aus der im Datenblatt des Paneels angegeben Spitzenspannung und Maximalstrom

$$R_{\mathrm{L}} = \frac{U_{\mathrm{MPP}}}{I_{\mathrm{MPP}}} = \frac{18\,\mathrm{V}}{1{,}4\,\mathrm{A}} = 12{,}857\,\Omega. \tag{6.1}$$

Beim Punkt der maximalen Leistung (englisch: Maximum Power Point) handelt es sich hierbei um den idealen Betriebspunkt einer Photovoltaikanlage, da hier das Produkt aus Spannung und Strom also die Leistung maximal ist. Sie entspricht der Fläche unter der in Abbildung 6.2 blau dargestellten I-U-Kennlinie. In der gleichen Grafik ist auch die P-U-Kennlinie in Gelb dargestellt. Man erkennt den idealen Arbeitspunkt (MPP) als Maximum der in Gelb dargestellten Leistung sowie als Eckpunkt in der Strom-Spannungslinie des größtmöglichen Rechteckes.

Tabelle 6.1: Daten des Solarpaneels

Maximalleistung bei STC P_{MPP}	25 W
Maximale/Spitzenspannung U_{MPP}	18 V
Leerlaufspannung U_{OC}	22,41 V
Kurzschlussstrom I_{SC}	1,54 A
Maximalstrom I_{MPP}	1,4 A
Temperaturbereich	−40 °C bis 85 °C
Länge l	420 mm
Breite b	320 mm
Dicke t	17 mm
Zellmaterial	monokristallines Silizium
Rahmenmaterial	Aluminium
Gewicht m	1,48 kg

Zusätzlich dazu ist ein Relais (KY-019) als schaltendes Element notwendig. Grund dafür ist, dass bei dem verwendeten Solarmodul hohe Ströme auftreten, die am Widerstand zu einer großen Leistung und somit zu einer beachtlichen Wärmeproduktion führen ($P = I^2 \cdot R$), welche den Lastwiderstand auf Dauer zerstören würde. Das Relais übernimmt also die Rolle eines Schalters, welcher zu den Abtastzeitpunkten T_{a} den Messkreis für die Messung kurz schließt und im Anschluss den Schalter bis zum nächsten Messimpuls wieder offen hält, wodurch sich ein gepulster Messbetrieb mit geringer Bauteilerwärmung ergibt. Das sich somit ergebende gesamte elektrische Ersatzschaltbild ist in Abbildung 6.3 dargestellt.

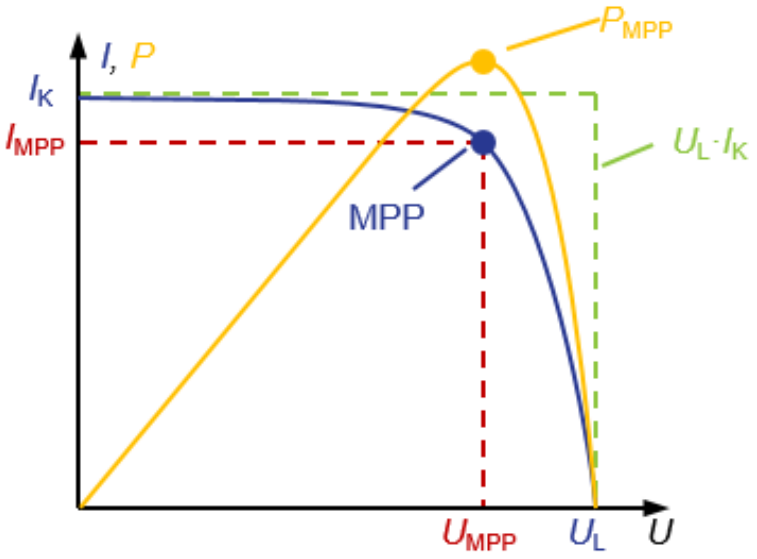


Abbildung 6.2: I-U & P-U Kennlinie einer Solarzelle (modifiziert von [10])

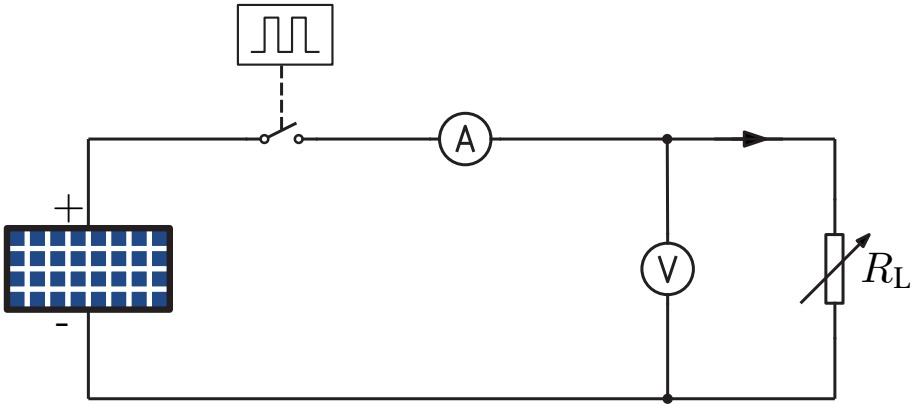


Abbildung 6.3: Elektrisches Ersatzschaltbild

Die sich somit ergebenden Messdaten für Strom und Spannung zu den Messzeitpunkten werden in eine Textdatei (.txt) auf eine micro SD-Karte mit Hilfe eines geeigneten Arduino Shields gespeichert. Die resultierende Gesamtverschaltung für die folgenden Messungen auf der vorliegenden Steckplatine ist in Abbildung 6.4 dargestellt.

Um nun die sich aus dem Produkt aus Strom und Spannung ergebende Leistung mit der Gesamtbestrahlungsstärke aus den vorherigen Kapiteln vergleichen zu können, wird ein Zusammenhang zwischen diesen beiden Größen benötigt. Er ergibt sich aus dem Modulwirkungsgrad und ist definiert als Verhältnis zwischen der elektrischen Leistung des Moduls im Arbeitspunkt P_{MPP} und der auf die Zelle eingestrahlten optischen

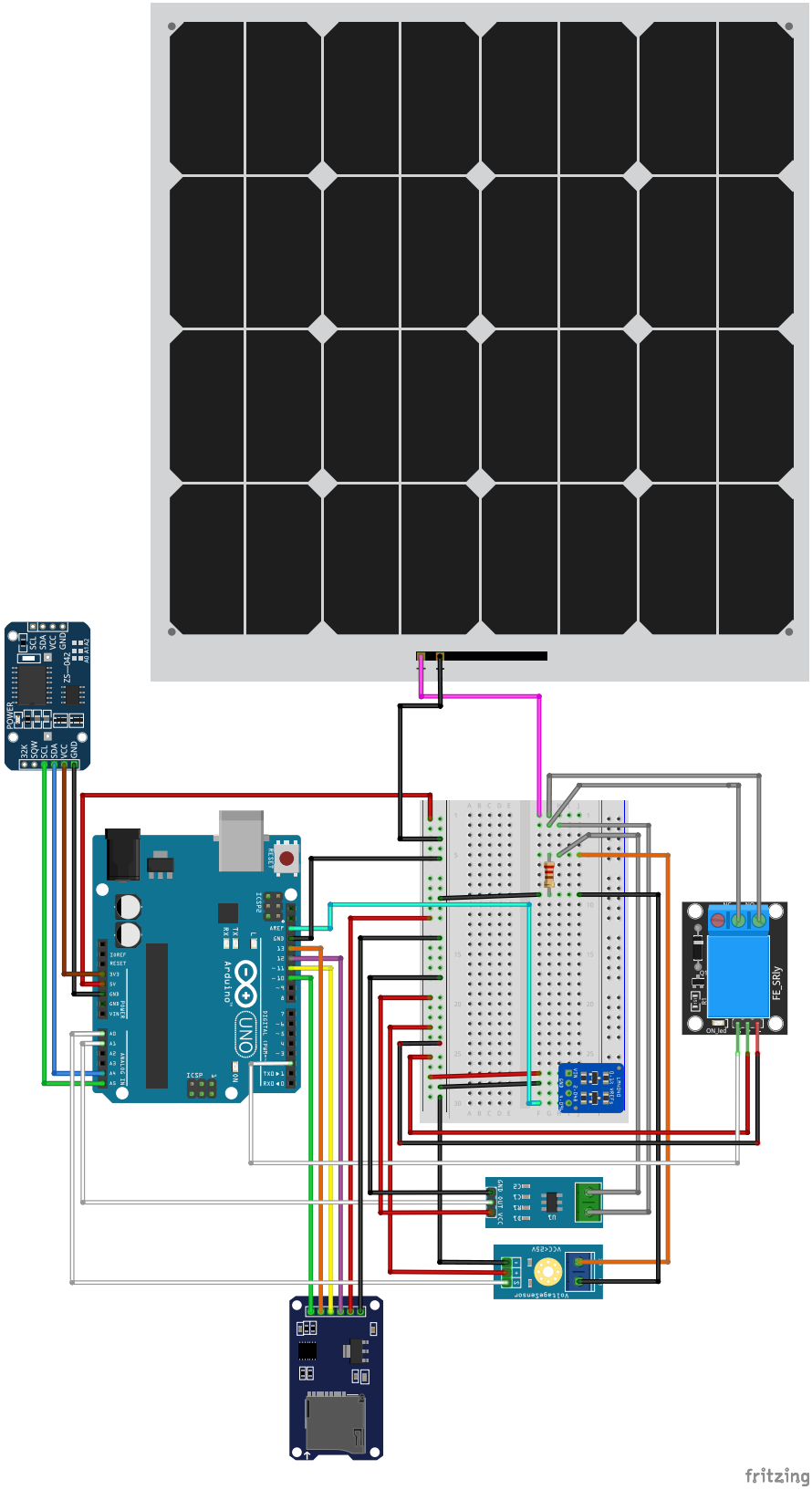


Abbildung 6.4: Verschaltung Steckplatine

Leistung P_{Opt}. Letztere ergibt sich dabei als Produkt der Gesamtbestrahlungsstärke E_{glob} und der Fläche des Solarmoduls A. Somit folgt für den Wirkungsgrad

$$\eta = \frac{P_{\mathrm{MPP}}}{P_{\mathrm{Opt}}} = \frac{P_{\mathrm{MPP}}}{E_{\mathrm{glob}} \cdot A} = \frac{U_{\mathrm{MPP}} \cdot I_{\mathrm{MPP}}}{E_{\mathrm{glob}} \cdot l \cdot b}. \tag{6.2}$$

Sind also die drei vom verwendeten Solarpaneel abhängigen Größen l, b und η bekannt, lässt sich aus dieser Beziehung von den simulierten Ergebnissen auf die theoretische Leistung zurückrechnen und diese mit den Messergebnissen vergleichen. Länge und Breite des Moduls sind in Tabelle 6.1 angeführt, für den Wirkungsgrad hingegen wird ein typischer Wert von $\eta = 15\,\%$ angenommen (Standardwert aus [10, 14] für kristalline Siliziumzellen). Wichtig zu beachten ist bei dieser einfachen Vergleichsrechnung, dass alle elektrischen Kennwerte des verwendeten Paneels im Labor unter definierten Licht- und Temperaturverhältnissen, den sogenannten STC-Bedingungen (englisch: Standard Test Conditions) gemessen werden. Diese sind für ein $AM = 1{,}5$ Spektrum bei einer Einstrahlung von $E_{\mathrm{hor,glob}} = 1000\,\mathrm{W\,m^{-2}}$ und einer Zelltemperatur von $\theta = 25\,^{\circ}\mathrm{C}$ definiert. Die abgegebene Leistung von Solarmodulen im Nennbetrieb, also unter natürlichen Bedingungen, ist jedoch von der realen Strahlungsintensität und der auftretenden Temperatur abhängig. Die Einstrahlungsstärke wirkt sich direkt auf den Modulstrom aus. Halbiert sich die Lichtintensität, liefert das Modul nur noch die Hälfte des Stroms. Die Modulspannung wird im Gegensatz dazu hauptsächlich durch die Modultemperatur beeinflusst. So sinkt die Spannung bei steigenden Temperaturen (siehe Abbildung 6.5). Dementsprechend sinkt der Wirkungsgrad (siehe 6.2) und damit der Energiegewinn bei Modulerwärmung, was speziell in den Sommermonaten zu einem Verlust der Nennleistung um etwa 0,4 % pro Grad Temperaturerhöhung [6] führt. Im folgenden Abschnitt wird also eine kleinere gemessene Leistung erwartet.

Der Wirkungsgrad selbst ergibt sich aus der Tatsache, dass nur wenn die Energie der Photonen größer als der Bandabstand ist, ein Elektron vom Valenzband ins Leitungsband gehoben wird und es so zu einer Ladungsträgererzeugung bzw. in weiterer Folge zu einem Stromfluss kommt (siehe Gleichung (2.1)). Somit müssen die Wellenlängen unterhalb einer materialabhängigen Grenze liegen. Der theoretisch maximal erreichbare Wirkungsgrad von kristallinen Siliziumzellen liegt darum nur bei rund 29 % [14] (nur ein Teil des gesamten Spektrums des Sonnenlichts kann genutzt werden (vgl. Abbildung 4.3)). Doch auch bei Wellenlängen die dieses Kriterium erfüllen, wird nicht die gesamte Strahlungsenergie in elektrische Energie umgewandelt. Einerseits wird ein Teil des Lichtes reflektiert und ein anderer Teil (langwellige Strahlung) wandert ungenutzt durch den Halbleiter hindurch (Transmission). Andererseits können Elektronen in Halbleitern wieder mit Löcher rekombinieren, d.h. vom Leitungsband ins Valenzband zurückfallen, bevor sie zum Verbraucher gelangen, wodurch ein Teil der Energie absorbiert und in Wärme umgewandelt wird. Diese Bestrahlungsvorgänge sind in Abbildung 6.6 dargestellt.

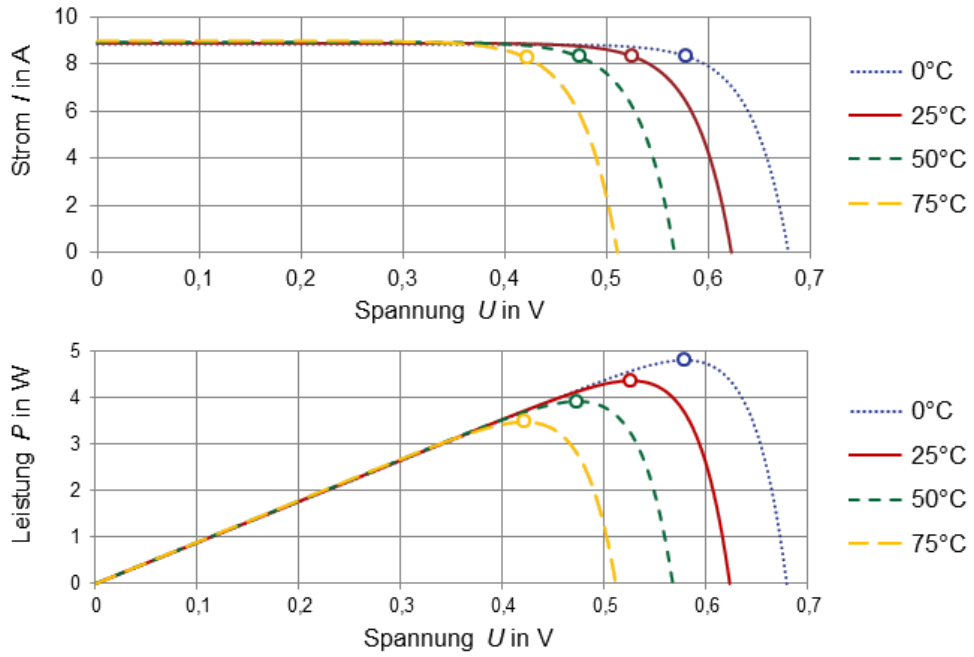


Abbildung 6.5: Einfluss der Temperatur auf I-U-Kennlinie [10]

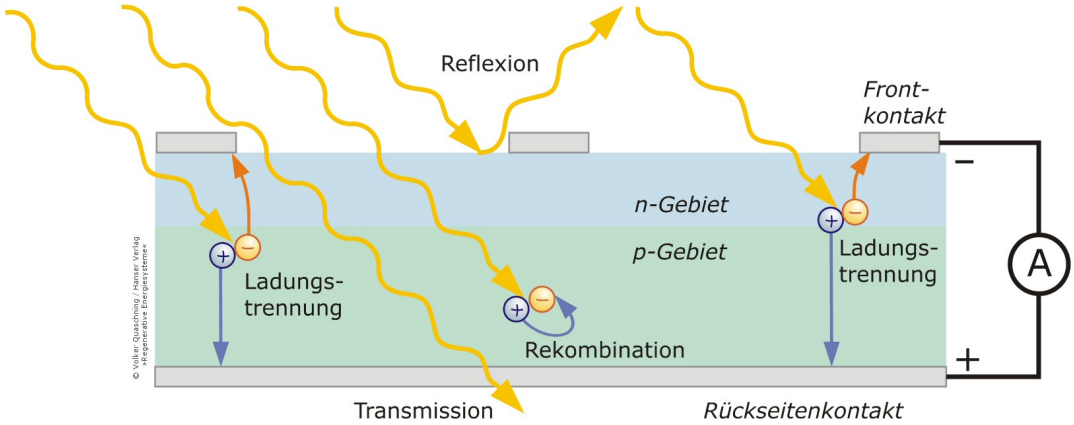


Abbildung 6.6: Vorgänge bei Bestrahlung in einer Solarzelle [14]

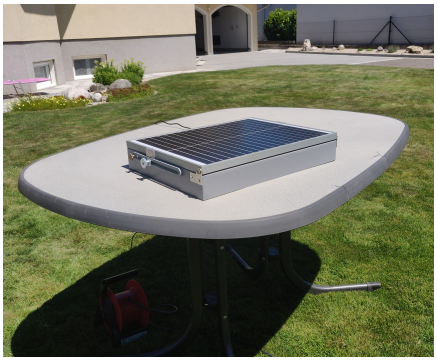
6.2 Messung 1 - geneigte Fläche

Bei der ersten Messung wird das Solarpaneel geneigt in Richtung Süden aufgestellt. Der Neigungswinkel ergibt sich dabei aus der täglichen Optimierung für den 25.07.2022 in St.Pantaleon/Erla zu $\varphi = 18{,}95°$. Die daraus resultierende Messanordnung ist in Abbildung 6.7a dargestellt. Man erkennt bei Vergleich der Messdaten mit den berechneten Werten der Einstrahlungsleistung auf diese geneigte Fläche (linker Teil in Abbildung 6.8), dass die Messdaten etwas unter den Simulationsdaten sind. Auf die Gründe dafür wird in Abschnitt 6.5 näher eingegangen.

6.3 Messung 2 - horizontale Fläche

Bei der zweiten Messung wird das Solarpaneel wieder in Richtung Süden aufgestellt, jedoch diesmal ohne Neigung ($\varphi = 0°$). Die daraus resultierende Messanordnung ist in Abbildung 6.7b dargestellt. Vergleicht man die Messdaten mit den berechneten Werten der Einstrahlungsleistung auf die horizontale Fläche (rechter Teil in Abbildung 6.8) lässt sich wieder feststellen, dass die Ergebnisse der Optimierung eine etwas höhere Leistung liefern. Wie oben erwähnt, wird das im Detail in Abschnitt 6.5 diskutiert. Außerdem ist in dieser Abbildung die Neigungswinkelumstellung von der geneigten Versuchsanordnung zu der horizontalen durch den Sprung in der Kennlinie erkennbar (Sprunghöhe etwa 15 %), was recht gut mit dem Ergebnis aus Tabelle 5.1 übereinstimmt. Diese wurde genau bei Sonnenhöchststand, d.h. im Maximum der Kurve durchgeführt (am 25.07.2022 war dies um 13:10).

(a) Messung 1 - geneigte Fläche



(b) Messung 2 - horizontale Fläche

Abbildung 6.7: Messstellungen des Photovoltaikpaneels

6.4 Messung 3 - bewölkter Tag

Bei der dritten Messung, welche am 27.07.2022 in St.Pantaleon/Erla durchgeführt wurde, wird das Solarpaneel wieder in Richtung Süden horizontal (d.h. keine Neigung: $\varphi = 0°$) aufgestellt. Dieser Tag wurde gewählt, da es sich dabei um einen großteils bewölkten Tag handelte. Vergleicht man die so erhaltenen Messdaten mit den berechneten Werten der Einstrahlungsleistung auf die horizontale Fläche (siehe Abbildung 6.9) lässt sich feststellen, dass die Bestrahlungsstärke im Gegensatz zum sonnigen Tag

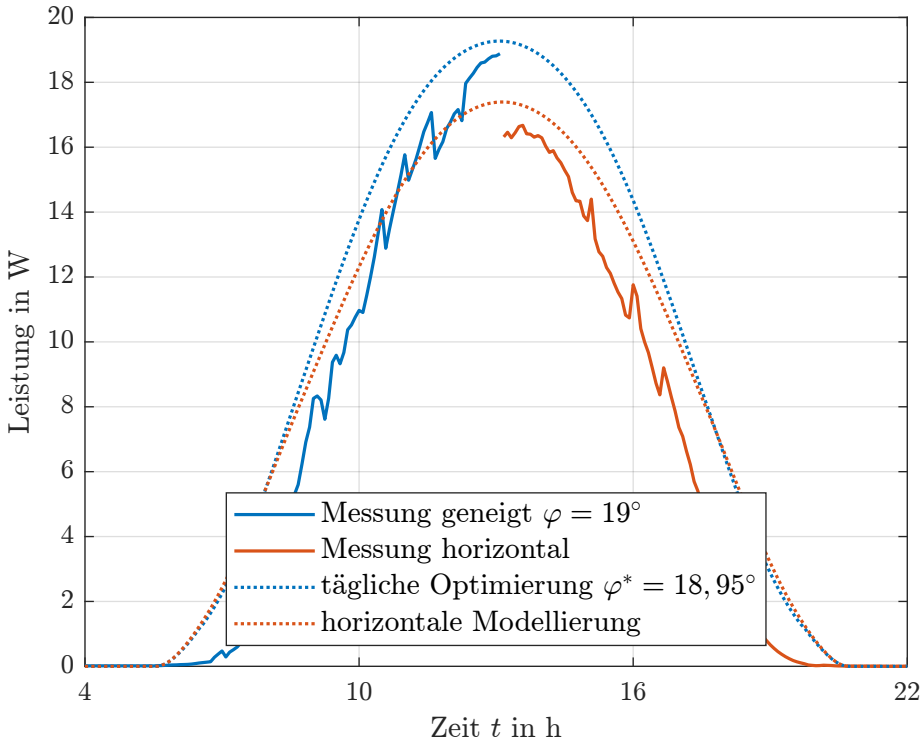


Abbildung 6.8: Vergleich Messdaten und Optimierung sonniger Tag

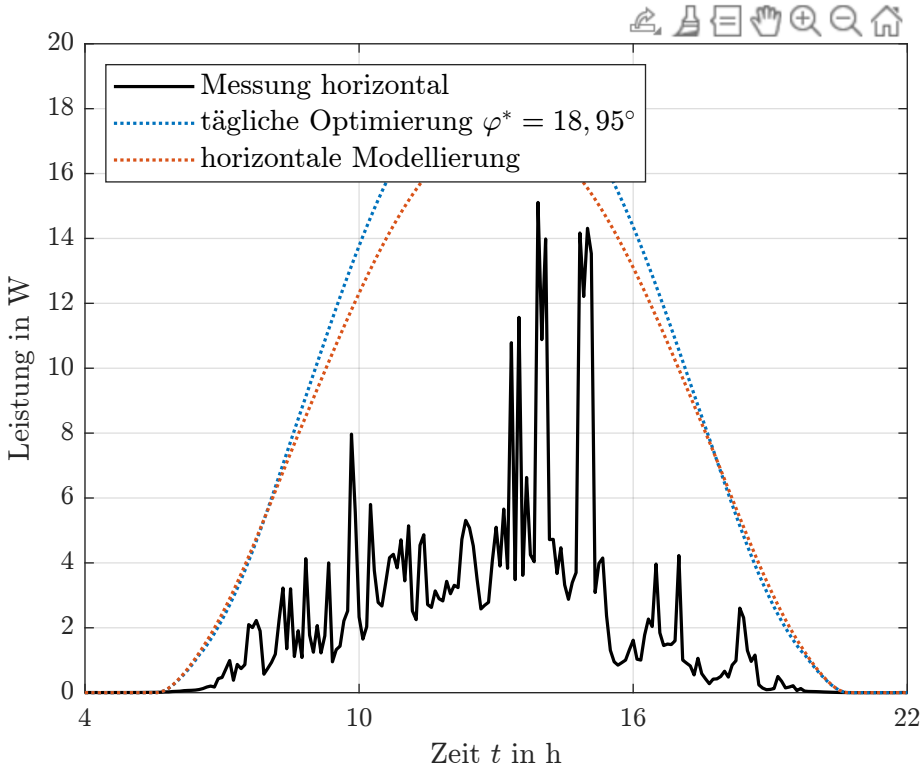


Abbildung 6.9: Vergleich Messdaten und Optimierung bewölkter Tag

am 25.07.2022 in Abbildung 6.8 im Tagesdurchschnitt deutlich abgenommen hat. Die Erhöhungen zwischen 13:00 Uhr und 15:00 Uhr sind auf Sonnenphasen zurückzuführen, womit kurzzeitig Bestrahlungsstärken wie in Abschnitt 6.3 erreicht werden. Somit wurden auch die theoretischen Erkenntnisse aus Abschnitt 4.2.6 durch einen Messdatensatz validiert.

6.5 Diskussion der Messergebnisse

Aus Abbildung 6.8 erkennt man, dass die gemessene Leistung niedriger ist als die Modellierte. Grund dafür sind neben der Verschattungs- und Witterungsthematik (detaillierte Betrachtung hierzu siehe Abschnitt 4.2.6 und Abschnitt 6.4) auch der Einfluss der Temperatur auf den Wirkungsgrad des Photovoltaikmoduls (siehe Abbildung 6.5). Diese führt außerdem zu einem Betriebspunkt außerhalb des fest eingestellten Punktes maximaler Leistung (MPP), wodurch eine zusätzliche Leistungsminderung eintritt. Möchte man die Verschiebung des MPP aufgrund einer Temperaturschwankung in die Modellierung miteinbeziehen, müsste man zusätzlich eine Temperaturmessung durchführen und auf Grundlage dieser eine MPP-Regelung, also eine dynamische Anpassung des Lastwiderstandes R_{L}, vornehmen. Außerdem führen ohmsche Verluste in den Leitungen, etwaige Verschmutzung des Paneels und eine nicht perfekte Modellierung zu weiteren kleinen Einbußen in der generierten Leistung.

Kapitel 7

Schlussfolgerung und Ausblick

In diesem kurzen abschließenden Kapitel sollen die Ergebnisse der vorherigen Abschnitte diskutiert, Schussfolgerungen daraus gezogen und ein kurzer Ausblick in zukünftige Entwicklungen gegeben werden.

In den ersten beiden einführenden Kapiteln wird ein grober Einblick in die gegenwärtige weltweite sowie österreichische Energiesituation (Kapitel 1) und eine Übersicht über die Bestandteile eines Photovoltaik-Batterie (PVB) System (Kapitel 2) gegeben. In Kapitel 3 wird die aktuelle Sonnenposition (charakterisiert durch Azimutwinkel α_s und Elevationswinkel γ_s) und der Einfallswinkel zwischen Sonnenrichtung und Flächennormale des Photovoltaikpaneels $\theta_{\mathbf{sn}}$ für einen gewählten Standort in St.Pantaleon-Erla mit Hilfe numerischer Näherungsverfahren und geometrischen Methoden modelliert. Ausgehend davon werden in Kapitel 4 zuerst die Bestrahlungsverhältnisse auf der Horizontalen und später auf eine geneigte Fläche ermittelt, wobei für die einzelnen Anteile (direkt, diffus und reflektiert) auf gängige Algorithmen aus der Literatur zurückgegriffen wurde. Für genauere Ergebnisse kann die Modellierung in diesen beiden Kapiteln noch detaillierter ausgelegt werden. So wurden wie in Abschnitt 4.2.6 beschrieben, Witterungseinflüsse als auch eine Verschattung des Solarpaneels nicht berücksichtigt. Diese könnten durch wochenaktuelle Wetterberichte bzw. durch Verschattungsanalysen in die Modellbildung miteinbezogen werden. Wie in Abschnitt 5.5.2 gezeigt, ergibt sich durch diese Vernachlässigung zwar bei der Modellierung eine erhöhte Bestrahlung, die Abweichungen in den optimalen Modulwinkeln sind aber vernachlässigbare klein. Aber auch die Näherungsmethoden, welche beispielsweise in Abschnitt 3.1 und Abschnitt 4.4 verwendet wurden sind, wie der Name schon vermuten lässt, nicht exakt. Es gibt hier neuere aber deutlich rechenintensivere Algorithmen, welche die Genauigkeit aber nur im kleinen einstelligen Prozentbereich erhöhen, wie z.B. ein exakteres Modell zur Bestimmung der diffusen Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene mit Hilfe des Perez-Modells [12] anstatt das in dieser Arbeit gewählte Modell von Klucher [8]. In Kapitel 5 wird das nichtlineare Programm (NLP) zur optimalen Positionierung einer Photovoltaikanlage mit dem in MATLAB vorhandenen Löser *fmincon* numerisch gelöst, so dass eine Bestrahlungsmaximierung und somit eine bestmögliche Energieausbeute erreicht wird. Die so erhaltenen optimalen Modulwinkeln für das Solarpaneel (Azimutwinkel $\boldsymbol{\alpha}^*$ und Neigungswinkel $\boldsymbol{\varphi}^*$) führen zu den Jahresbestrahlungen in

Tabelle 5.1. Insgesamt sind dabei sieben verschiedene Positionierungsstrategien implementiert sowie berechnet worden: jährlich, halbjährlich, vierteljährlich, monatlich, wöchentlich, täglich und stündlich. Bei der jährlichen Positionierungsstrategie ergibt sich ein optimaler Neigungswinkel von $\varphi^* = 34{,}21°$ (bei einem Azimutwinkel von $\alpha^* = 0°$ - diese Erkenntnis gilt für die ersten sechs Positionierungsstrategien (vgl. Abschnitt 5.4)), welcher mit den in der Literatur zu findenden Werten zwischen 30° und 40° übereinstimmt ([10, 14]). Im Gegensatz dazu wird bei der stündlichen Optimierung die Flächennormale des Paneels $\mathbf{n}$ der Sonnenrichtung $\mathbf{s}$ nachgeführt. Es werden also die beiden Modulwinkel so angepasst, dass der Einfallswinkel $\theta_{\mathbf{sn}}$ gegen 0 geht, wodurch sich der Energieertrag steigern lässt. Somit ergibt sich eine um 43 % höhere Bestrahlung (vgl. Tabelle 5.1), was vor allem auf die Erhöhung des direkten Strahlungsanteils zurückzuführen ist. Auch dieser Wert stimmt mit dem in der Literatur zu findenden Wert von 30 % - 50 % überein ([10, 14]). Anschließend wird in Kapitel 6 eine Messanordnung zur Validierung der Modellierungs- und Optimierungsergebnisse der vorherigen Kapiteln aufgebaut. Insgesamt wurden damit zwei Messungen durchgeführt. Eine an einem sonnigen Tag im August zur Validierung der berechneten Einstrahlungsstärken sowie zur Verifikation des Einflusses der Modulneigung und eine an einem bewölkten Tag um die theoretischen Erkenntnisse aus Abschnitt 4.2.6 zu bestätigen. Wie in Abschnitt 6.5 beschrieben, ist die gemessene Bestrahlungsstärke niedriger als die Modellierte. Um das zu korrigieren, müsste man den Messaufbau um eine Temperaturmessung erweitern und auf Grundlage dieser eine MPP-Regelung, also eine dynamische Anpassung des Lastwiderstandes R_L, vornehmen. Zur reinen Validierung der Messung reicht aber die Genauigkeit der verwendeten Messanordnung.

Abschließend noch ein kurzer Ausblick auf zukünftige Entwicklungen im Bereich der Photovoltaik. Wie in den Photovoltaik Technologie Roadmaps ([2, 3]) für Österreich beschrieben, weist die Stromerzeugungstechnologie Photovoltaik das größte Potential für einen weiteren Ausbau auf, um das Ziel einer 100%igen Stromversorgung aus erneuerbaren Energien bis 2030 zu erreichen. Diese nationalen Energie- und Klimaziele sind also nur dann umsetzbar, wenn die Photovoltaik eine zentrale Säule im Energiesystem bildet. Sie ist neben ihrem enormen energetischen Potential auch langlebig, wartungsarm und führt verbaute Flächen einer Doppelnutzung zu. So müssen dafür nicht neue Böden versiegelt werden, sondern es können bestehende Flächen genützt werden. Konkret müssen aufgrund des deutlich steigenden Strombedarfs bis 2030 etwa 15 GW und bis 2050 etwa 30 GW an Photovoltaik neu installiert werden, um die ambitionierten Ziele der Bundesregierung einhalten zu können [3]. Neben den steigenden Ausbau im Bereich der Photovoltaik wird auch die Technologie dafür immer besser und entwickelt sich stetig weiter. So werden sich die Wirkungsgrade der Module in den kommenden Jahren (von den heutigen Standardwirkungsgraden von 15°) noch weiter nach oben bewegen [10].

Literatur

[1] BP - British Petroleum. *Statistical Review of World Energy 2020*. 69. Edition. 2020. URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf.

[2] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. „Photovoltaik Technologie-Roadmap Teil 1“. In: *Nachhaltig Wirtschaften* (2016).

[3] Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. „Photovoltaik Technologie-Roadmap Teil 2“. In: *Nachhaltig Wirtschaften* (2018).

[4] Deutsches Institut für Normung e.V. *DIN 5034-2:2021-08, Tageslicht in Innenräumen - Teil 2: Grundlagen*. Aug. 2021.

[5] European Commission Joint Research Centre (JRC). *Photovoltaic Geographical Information System PVGIS*. März 2022. URL: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis.

[6] Ralf Haselhuhn. *Photovoltaik - Gebäude liefern Strom*. Köln: TÜV-Verl, 2005. ISBN: 3824908549.

[7] IEA - International Energy Agency. *World Energy Balances Highlights*. All rights reserved. 2021. URL: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances-highlights.

[8] Thomas Klucher. „Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces“. In: *Solar Energy* 23.2 (1979), S. 111–114.

[9] Luigi del Re. *Rechnerbasierter Entwurf von Regelkreisen*. Vorlesungsskript. Institut für Design und Regelung Mechatronischer Systeme. 2021/2022.

[10] Konrad Mertens. *Photovoltaik - Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. München: Fachbuchverlag Leipzig im Carl Hanser Verlag, 2015. ISBN: 9783446442320.

[11] Nuclear Energy Agency (NEA) und International Atomic Energy Agency (IAEA). *Uranium 2020: Resources Production and Demand (The Red Book)*. 28. Edition. 2020. URL: https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2020-12/7555_uranium_-_resources_production_and_demand_2020__web.pdf.

[12] Richard Perez u. a. „Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance“. In: *Solar Energy* 44.5 (1990), S. 271–289.

[13] Photovoltaic Austria. *Technische Grundlagen*. URL: https://pvaustria.at/technische-grundlagen/ (besucht am 25. 04. 2022).

[14] Volker Quaschning. *Regenerative Energiesysteme - Technologie - Berechnung - Klimaschutz*. München: Hanser, 2019. ISBN: 9783446461130.

[15] Douglas Reindl, William Beckman und John Duffie. „Diffuse fraction correlations“. In: *Solar energy* 45.1 (1990), S. 1–7.

[16] Rudolf Schulze. *Strahlenklima der Erde*. Steinkopff, Dietrich, 2013. ISBN: 9783642722998.

[17] Statistik Austria. *Energiebilanz 2020*. 2020. URL: https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen.

[18] United Nations, Department of Economic and Social Affairs. *World Population Prospects 2019: Highlights*. Juli 2019. 44 S. ISBN: 9211483166. URL: https://www.ebook.de/de/product/37506250/world_population_prospects_2019_highlights.html.

[19] Holger Watter. *Regenerative Energiesysteme - Grundlagen, Systemtechnik und Analysen ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme*. Springer-Verlag GmbH, Dez. 2018. 487 S. ISBN: 9783658234881. URL: https://www.ebook.de/de/product/35037664/holger_watter_regenerative_energiesysteme.html.

[20] Richard Zahoransky. *Energietechnik - Systeme zur Energieumwandlung*. Wiesbaden: Vieweg, 2004. ISBN: 3528139250.