



Hochschule Anhalt
Anhalt University of Applied Sciences



Bachelorarbeit

zum Thema

**„Evaluierung eines mobilen Messstandes zur Aufnahme von
Lichteinfallswinkel-abhängigen Strom-/Spannungskennlinien
von Solarmodulen bei natürlichem Sonnenlicht“**

Verfasser: Daniel Friedrich
Studiengang: Solartechnik (Photovoltaik)
Matrikel, -Nr.: 2012, 4056144
Eingereicht am: 11.09.2015
Mentor: Prof. Dr. Norbert Bernhard
(1. Prüfer) Hochschule Anhalt
Bernburger Straße 55, 06366 Köthen (Anhalt)
Betreuer: Dr. Marko Turek
(2. Prüfer) Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik CSP
Otto-Eißfeldt-Straße 12, 06120 Halle (Saale)

Abstract

Die hier vorgestellte Bachelorarbeit umfasst den erweiterten Aufbau eines winkelverstellbaren, mobilen Messplatzes für Minisolarmodule – in Anlehnung an die Berufspraktikumsarbeit „Aufbau eines winkelverstellbaren Messplatzes für Solarzellen und -module“ –, dessen Evaluierung durch den Vergleich zu ähnlichen Messsystemen, die Durchführung von Lichteinfallswinkel-abhängigen Messungen für verschiedene Minisolarmodulen bei künstlichem und natürlichem Sonnenlicht und die Erstellung eines Programmes zur Berechnung des Jahresertrages an Energie jener Module.

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	6
1 Einleitung	7
2 Der winkelverstellbare mobile Messstand	9
3 Evaluierung der Messung mit dem mobilen Messstand	10
3.1 Messeinrichtungen	10
3.1.1 LOANA	10
3.1.2 LED-Sonnensimulator	10
3.1.3 Xenon-Sonnensimulator	11
3.1.4 Eigener Messaufbau	11
3.2 Vermessene Solarmodule	11
3.3 Durchführung der Messungen und Korrektur	12
3.3.1 Aufnahme der Kennlinien	12
3.3.2 Umrechnung der Kennlinien	12
3.4 Ergebnisse	13
3.5 Diskussion	15
4 Lichteinfallswinkel-abhängige Solarzellenkennlinienaufnahme	17
4.1 Motivation	17
4.2 Durchführung der Messungen	17
4.3 Ergebnisse	18
4.4 Diskussion und Auswertung	19
5 Abschätzung des Ertrages von Solarmodulen anhand winkelabhängiger Messungen	22
5.1 Eingangswerte	22
5.2 Theoretische Grundlagen zur Erstellung des Programms	22
5.2.1 Berechnung des Lichteinfallswinkels auf das Solarmodul	22

5.2.1.1	Deklination	24
5.2.1.2	Stundenwinkel	25
5.2.1.3	Lichteinfallswinkel auf das Solarmodul	27
5.2.2	Berechnung der idealen Globalstrahlung	28
5.2.2.1	Elevation	29
5.2.2.2	Luftmasse	29
5.2.2.3	Orthogonal- und Globalstrahlung	30
5.2.3	Abschätzung des Ertrages anhand eines Beispiels	32
5.3	Abschätzung des Jahresertrages der vermessenen Minisolarmodule	33
6	Fazit	36
	Quellen- und Literaturverzeichnis	38
	Anhang	40

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Schaltplan des Messaufbaus	9
Abbildung 2:	Kennlinie des Moduls „evasky6“ aufgenommen unter natürlichem Sonnenlicht („Unkorrigiert“) und auf STC umgerechnete Kennlinie („Korrigiert“)	13
Abbildung 3:	Verlauf der Kennlinien des Referenzmoduls „evasky6“ nach Messverfahren unterteilt	14
Abbildung 4:	Verlauf der Kennlinien des Moduls „Coated_83“ nach Messverfahren unterteilt	14
Abbildung 5:	Verlauf der Kennlinien des Moduls „Coated_83“ nach Messverfahren unterteilt mit neu aufgenommenener Kennlinie „Outdoor MA“	16
Abbildung 6:	Solarzellenkennlinien des Moduls mit AR-Schicht bei natürlichem Sonnenlicht für verschiedene Lichteinfallswinkel	18
Abbildung 7:	Abnahme des Kurzschlussstromes mit spitzer werdendem Lichteinfallswinkel	19
Abbildung 8:	Abnahme des normierten Kurzschlussstromes bei spitzer werdendem Lichteinfallswinkel, gemessen und korrigiert, beispielhaft für das Modul mit AR-Schicht	20
Abbildung 9:	Abnahme des normierten Transmissionsgrades mit spitzer werdendem Lichteinfallswinkel für die verschiedenen Modularten und Lichtquellen	21
Abbildung 10:	Situation der Winkel bei geneigtem und nicht zum Äquator ausgerichtetem Modul (Nordhalbkugel; vgl. [10]).	23
Abbildung 11:	Das Äquatorialsystem; links aus der Position eines Erdbeobachters, rechts in Darstellung der Himmelskugel (vgl. [11])	23
Abbildung 12:	Deklination der Sonne im Jahresverlauf	25
Abbildung 13:	Zeitgleichung im Jahresverlauf	26
Abbildung 14:	Lichteinfallswinkel für flach aufliegendes Solarmodul am Nordpol nach Gleichung (15)	27
Abbildung 15:	Das Horizontalsystem; links aus der Position eines Erdbeobachters, rechts in Darstellung der Himmelskugel; Az: Azimut (vgl. [11])	28
Abbildung 16:	Wegstrecke des Sonnenlichtes durch die Atmosphäre aus Sicht des Betrachters (B)	29
Abbildung 17:	Grober Verlauf der extraterrestrischen Solarstrahlung im Jahr	30

Abbildung 18: Bsp. für Orthogonal- und Globalstrahlung im Tagesverlauf für den 15. August in Halle (Saale)	31
Abbildung 19: Beispielhafter Verlauf der MPP-Leistung unter verschiedenen Lichteinfallswinkeln	32
Abbildung 20: Monatssummen an erzeugter Energie für das angegebene Beispiel	33

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Vermessene Minimodule	11
Tabelle 2:	Prozentuale Abweichungen der Messergebnisse relativ zu LOANA-Messungen	15
Tabelle 3:	MPP-Leistung der verschiedenen Minimodule in Abhängigkeit des Lichteinfallswinkels	34
Tabelle 4:	Prognostizierte Jahreserträge der in Kapitel 4 vermessenen Minimodule für verschiedene Neigungen und Standorte nach Ertragsrechner unterteilt	34

Abkürzungsverzeichnis

AM	Air Mass
AR	Antireflex (-beschichtung)
EVA	Ethylvinylacetat
FF	Füllfaktor
Impp	Strom im MPP
Isc	Kurzschlussstrom
LED	Light-Emitting Diode
MA	Messaufbau
MPP	Maximum Power Point
SoSim	Sonnensimulator
STC	Standard Test Conditions
Umpp	Spannung im MPP
Uoc	Leerlaufspannung
UTC	Coordinated Universal Time
WOZ	Wahre Ortszeit
ZGL	Zeitgleichung

1 Einleitung

Die Aufnahme charakteristischer Strom-/Spannungskennlinien von Solarmodulen unter verschiedenen Lichteinfallswinkeln ist in der Photovoltaik-Forschung ein unerlässliches Mittel, um u.a. Aussagen hinsichtlich der Qualität von Antireflexbeschichtungen und Glasstrukturierungen, allgemein: des Transmissionsgrades von Solarmodulen zu treffen [1]. Auch lässt sich hier von Quantität sprechen, da es hier speziell darum geht, auch unter spitzen Lichteinfallswinkeln auf das Modul so viel Lichtenergie (Photonen) wie möglich einzufangen, also den Reflexionsgrad gering zu halten, befindet sich die Sonne doch in stetem auf und ab am Horizont. Im Labor lassen sich unter einer künstlichen Lichtquelle und einer geeigneten winkelverstellbaren Apparatur derartige Messungen durchführen und geben auch Aufschluss darüber, welchen Anteil an Licht ein Modul aufnimmt, im Vergleich zur maximal möglichen Menge: Antireflexbeschichtungen lassen sich so charakterisieren, untereinander vergleichen und in Kategorien nach der maximalen Menge an aufgenommenem Licht bzw. anhand der gesamten erbrachten Leistung über alle Winkel hinweg in besser oder schlechter einteilen.

Eine gewisse Verzerrung der Ergebnisse für die Anwendung auf den Realfall spielt hier allerdings rein. Nach eigenen Messungen bietet das in Frage kommende Messsystem für winkelabhängige Messungen am Fraunhofer CSP keinen exakt parallelen Strahlengang – dieser hat tatsächlich einen Öffnungswinkel von $2,22^\circ$. Die Sonne aber bietet, betrachtet man ihre Entfernung zur Erde, einen nahezu ausschließlich parallelen Strahlengang. Nur ein geringer Teil der Strahlenmenge kommt, aufgrund ihrer Größe, in einem größeren Winkel, der jedoch maximal etwa $0,27^\circ$ Abweichung von der Parallelität besitzt, an. Eine zweite Ungenauigkeit zum Realfall ergibt sich aufgrund von diffuser Strahlung – unter Laborbedingungen tritt sie nur zu einem winzigen Bruchteil auf, an natürlichem Sonnenlicht allerdings macht ihr Anteil im Jahresschnitt in Mitteleuropa etwa 40 % der Globalstrahlung aus [2].

Ziel dieser Arbeit ist die Bestimmung des winkelabhängigen Lichtaufnahmevermögens verschiedener Minisolarmodule unter Bedingungen, wie sie auch im Anwendungsfall, also unter natürlichem Sonnenlicht, vorkommen und damit einhergehend die Ermittlung deren Transmissionsgrades. Ferner ist das Ziel die Abschätzung des möglichen Jahresertrages der vermessenen Module unter Nutzung der gewonnenen Daten aus den winkelabhängigen Messungen unter natürlichem Sonnenlicht. Es soll damit eine weitere Möglichkeit des Vergleichs von Solarmodulen hinsichtlich des Einflusses ihrer Antireflexeigenschaften auf den tatsächlichen Ertrag zunächst getestet und bewertet werden.

Basierend auf der Hausarbeit zum Berufspraktikum mit dem Titel „Aufbau eines winkelverstellbaren Messplatzes für Solarzellen und -module“ [3] wird als Teil der vorliegenden Arbeit der Messstand für Messungen im Freien verwendbar gemacht; das so aufgebaute Messsystem soll im nächsten Schritt durch den Vergleich zu anderen Messsystemen evaluiert werden. Daran anschließend sollen winkelabhängige Messungen in Form der Aufnahme von Solarzellenkennlinien unter natürlichem und künstlichem Sonnenlicht durchgeführt werden. Schließlich werden im letzten Teil der Arbeit anhand der zuvor erhaltenen Messdaten die Jahreserträge jener Module berechnet. Dafür wird ein Programm entwickelt, welches die Erträge modul- als auch ortsspezifisch und unter Berücksichtigung wahrer Sonnenstände im Jahresverlauf berechnet.

2 Der winkelverstellbare mobile Messstand

Das hier zum Einsatz kommende Messsystem ist bereits in der Arbeit „Aufbau eines winkelverstellbaren Messplatzes für Solarzellen und -module“ vorgestellt worden. Verwendet wird für die Aufnahme der Strom-/Spannungskennlinien das Netz- und Messgerät Kepco BOP 20-10M der Firma Kepco Inc., welches mittels PC und der Software NI LabVIEW ferngesteuert wird. Es bietet einen Arbeitsbereich von ± 20 Volt und ± 10 Ampere – ausreichend für die hier vermessenen Solarmodule, in welchen je eine 6 Zoll-Solarzelle verkapselt ist. Der Messtisch, auf dem die Solarmodule aufliegen werden, ist in $2,5^\circ$ -Schritten winkelverstellbar.

Für die nachfolgend durchgeführten Messungen ist der Messplatz erweitert worden. Für die mobile Nutzung bzw. Messungen im Freien wurden Räder und Auflagen hinzugefügt. Entsprechend Abbildung 1 ist darüber hinaus zwischen Netzgerät und Solarmodul ein Leistungswiderstand geschaltet. Das Netzgerät bietet eine höhere Genauigkeit als auch Geschwindigkeit für Strom-/Spannungsmessungen, wenn die Charakteristik hauptsächlich derer eines ohmschen Widerstandes entspricht [4].

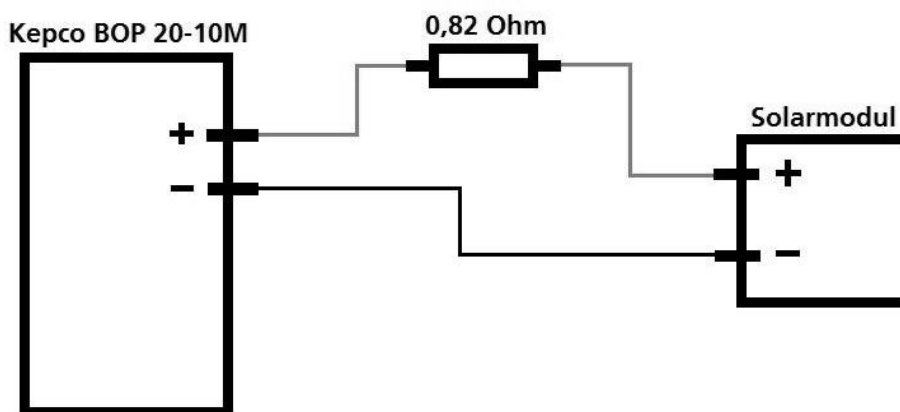


Abbildung 1: Schaltplan des Messaufbaus

Unter Kenntnis der Größe des Leitungswiderstandes (R_{Leitung}) kann so der Spannungsabfall (U_R) über dem Widerstand berechnet und nach Gleichung (1) unmittelbar die Spannung über dem Solarmodul bestimmt werden.

$$U_{\text{Modul}} = U_{\text{Mess}} - U_R = U_{\text{Mess}} - R_{\text{Leitung}} \cdot I_{\text{Mess}} \quad (1)$$

Werte mit dem Index „Mess“ sind mit dem Kepco gemessene Werte, U_{Modul} ist die berechnete Spannung über dem Solarmodul, welche samt I_{Mess} die Punkte der Solarzellenkennlinie ergeben.

3 Evaluierung der Messung mit dem mobilen Messstand

Zur Bewertung der Funktionsweise (Genauigkeit) des aufgebauten mobilen Messstandes, in Bezug auf die Aufnahme von Strom-/Spannungskennlinien, sind im Folgenden zueinander analoge Messungen relativ zu anderen Messsystemen bzw. Messungen unter verschiedenen Bedingungen durchgeführt worden; so sind auch je von verschiedenen Arten von Minisolarmodulen charakteristische Solarzellenkennlinien aufgenommen worden.

3.1 Messeinrichtungen

Bei den verwendeten Messeinrichtungen handelt es sich samt um Systeme der elektrischen Charakterisierung des Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik CSP, die zum Teil nur speziell zur Aufnahme von Solarzellenkennlinien konzipiert worden sind.

3.1.1 LOANA

LOANA ist der Name eines Solarzellenanalysesystems der Firma pv-tool GmbH. Es bietet über die Aufnahme einfacher Kennlinien hinaus ein breites Spektrum an Charakterisierungsmethoden für Solarzellen und -module. Aufgrund seines Funktionsumfangs und der einhergehenden genauen Arbeitsweise (z.B. besitzt LOANA eine interne Streulichtkorrektur) dienen die mit ihm aufgenommenen Solarzellenkennlinien für alle weiteren Messsysteme als Referenz.

Das System kühlt die Module aktiv auf 25 °C, die Einstrahlung kann ebenfalls exakt zu 1000 W/m² festgelegt werden und das Spektrum ist auf AM1,5 (AM kurz für: Air Mass; vgl. 5.2.2.2) dauerhaft voreingestellt. Die Aufnahme der Kennlinien erfolgt unter dem Dauerlicht einer Xenon-Lichtbogenlampe, welche für die Zeit der Messung das Solarmodul bzw. die -zelle kurz belichtet. [5]

3.1.2 LED-Sonnensimulator

Der LED-Sonnensimulator (LED kurz für: light-emitting diode; dt.: Licht-emittierende Diode) erzeugt künstliches Sonnenlicht mittels einer Vielzahl verschiedenfarbiger Leuchtdioden, die individuell ansteuerbar sind und so bei Zusammenwirken verschiedene spektrale Verteilungen im Gesamtlicht erzeugen können. Auch hier werden die Module aktiv auf 25 °C gekühlt. Die Einstrahlung ist regulierbar und das Spektrum anpassbar. Die Kennlinien sind hier ebenfalls durch das kurze Hinzuschalten des Dauerlichtes aufgenommen und das Spektrum auf AM1,5 eingestellt worden. Im Weiteren wird die Messeinrichtung mit dem Namen „LED-SoSim“ gekennzeichnet.

3.1.3 Xenon-Sonnensimulator

Der Xenon-Sonnensimulator der Firma L.O.T.-Oriol GmbH Co. KG bietet standardmäßig ab Werk ein eigenes Messsystem, welches aus einem zum eigenen Messaufbau baugleichen Kepco BOP 20-10M als Stromquelle und -senke und einer separaten Messeinrichtung besteht. Simuliert wird durch eine Xenon-Hochdrucklichtbogenlampe und eine spezielle Glaslinse das Spektrum bei AM1,5 [6]. Die Lichtintensität ist hier, auch um den Abstand der Probe zur Linse zu variieren, regulierbar und der Strahlengang durch Linsen und Spiegel im Inneren des Sonnensimulators weitgehend parallelisiert. Zur Kennzeichnung des Messsystems findet ab nun die Bezeichnung „Xenon-SoSim“ Verwendung.

3.1.4 Eigener Messaufbau

Der eigene Messaufbau, der später vor allem für winkelabhängige Messungen unter natürlichem Sonnenlicht genutzt werden soll, ist oben schon kurz vorgestellt worden. Zum Vergleich sind mit ihm Aufnahmen zum einen unter dem Xenon-Sonnensimulator geplant – hierfür wird die Bezeichnung „Xenon-SoSim MA“ (MA kurz für: Messaufbau) eingeführt; zum anderen werden Kennlinien unter natürlichem Sonnenlicht aufgenommen – im Folgenden gekennzeichnet mit „Outdoor MA“.

3.2 Vermessene Solarmodule

Um sämtliche genannten Messaufbauten untereinander zu vergleichen, sind von insgesamt fünf voneinander verschiedenen Minisolarmodulen Kennlinien aufgenommen worden. Dieses breite Spektrum an Proben bietet einen differenzierteren Blick auf die Unterschiede der einzelnen Messeinrichtungen, auch hinsichtlich der vermessenen Modul- und Solarzellentypen.

Bezeichnung	Beschreibung
evasky6	Polykristalline Solarzelle, Schutz: Glas-Tedlar, Modul dient als Referenz
enlight6	Polykristalline Solarzelle, Schutz: Glas-Tedlar
Klon_5	Monokristalline Solarzelle, Schutz: Glas-Tedlar
Glas-Glas	Polykristalline Solarzelle, Schutz: Glas-Glas
Coated_83	Polykristalline Solarzelle, Schutz: Glas-Tedlar, Antireflexbeschichtung und strukturiertes Frontglas

Tabelle 1: Vermessene Minimodule

Bis auf die in Tabelle 1 beschriebenen Aufbauten unterscheiden sich die Module nicht weiter voneinander. Sie bestehen alle aus je einer 6 Zoll-Solarzelle, welche in EVA-Folien (EVA kurz für:

Ethylvinylacetat) verkapselt sind und besitzen je vier eigene elektrische Kontakte zum Anschluss externer Messgeräte.

3.3 Durchführung der Messungen und Korrektur

3.3.1 Aufnahme der Kennlinien

Außer den Messungen „Outdoor MA“ sind sämtliche Kennlinien mit jedem Modul unter künstlichem Sonnenlicht und bei STC (kurz für: Standard Test Conditions; dt.: Standard-Testbedingungen) durchgeführt bzw. automatisch von den Systemen auf diese angepasst worden. Gemäß der Norm DIN EN 60904-1 sind auch die Messungen mit dem aufgebauten Messsystem unter dem künstlichem als auch natürlichem Sonnenlicht geschehen. Die Temperatur der Module ist vor und nach den Messungen, die Einstrahlung mit einem Referenzmodul („evasky6“) bestimmt worden. Um spektrale Korrekturen zu vermeiden, sind die Messungen im Freien zur jeweiligen Tageszeit mit einer spektralen Verteilung von etwa AM1,5 durchgeführt worden.

3.3.2 Umrechnung der Kennlinien

Wie erwähnt hat es der eigene Messaufbau nötig gemacht, Temperatur und Einstrahlung in Bezug auf die Kennlinien zu korrigieren. Zum einen wegen der Erwärmung der Module aufgrund langer Belichtungszeiten; zum anderen aufgrund des Wetters – unter freier Sonne kann weder die Temperatur gut gehalten noch die Einstrahlung reguliert werden.

Zur Umrechnung der gemessenen Strom-/Spannungskennlinien ist nach der DIN EN 60891 verfahren worden. So haben sämtliche Strom- und Spannungswerte eine Korrektur nach Gleichung (2) und (3) erfahren. [7]

$$I_2 = I_1 + I_{KS} \cdot \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha \cdot (T_2 - T_1) \quad (2)$$

$$U_2 = U_1 - R_S \cdot (I_2 - I_1) - \kappa \cdot I_2 \cdot (T_2 - T_1) + \beta \cdot (T_2 - T_1) \quad (3)$$

Hierbei sind I_1 und U_1 das gemessene Paar an Strom-Spannungswerten, I_2 und U_2 sind die resultierenden korrigierten Punkte, I_{KS} ist der gemessene Kurzschlussstrom des Moduls, R_S der gemessene Serienwiderstand, T_2 ist die Standardtemperatur und T_1 die gemessene Temperatur des Moduls, G_2 ist die Einstrahlung bei Standardbedingungen, G_1 bei Testbedingungen, κ ist ein Korrekturfaktor für die Kennlinie, α und β sind die Temperaturkoeffizienten für Strom und Spannung für das vermessene Modul.

In der nachfolgenden Abbildung ist ein Beispiel aufgeführt. Es handelt sich dabei um das erwähnte Referenzmodul „evasky6“. T_1 ist zum Startzeitpunkt der Messung zu $31,5\text{ °C}$ und zum Ende zu 33 °C gemessen (lineare Erwärmung wird angenommen) und die senkrechte Einstrahlung (Orthogonal-Strahlung) auf 938 W/m^2 bestimmt worden; der Korrekturfaktor κ ist auf null festgelegt und für die Temperaturkoeffizienten sind typische Werte für eine polykristalline Silizium-solarzelle dieser Größe von $-0,0027\text{ A/°C}$ für α und $-0,0017\text{ V/°C}$ für β angenommen worden [8].

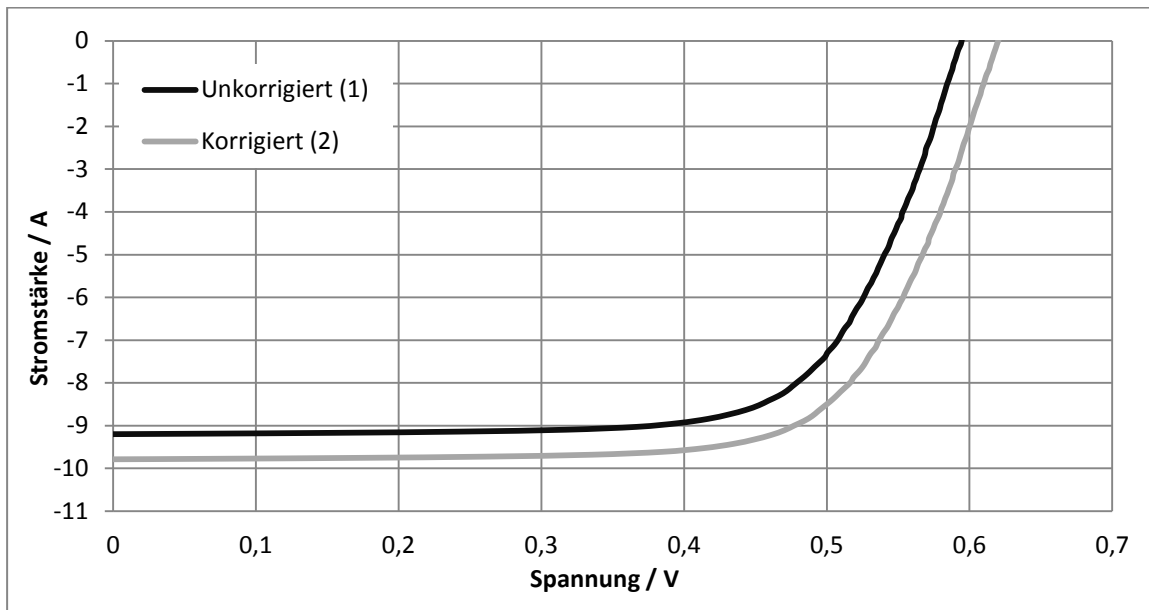


Abbildung 2: Kennlinie des Moduls „evasky6“ aufgenommen unter natürlichem Sonnenlicht („Unkorrigiert“) und auf STC umgerechnete Kennlinie („Korrigiert“)

Der wesentliche Teil aus der Verschiebung auf der Ordinate ergibt sich aus der gemessenen geringeren (relativ zu STC) Strahlungsintensität. Die Verschiebung auf der Abszisse hat ihren Ursprung in der hohen Abhängigkeit der Leerlaufspannung von der Temperatur (Temperaturkoeffizient β) und zu einem kleinen Teil aus der Anpassung des Serienwiderstandes nach Gleichung (3).

3.4 Ergebnisse

In Abbildung 3 sind die Strom-/Spannungskennlinien des Referenzmoduls dargestellt: es sind keine wesentlichen Unterschiede in deren Verlauf zu sehen. Der Verlauf der Kennlinien des Moduls „Coated_83“ in Abbildung 4 zeigt bereits deutlichere Unterschiede. Besonders die unter natürlichem Sonnenlicht aufgenommene Kennlinie besitzt einen höheren Kurzschlussstrom als die übrigen. In Tabelle 2 sind die prozentualen Abweichungen einiger wichtiger Parameter zur elektrischen Charakterisierung relativ zu den Ergebnissen aus den Strom-/Spannungskennlinien der LOANA-Messungen gegenübergestellt.

Die übrigen Modulkennlinien samt einer Übersicht der wichtigsten Parameter in absoluten Werten sind im Anhang (B bis E) zu finden.

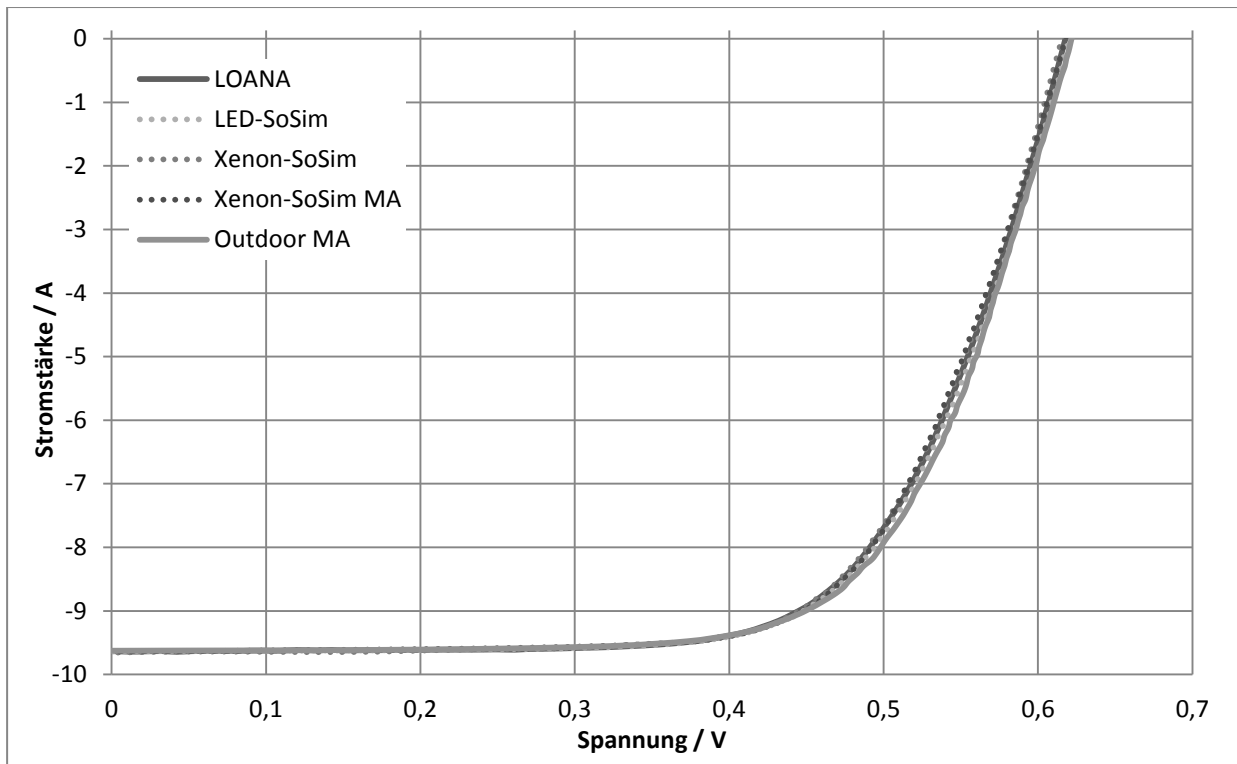


Abbildung 3: Verlauf der Kennlinien des Referenzmoduls „evasky6“ nach Messverfahren unterteilt

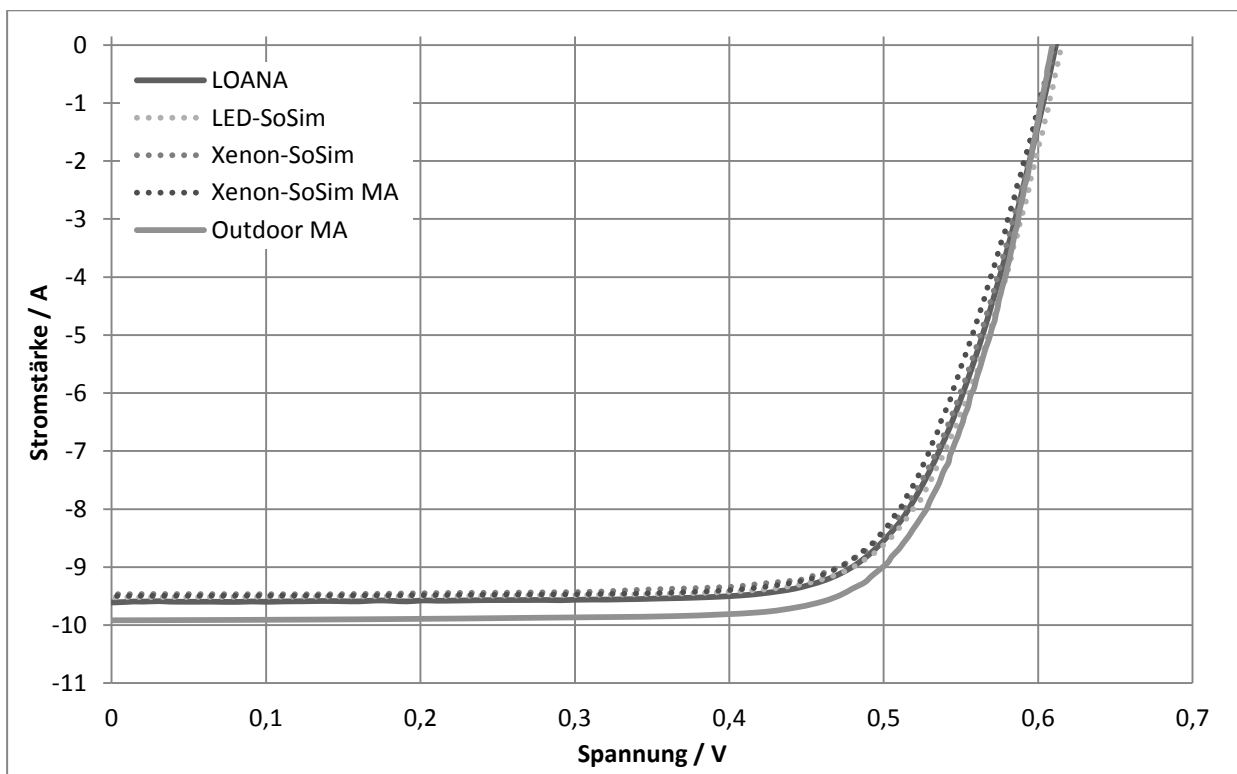


Abbildung 4: Verlauf der Kennlinien des Moduls „Coated_83“ nach Messverfahren unterteilt

	Parameter	evasky6	enlight6	Klon_5	Glas-Glas	Coated_83
LED-SoSim	Isc	0,03%	-0,72%	-2,52%	-0,53%	-0,91%
	Uoc	0,51%	0,80%	0,44%	0,71%	0,63%
	Imp	-0,22%	-1,15%	-2,59%	1,88%	-1,00%
	Umpp	0,79%	1,58%	2,78%	1,65%	1,30%
	FF	0,03%	0,33%	2,25%	3,37%	0,57%
Xenon-SoSim	Isc	0,22%	0,45%	-1,23%	-1,75%	-1,44%
	Uoc	-0,39%	-0,19%	-0,17%	-0,18%	-0,16%
	Imp	-0,12%	-0,44%	-1,84%	0,02%	-2,32%
	Umpp	0,09%	0,61%	1,92%	0,18%	1,07%
	FF	0,14%	-0,10%	1,47%	2,17%	0,33%
Xenon-SoSim MA	Isc	0,04%	0,47%	-0,65%	-2,35%	-1,14%
	Uoc	0,02%	0,15%	-0,58%	-0,19%	-0,16%
	Imp	1,54%	0,46%	-1,44%	-1,26%	-0,84%
	Umpp	-0,95%	1,44%	0,49%	1,87%	-0,65%
	FF	0,51%	1,27%	0,28%	0,59%	-0,19%
Outdoor MA	Isc	-0,08%	0,89%	0,91%	3,21%	3,22%
	Uoc	0,65%	0,31%	1,38%	-1,88%	-0,37%
	Imp	-1,05%	-0,76%	0,12%	0,38%	3,44%
	Umpp	2,55%	0,44%	-0,69%	-0,74%	1,17%
	FF	0,90%	-1,51%	-2,81%	2,55%	1,76%

Tabelle 2: Prozentuale Abweichungen der Messergebnisse relativ zu LOANA-Messungen (Parameter siehe Abkürzungsverzeichnis)

3.5 Diskussion

Wie oben schon erwähnt fällt insbesondere die Abweichung der Kennlinie „Outdoor MA“ des Moduls „Coated_83“ in Abbildung 4 auf. Deren Ursache liegt wohl in einer Überanpassung der Kennlinie.

Es erfolgte die Bestimmung der Strahlungsintensität mittels eines Referenzmoduls. Im Fall der Messung bei natürlichem Sonnenlicht ist zum Beginn der Messreihe das Referenzmodul vermessen worden; anschließend folgten die weiteren Module, mit „Coated_83“ als zeitlich letztem. Nun zeigen die übrigen Module zwar keine so große Abweichung (vgl. Anhang B bis E) ihres Kurzschlussstromes (welcher mit der Einstrahlungsintensität korreliert), aber dennoch fällt dieser bei den Messergebnissen „Outdoor MA“ generell etwas größer aus. Die Dauer der gesamten Messreihe „Outdoor MA“ hat nicht mehr als 30 Minuten betragen. Aufgrund der bis zum Sonnenhöchststand kontinuierlich steigenden Strahlungsintensität kann hier ein Fehler in der Umrechnung der Kennlinien liegen, da innerhalb dieser halben Stunde die Globalstrahlung nach eigenen Berechnungen um etwa 5 % gestiegen sein wird. Die Abweichung eben jener Kennlinie bezogen auf den Kurzschlussstrom zeigt allerdings etwa 6 %. Weitere Ursache könnten entweder kurzzeitig gesteigerte Reflexion von Sonnenlicht aufgrund von ungünstigem Sonnenwinkel sein (z.B. Reflexion an einer Hauswand, einem Fenster) oder der vermehrte Einfall von diffusem Licht –

bei leichter Bewölkung und gleichzeitig ungehinderter Direktstrahlung kann die Globalstrahlung durch vermehrte Diffusstrahlung deutlich steigen. Für weitere Messungen im Freien ist also besonders auf Wolkenbildung in sonnennahen Bereichen zu achten und es sollten künftig vor und nach einer Messreihe die tatsächliche Globalstrahlung gemessen werden, um deren Ab- bzw. Zunahme zu protokollieren.

Abbildung 5 zeigt in Anlehnung an die Ergebnisse aus Abbildung 4 die neu aufgenommene Kennlinie „Outdoor MA“. Diesmal wurde direkt vor deren Aufnahme mittels der Referenzzelle die Einstrahlung bestimmt, sodass, wie zu sehen ist, die Korrektur tatsächlich wesentlich genauer ausfällt und die Abweichung (vgl. Abb. 4) in der gestiegenen Globalstrahlung gefunden ist.

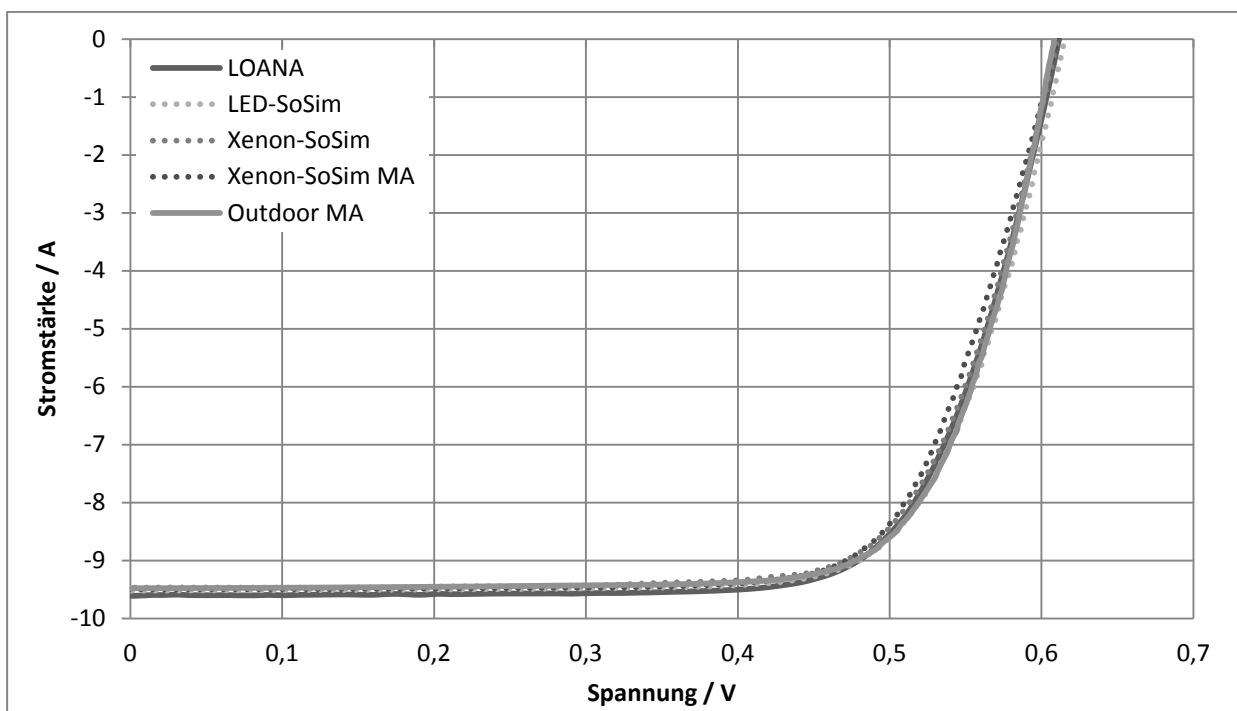


Abbildung 5: Verlauf der Kennlinien des Moduls „Coated_83“ nach Messverfahren unterteilt mit neu aufgenommenener Kennlinie „Outdoor MA“

Die relative Abweichung zu LOANA des Kurzschlussstromes (I_{sc}) beträgt nunmehr -1,31 %, die des Stromes im MPP (I_{mpp} ; MPP kurz für: Maximum Power Point) -1,42 %.

Weitere Unterschiede in sämtlichen Kennlinien sind darüber hinaus in deren unterschiedlichen Reflexionsverhalten zu suchen. Besonders bei Labormessungen können die unterschiedlichen Reflexionseigenschaften der Solarmodule (z.B. vorhandene Antireflexbeschichtung, Farbe des Backsheets) für abweichende Spiegelungen und erneuten Lichteinfall auf das Solarmodul sorgen. Und das Spektrum aller Lichtquellen ist zwar mit AM1,5 angegeben bzw. eingestellt, dennoch können sich auch hier leichte Unterschiede ergeben. Da jede Solarzelle für jede Wellenlänge eine etwas andere Empfindlichkeit bzw. Quanteneffizienz besitzt, findet sich damit ein weiterer Messfehler bzw. schließlich Abweichungen der Messergebnisse voneinander (vgl. Tab. 2).

4 Lichteinfallswinkel-abhängige Solarzellenkennlinienaufnahme

4.1 Motivation

Wie eingangs erklärt, ist die Aufnahme winkelabhängiger Strom-/Spannungskennlinien von Solarmodulen ein unerlässliches Mittel zu deren Bewertung. Genauer: Anhand elektrischer Parameter, allen voran der Kurzschlussstrom, der als nahezu direkter Indikator für die aufgenommene Lichtmenge gilt, lässt sich die Antireflexbeschichtung und das Vorderseitenglas charakterisieren. In erster Linie sind hier die Messungen bei natürlichem Sonnenlicht interessant und neu (vgl. [3]), denn dieses bietet etwas andere Bedingungen, als eine künstliche Lichtquelle. Zum Vergleich wurden jedoch auch winkelabhängige Messungen unter künstlichem Sonnenlicht im Labor durchgeführt, um letztlich, neben den Unterschieden zwischen verschiedenen Solarmodulen, auch jene zwischen beiden Varianten zu analysieren.

4.2 Durchführung der Messungen

Vermessen worden sind zwei nahezu identische Minisolarmodule, bestückt mit polykristallinen Silizium-Solarzellen, gesägt aus ein und demselben Ingot. Einziger Unterschied ist, dass eines der Module eine Antireflexbeschichtung (kurz: AR-Schicht) auf dem Frontseitenglas besitzt, das andere nicht. Von beiden Modulen sind sowohl unter natürlichem als auch unter künstlichem Sonnenlicht Strom-/Spannungskennlinien für verschiedenen Lichteinstrahlungswinkel (rechtwinklig bis nahe null) aufgenommen worden.

Die winkelabhängigen Messungen bei künstlichem Sonnenlicht sind unter dem oben bereits erwähnten Xenon-Sonnensimulator (kurz: SoSim; vgl. 3.1.3) mit dem winkelverstellbaren Messtisch bei STC durchgeführt worden. Bei den Messungen unter natürlichem Sonnenlicht stellte sich das Ganze etwas komplexer dar.

Zu Beginn der Messreihe wurde der Messtisch samt Modul senkrecht zum Strahlengang der Sonne ausgerichtet und damit auch deren Elevation bestimmt. Von da ausgehend, wurde der Winkel schrittweise verstellt und Kennlinien aufgenommen. Vor und nach den winkelabhängigen Messungen ist mittels eines Referenzmoduls die Solarstrahlung bestimmt worden, um die tatsächliche Strahlungsintensität bei senkrechtem Lichteinfall und deren Zunahme zu protokollieren. Für die spätere Korrektur der Kennlinien wurde eine lineare Erhöhung der Strahlungsintensität über den Zeitraum der Messungen angenommen – diese fand am 26. August von etwa 10:40 bis 11:30 Uhr in Halle (Saale) statt; in diesem Zeitraum bewegte sich der Wert der Luftmasse von rund AM1,6 bis AM1,4. Um letztlich die Transmissionsgrade der Solarmodule charakterisieren zu können, wurde auch bei von der direkten Sonnenstrahlung abgeschattetem

Modul (vgl. Anhang A) jeweils Kennlinien aufgenommen, um später somit den Anteil der diffusen Strahlung bestimmen zu können. Es ist nach jeder Messung die Temperatur des jeweiligen Moduls protokolliert worden. Die Korrektur bzw. Umrechnung der Kennlinien ist analog zu 3.3.2 erfolgt.

Da sich die Sonne im Laufe der Messungen am Himmel ein Stückchen weit bewegt hat, ist der Messtisch in der Achse des Azimuts nachgeführt worden. Um die Änderung der Sonnenhöhe, welche den Lichteinfallswinkel stärker verfälscht, zu korrigieren, wurden sämtliche Messungen in gleichem zeitlichen Abstand voneinander durchgeführt und nach der letzten der Winkel der Elevation erneut bestimmt. Diese Änderung zur anfangs bestimmten Elevation ist mit den gemessenen Winkeln verrechnet; entsprechend haben sich letztlich die Winkel im Freien wie in Abbildung 6 ergeben.

4.3 Ergebnisse

Wie erwartet zeigen sämtliche Strom-/Spannungskennlinien, sowohl bei Messungen unter künstlichem als auch natürlichem Sonnenlicht, bei Modulen mit und ohne AR-Schicht, eine Abnahme des Kurzschlussstromes, beispielhaft zu sehen in Abbildung 6.

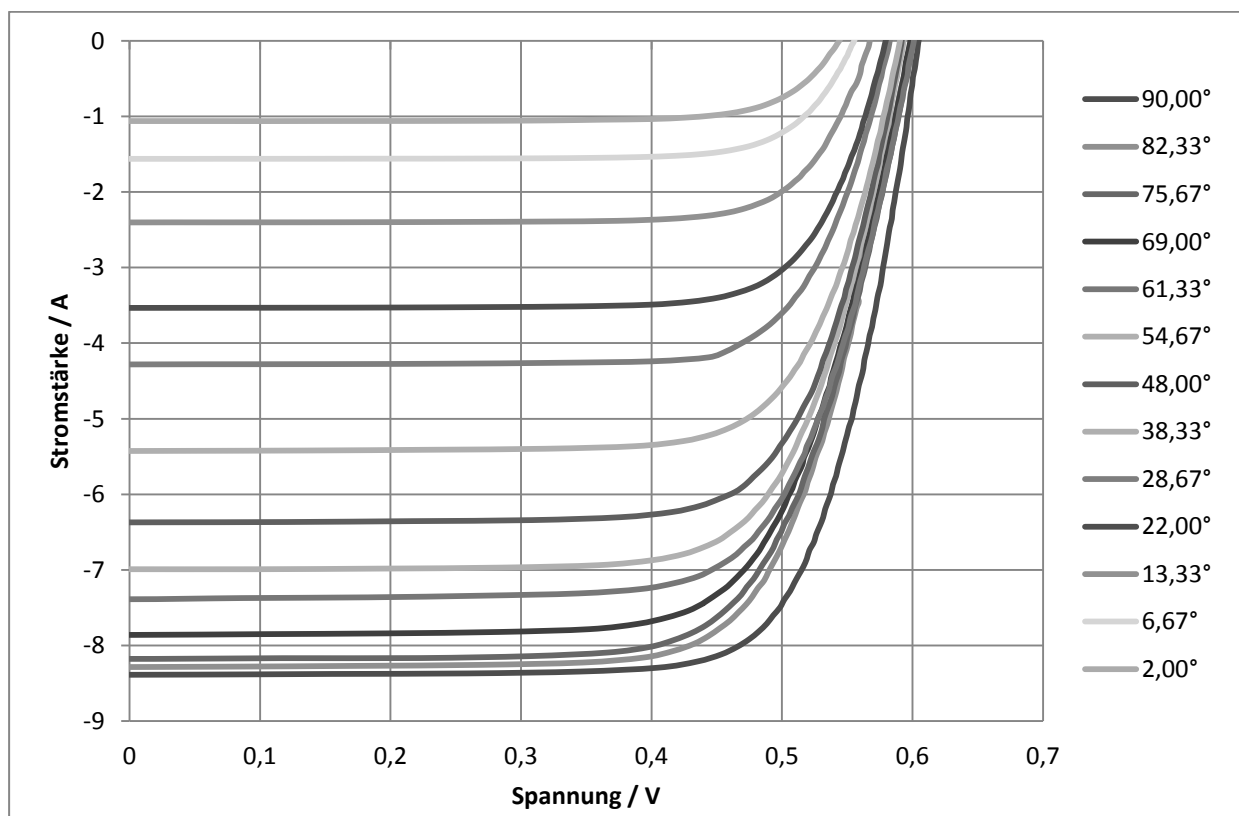


Abbildung 6: Solarzellenkennlinien des Moduls mit AR-Schicht bei natürlichem Sonnenlicht für verschiedene Lichteinfallswinkel

In Abbildung 7 sind die jeweiligen Kurzschlussströme, gewonnen aus den Solarzellenkennlinien nach Abbildung 6, aller Messvarianten für die Komplementärwinkel aufgetragen. Der größte

Unterschied zeigt sich beim Vergleich der Messungen bei künstlichem und natürlichem Sonnenlicht: Unter natürlichem Sonnenlicht fällt der Kurzschlussstrom (und damit die Lichtausbeute) insbesondere bei spitzer werdendem Lichteinfallswinkel größer aus, als bei den Messungen unter künstlichem Licht. Wie zu erwarten war, erzeugen die Module mit AR-Schicht mehr Strom, insbesondere gut erkennbar bei Winkeln kleiner als 60°.

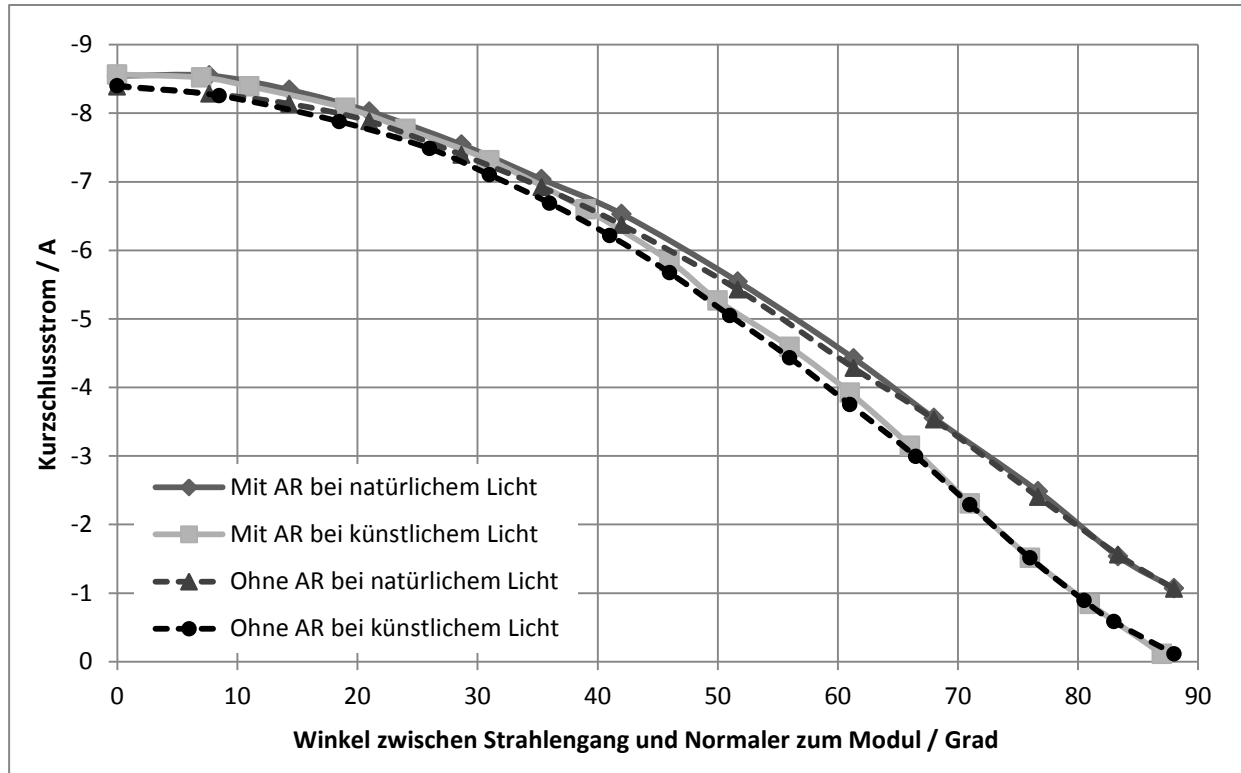


Abbildung 7: Abnahme des Kurzschlussstromes mit spitzer werdendem Lichteinfallswinkel

4.4 Diskussion und Auswertung

Genau genommen sind Solarzellen nicht linear, was heißt, dass der Kurzschlussstrom nicht eindeutig proportional zur Lichtintensität steigt und fällt. Grund ist zum einen der unterschiedliche starke Einfluss des Serienwiderstandes der Zelle bei hohen Strömen, zum anderen die Abhängigkeit der Rekombination von der Ladungsträgerkonzentration [5]. Im Allgemeinen kann jedoch von einer sehr hohen Proportionalität ausgegangen werden (gleichbleibendes Lichtspektrum vorausgesetzt). Das in Abbildung 7 sichtbare Schema entsteht also aus dem Fakt, dass die Lichtmenge über den Solarmodulen bei spitzer werdendem Lichteinfallswinkel sinkt. Verständlich, da insbesondere die sichtbare Fläche der Module, gesehen von der Lichtquelle, abnimmt und damit die Lichtintensität auf der tatsächlichen Fläche ebenso. Der Zusammenhang besteht hier über den Cosinus nach Gleichung (4):

$$A_S = A \cdot \cos \vartheta. \quad (4)$$

Je mehr der Winkel (ϑ) von der rechtwinkligen Lichteinstrahlung abweicht, desto kleiner wird die einsehbare Fläche (A_S), proportional zur tatsächlichen Fläche der Solarzelle (A).

Ein weiterer, kleinerer Teil des Lichtes erreicht die Solarzelle nicht aufgrund von Reflexion an den Materialübergängen mit unterschiedlichen Brechungsindizes. Um letztlich diesen optische Faktor der Solarmodule zu bestimmen, ist vorher noch eine Korrektur der Datensätze aus Abbildung 7 nötig.

Wie erwähnt, lassen diese erkennen, dass, egal welches der Module (mit oder ohne AR-Schicht) vermessen wurde, die Stromausbeute im Labor unter künstlichem Sonnenlicht bei Neigung zur Lichtquelle geringer ausfällt, als bei Messungen unter natürlichem Sonnenlicht. Die Ursache hierfür ist leicht zu finden: Diffuses Licht tritt im Labor nur zu einem sehr geringen Bruchteil der Direktstrahlung auf. In diesem Fall waren das etwa 0,5 % der Gesamtstrahlung. Für die Messung unter natürlichem Sonnenlicht und wolkenlosem Himmel ist hingegen die diffuse Strahlung im Mittel zu etwa 11,3 % bestimmt worden, was positiven Einfluss auf den Kurzschlussstrom bei spitzen Lichteinfallswinkeln hat. Um die optischen Eigenschaften der Solarmodule zu bestimmen, ist es nötig, das diffuse Licht rauszurechnen – so zu sehen in Abbildung 8.

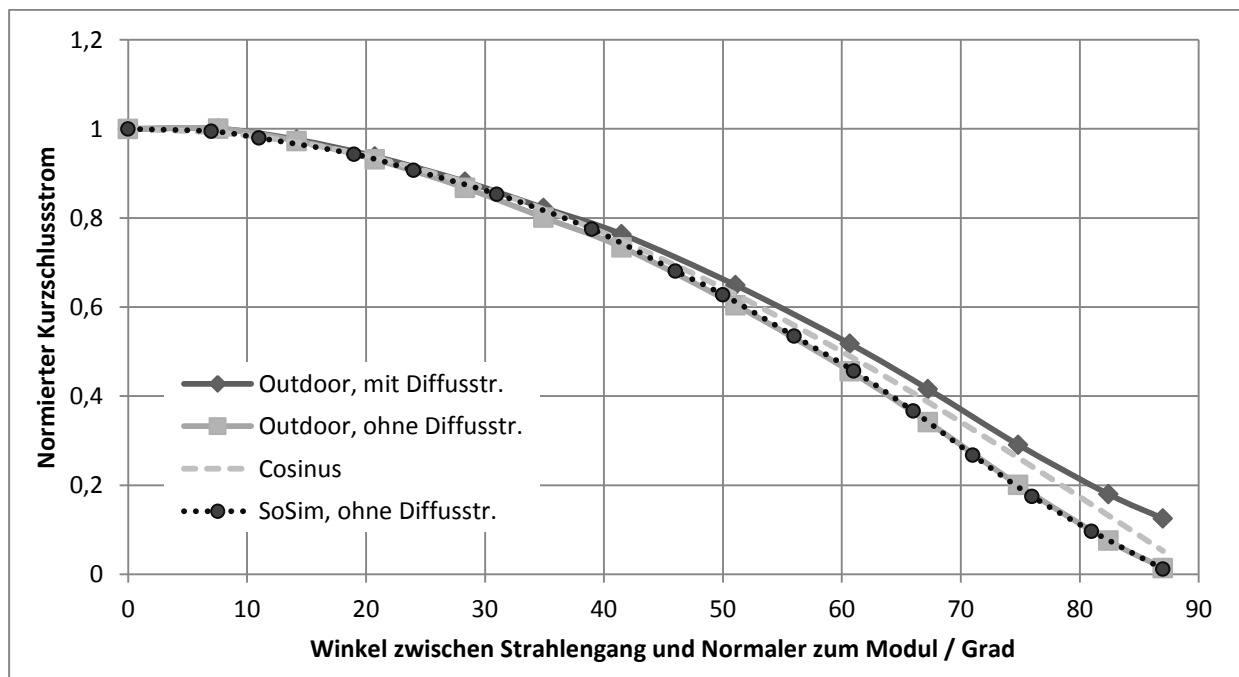


Abbildung 8: Abnahme des normierten Kurzschlussstromes bei spitzer werdendem Lichteinfallswinkel, gemessen und korrigiert, beispielhaft für das Modul mit AR-Schicht

Zieht man das diffuse Licht (I_d) also ab und rechnet den Einfluss der kleiner werdenden Fläche nach Gleichung (4) raus, erhält man letztlich den reinen optischen Faktor (I_{OF}) nach Gleichung (5):

$$I_{OF} = \frac{I_{KS} - I_d}{\cos \vartheta}. \quad (5)$$

I_{KS} ist der jeweilige Kurzschlussstrom. Der Strom-behaftete optische Faktor ist unten normiert als Transmissionsgrad dargestellt.

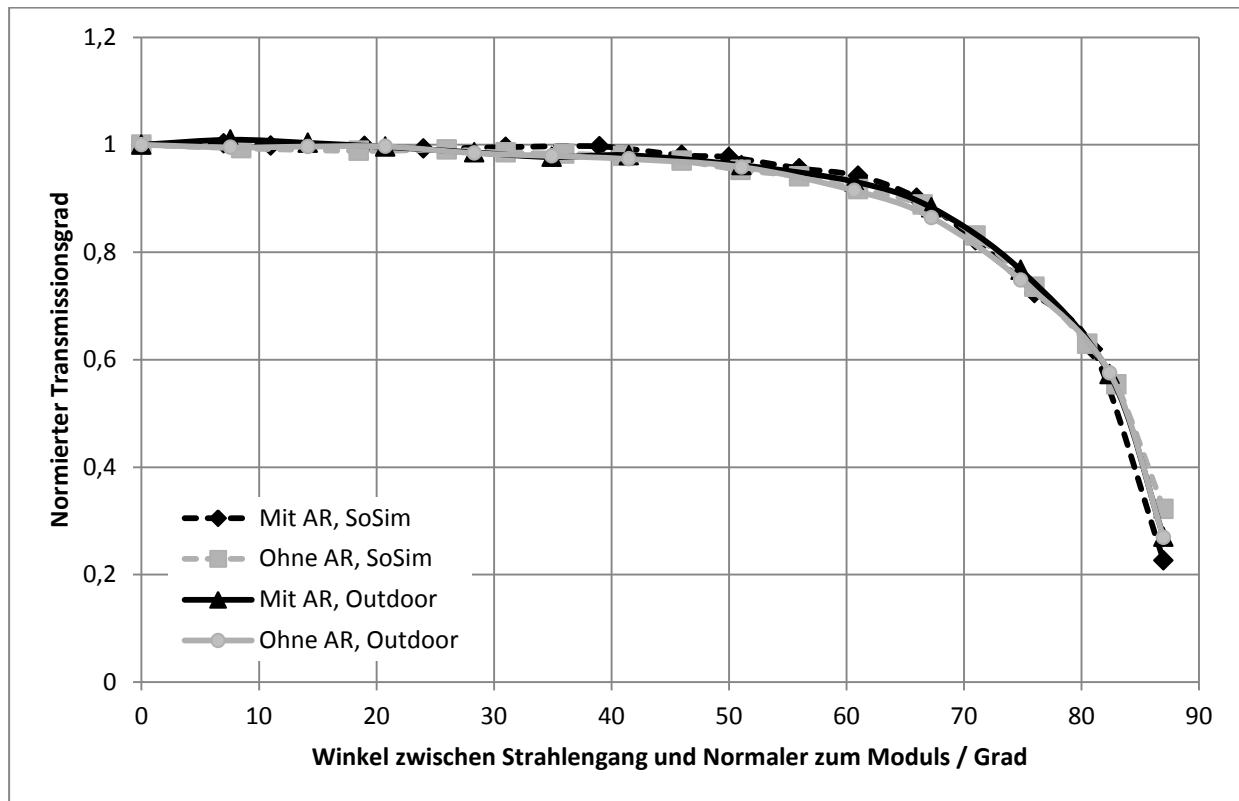


Abbildung 9: Abnahme des normierten Transmissionsgrades mit spitzer werdendem Lichteinfallswinkel für die verschiedenen Modularten und Lichtquellen

Wie zu erwarten war, nimmt die Reflexion mit dem Winkel zu. Ein signifikanter Unterschied zwischen dem Verhalten des Moduls mit und des ohne AR-Schicht unter Neigung zur Lichtquelle ist hier jedoch schwer auszumachen. In Abbildung 7 sind noch deutlichere Unterschiede zu sehen – das Modul mit AR-Schicht besitzt einen generell etwas höheren Kurzschlussstrom, was wohl auf einen höheren Transmissionsgrad zurückzuführen ist. Da hier der Transmissionsgrad normiert ist, fallen die wesentlichen Unterschiede jedoch bereits weg. Zu erwarten wäre dennoch grundsätzlich, dass das Modul mit AR-Schicht bei sämtlichen Lichteinfallswinkeln einen etwas höheren normierten Transmissionsgrad aufweist. Bis etwa 80° Neigung ist dies auch der Fall, lediglich darüber zeigt sich eine leicht gegensätzlicher Sachverhalt bei den Ergebnissen der Messungen unter dem SoSim. Dieser Effekt könnte zum einen aus einem nicht ganz exakt bestimmten Neigungswinkel stammen, da sich hier bereits kleinste Fehler stark auswirken. Zum anderen kann der eingangs erwähnte, im Vergleich zum natürlichen Sonnenlicht große Öffnungswinkel der künstlichen Lichtquelle diesen Fehler Verursachen, ist dies doch der einzige Unterschied zwischen den beiden Lichtquellen (da die diffuse Strahlung bereits rausgerechnet ist).

5 Abschätzung des Ertrages von Solarmodulen anhand winkelabhängiger Messungen

Im Folgenden soll der Jahresertrag an elektrischer Leistung, der in hohem Maß von dem winkelabhängigen Transmissionsgrad abhängt [9], aus den unter Kapitel 4 gewonnenen Daten der winkelabhängigen Messungen für ein jeweils spezifisches Modul bestimmt werden. Damit bietet sich eine weitere Vergleichsmöglichkeit der verschiedenen vermessenen Module und die tatsächlichen Leistungsunterschiede können deutlicher herausgearbeitet werden. Dazu wird nachfolgend in chronologischer Reihenfolge zunächst ein Programm zur Berechnung dessen realisiert, welches die Sonnenstände im Jahresgang berücksichtigt, es wird bewertet und die Jahreserträge berechnet.

5.1 Eingangswerte

Zum einen werden die spezifischen Peak-Leistungen eines Moduls in Abhängigkeit seines Neigungswinkels zur Lichtquelle verwendet, also die in Kapitel 4 aufgenommenen und entsprechend aufbereiteten Daten aus den Messungen unter natürlichem Sonnenlicht. Zum anderen sollen ortsspezifische Daten – das beinhaltet Längen-, Breitengrad, koordinierte Weltzeit (engl.: Coordinated Universal Time; kurz: UTC) und optional Höhe über NN sowie Jahressumme der Globalstrahlung – als auch Ausrichtung bzw. Neigung der Module festgelegt werden können.

5.2 Theoretische Grundlagen zur Erstellung des Programms

5.2.1 Berechnung des Lichteinfallswinkels auf das Solarmodul

Liegt ein Solarmodul flach auf der idealisierten Erdoberfläche, d.h. horizontal, auf, ist der absolute Lichteinfallswinkel einfach direkt mit der Elevation bzw. Sonnenhöhe zu berechnen. Ist dies jedoch nicht der Fall und das Modul geneigt und nicht in Richtung Äquator ausgerichtet, ist die Situation, wie in Abbildung 10 dargestellt, komplizierter: Aufgrund der Neigung (β) und der Ausrichtung (α) ergibt sich für den Lichteinfallswinkel die Abweichung von θ zur Elevation (ϵ).

Nachfolgend soll der absolute Lichteinfallswinkel der Sonne auf ein solches Solarmodul berechnet werden, um daraus die spezifischen Leistungen des Solarmoduls bei eben diesem Winkel aus den Messungen von Kapitel 4 zu erlangen und im Tages- und Jahresverlauf hochzurechnen. Die Erläuterung erfolgt hierbei in der Reihenfolge der Abarbeitung, wie es auch das fertige Programm (Tabellenkalkulation mittels Microsoft-Excel) realisiert.

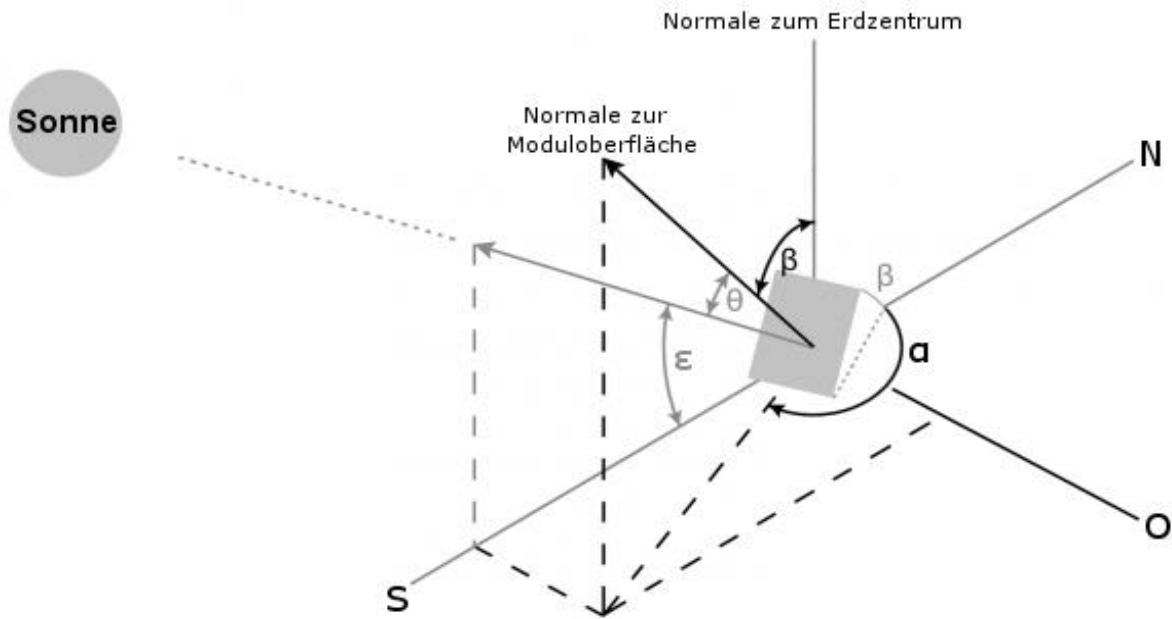


Abbildung 10: Situation der Winkel bei geneigtem und nicht zum Äquator ausgerichtetem Modul (Nordhalbkugel; vgl. [10]).

Zunächst muss die Sonnenposition bestimmt werden. Zur deren Berechnung in Abhängigkeit der Zeit und des Ortes sind zwei verschiedene astronomische Koordinatensysteme üblich, das Horizontalsystem und das Äquatorialsystem [11]. Zunächst kommt hier das Äquatorialsystem (vgl. Abb. 11) zur Anwendung, welches sich der Deklination (δ) und des Stundenwinkels (ω) zur Positionsbeschreibung bedient.

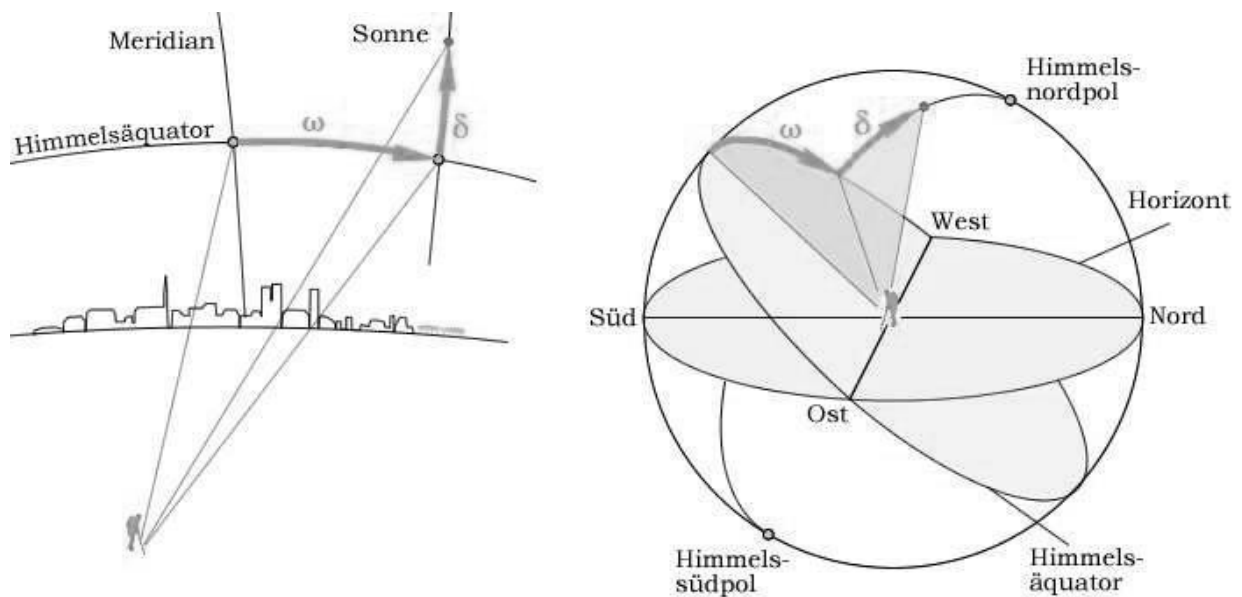


Abbildung 11: Das Äquatorialsystem; links aus der Position eines Erdbeobachters, rechts in Darstellung der Himmelskugel (vgl. [11])

5.2.1.1 Deklination

Die in Abbildung 11 aufgespannte Scheibe des Horizontes entspricht der idealisierten Erdoberfläche. Der Himmelsäquator ist die Projektion dieser Oberfläche auf die Himmelssphäre – der Winkel zwischen beiden entspricht dem geografischen Breitengrad des Ortes. Die Deklination beschreibt nun die Höhe des Sterns bzw. der Sonne senkrecht über dem Himmelsäquator in Grad, wobei Werte nördlich des Himmelsäquators mit positivem, Werte südlich mit negativem Vorzeichen angegeben werden.

Da die Deklination u.a. stark von der Exzentrizität der Erdumlaufbahn beeinflusst wird, kann diese nur näherungsweise bestimmt werden. Es existieren dafür mehrere Berechnungsprogramme, die die Deklination recht genau approximieren können. Ein einfaches und genaues Programm stammt von der National Oceanic and Atmospheric Administration [12] und basiert auf den Gleichungen des Buches „Astronomical Algorithms“ von Jean Meeus [13]. Die Deklination wird mit Gleichung (6) wie folgt berechnet:

$$\delta_{\text{rad}} = 0,006918 - 0,399912 \cos g + 0,070257 \sin g - 0,006758 \cos 2g + 0,000907 \sin 2g - 0,002697 \cos 3g + 0,00148 \sin 3g. \quad (6)$$

Wobei g der Jahresteil ist, der sich mit Gleichung (7) berechnen lässt:

$$g = \frac{2\pi}{365,25} \cdot \left(\text{Tag} - 1 + \frac{\text{Stunde} + \frac{\text{Minute}}{60 \text{ min/h}} - 12 \text{ h}}{24 \text{ h}} \right). \quad (7)$$

Die so erhaltenen Werte der Deklination werden in Radiant ausgegeben, können aber leicht über Gleichung (8) ins Gradmaß überführt werden.

$$\delta = \frac{\delta_{\text{rad}} \cdot \pi}{180^\circ} \quad (8)$$

Im Jahresverlauf ergibt sich dann das in Abbildung 12 dargestellte Schema. Das Maximum und Minimum der Deklination findet sich jeweils zu den Sonnenwenden am 21. Juli bzw. 21. Dezember; sie markieren, abhängig vom Standort (Nord-/Südhalbkugel), den längsten und den kürzesten Tag im Jahr.

In den nachfolgenden Abbildungen entspricht der Kalendertag 1 jeweils dem 1. Januar usw.

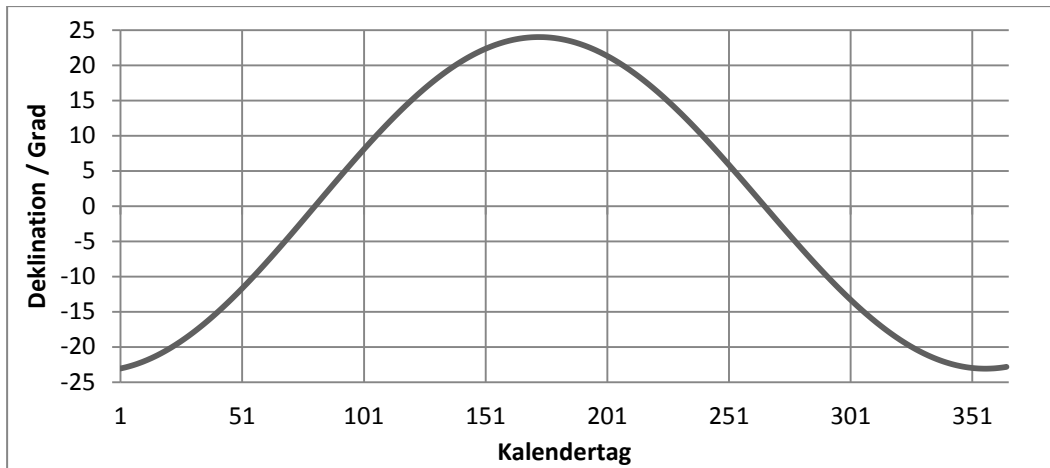


Abbildung 12: Deklination der Sonne im Jahresverlauf

5.2.1.2 Stundenwinkel

Der Sonnenstundenwinkel ist der zweite wichtige Winkel im Äquatorialsystem. Er bedient sich als Funktion der wahren Ortszeit (kurz: WOZ; auch Sonnenzeit) und wird ausgehend vom Meridian in der Ebene des Himmeläquators in Richtung des Gestirns (hier Sonne) bestimmt (vgl. Abb. 11); er ist positiv in westlicher, negativ in östlicher Richtung. Berechnet wird er nach Gleichung (9) [12]:

$$\omega = 15^\circ/\text{h} \cdot (\text{WOZ} - 12 \text{ h}). \quad (9)$$

Die in der Gleichung enthaltenen 15° beschreiben das Fortschreiten der Sonne innerhalb einer Stunde; die 12 bezieht sich auf das Nullsetzen des Winkels auf zwölf Uhr mittags bzw. auf den Meridian. Zunächst ist jedoch die wahre Ortszeit nach Gleichung (10) zu bestimmen:

$$\text{WOZ} = \text{Stunde} + \frac{\text{Minute} + \text{ZGL} + \text{östl. Länge } [^\circ] \cdot 4 \text{ min}/^\circ}{60 \text{ min/h}} - \text{UTC}. \quad (10)$$

Für *Stunde* und *Minute* werden die Werte für die mittlere Ortszeit am gewünschten Standort eingesetzt. Da sich von Längengrad zu Längengrad die wahre Ortszeit um etwa vier Minuten unterscheidet, sind Zeitzonen eingeführt worden (mittlere Ortszeit). Nun sind diese räumlich sehr groß, spiegeln also nicht an jedem Ort innerhalb der Zeitzone den genauen Wert der Sonnenzeit wieder. In Gleichung (10) wird dieser Fehler über die Eingabe des östlichen Längengrades (*östl. Länge*) mit der geltenden UTC des Standortes korrigiert. Die Variable *ZGL* steht hier für die Zeitgleichung, welche einer genaueren Erläuterung bedarf.

Die elliptische und exzentrische Umlaufbahn der Erde um die Sonne bewirkt im Laufe eines Jahres die stete Veränderung ihrer Bahngeschwindigkeit: An den sonnennahen Punkten bewegt sie sich schneller und muss einen weitere (größere) Drehung vollführen, bis die Sonne wieder

durch den Meridian geht. Umgekehrtes gilt für die sonnenferneren Bereiche. Eine zweite Komponente der Zeitgleichung ergibt sich aus der Änderung der Richtung (Neigung) der Erdachse aus Sicht der Sonne: Innerhalb eines Umlaufs um die Sonne führt die Erde eine volle Taumelbewegung aus. Ähnlich dem Obigen ergeben sich über das Jahr verschieden große Drehbewegungen am Tag [14]. Beide Komponenten überlagert ergeben die Zeitgleichung, welche wiederum ein Wert für die Abweichungen der Ortszeit von der Sonnenzeit ist.

Wie bei der Berechnung der Deklination kann die Größe für die Zeitgleichung nur approximiert wiedergegeben werden, aufgrund der Komplexität der Umlaufbahn, wie oben beschrieben, und der Einflussnahme der übrigen Planeten im Sonnensystem. Auch hier kommt wieder eine Gleichung aus dem Programm der National Oceanic and Atmospheric Administration [12] basierend auf den Gleichungen des Buches „Astronomical Algorithms“ von Jean Meeus [13] zum Einsatz:

$$ZGL = 229,18 \text{ min} \cdot (0,000075 + 0,001864 \cos g - 0,032077 \sin g - 0,014615 \cos 2g - 0,040849 \sin 2g). \quad (11)$$

Wie auch in Gleichung (6) sind die in Gleichung (11) enthaltenen numerischen Werte Namenlos und stammen aus komplexen orbitalen Gleichungssystemen. g ist wie gehabt der Jahresteil nach Gleichung (7).

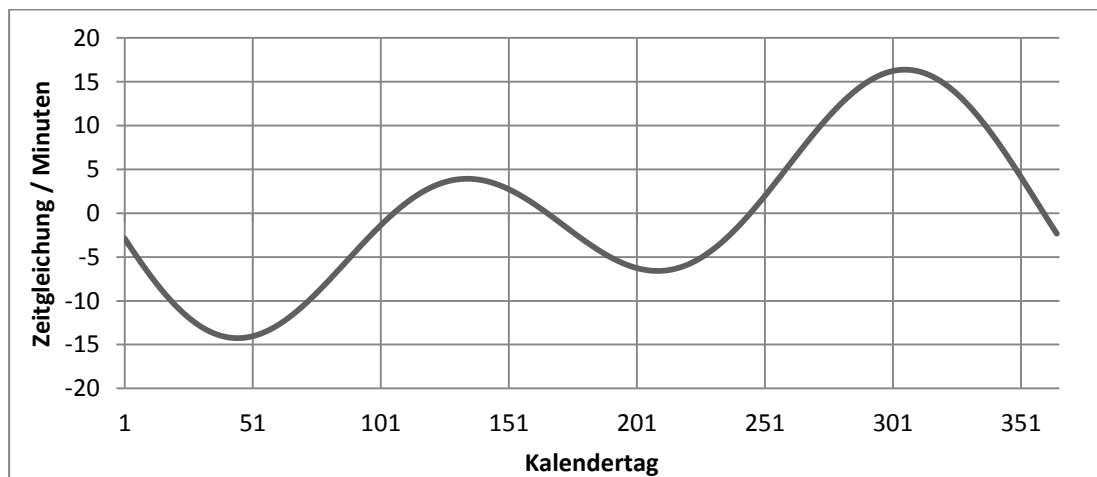


Abbildung 13: Zeitgleichung im Jahresverlauf

Das globale Maximum ist am 3. November mit etwa 16,3 Minuten, das globale Minimum am 11. Februar mit etwa -14,2 Minuten zu finden.

Schließlich ergibt sich der Stundenwinkel nach Gleichung (12) zu:

$$\omega = 15^\circ/\text{h} \cdot \left(\text{Stunde} + \frac{\text{Minute} + ZGL + \text{östl. Länge } [^\circ] \cdot 4 \text{ min}/^\circ}{60 \text{ min}/\text{h}} - \text{UTC} - 12 \text{ h} \right). \quad (12)$$

Abweichungen des Stundenwinkels im Tagesvergleich ergeben sich demnach nur aufgrund des Unterschiedes in der Zeitgleichung.

5.2.1.3 Lichteinfallswinkel auf das Solarmodul

Mit den nun gewonnenen Daten zu Deklination und Stundenwinkel kann der Lichteinfallswinkel (θ_i) bestimmt werden [10]:

$$\theta_i = \sin^{-1}(\sin \delta \sin \varphi \cos \beta + \sin \delta \cos \varphi \sin \beta \cos \alpha + \cos \delta \cos \varphi \cos \beta \cos \omega - \cos \delta \sin \varphi \sin \beta \cos \alpha \cos \omega - \cos \delta \sin \beta \sin \alpha \sin \omega). \quad (13)$$

Darüber hinaus enthält Gleichung (13) die Werte der Ausrichtung (α) und Neigung (β) des Moduls sowie den Breitengrad (φ). Nimmt die Gleichung Winkel kleiner Null an, verschattet sich das Modul selbst (die Sonne bescheint ggf. die Rückseite).

Vereinfachen lässt sich Gleichung (13) z.B. für den Spezialfall, dass das Modul flach auf dem Boden, genauer: horizontal liegt, die Neigung also null Grad beträgt. Es ergibt sich $\cos \beta$ zu Eins und sämtliche Terme mit $\sin \beta$ zu Null; dies sind auch die Terme, in denen die Ausrichtung einfließt. Wie zu erwarten, ist der Lichteinfallswinkel demnach bei horizontal liegendem Modul nicht weiter beeinflusst von dessen Ausrichtung. Und der so erhaltene Lichteinfallswinkel entspricht außerdem gleichzeitig der Elevation der Sonne:

$$\theta_i = \varepsilon = \sin^{-1}(\cos \omega \cos \delta \cos \varphi + \sin \delta \sin \varphi). \quad (14)$$

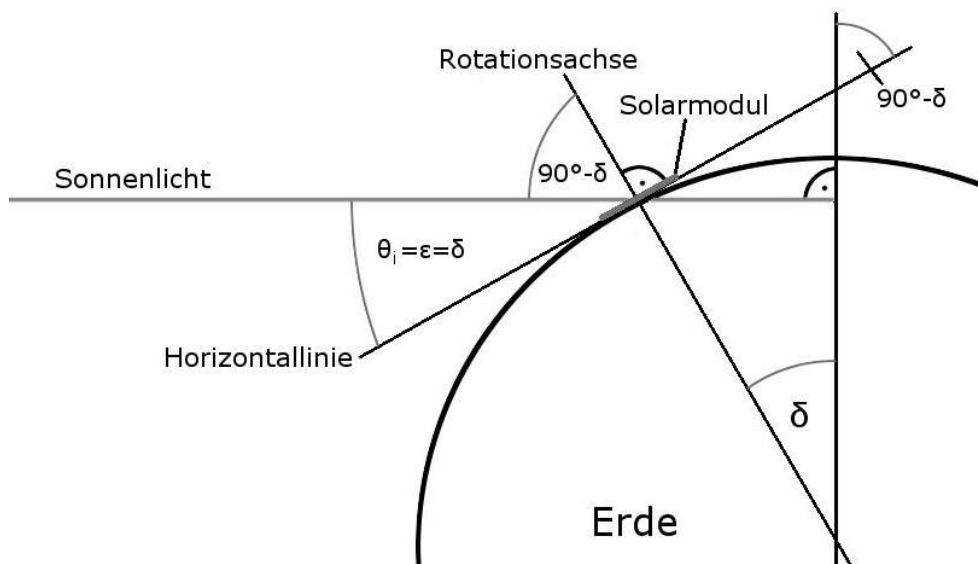


Abbildung 14: Lichteinfallswinkel für flach aufliegendes Solarmodul am Nordpol nach Gleichung (15)

Nimmt man weiter an, dass das Modul am Nordpol liegt, die Breite also 90° beträgt, lässt sich Gleichung (14) weiter vereinfachen zu:

$$\theta_i = \varepsilon = \sin^{-1}(\sin \delta) = \delta. \quad (15)$$

Lichteinfallswinkel, Elevation und Deklination nehmen alle denselben Wert an, gezeigt in Abbildung 14.

Darüber hinaus lässt sich die Richtigkeit von Gleichung (13) anhand des Symmetrieverhaltens nachweisen. Am Meridian, wenn also der Stundenwinkel 180° beträgt (12 Uhr WOZ), kann Gleichung (13) zunächst vereinfacht werden zu:

$$\theta_i = \sin^{-1}(\sin \delta \sin \varphi \cos \beta + \sin \delta \cos \varphi \sin \beta \cos \alpha - \cos \delta \cos \varphi \cos \beta + \cos \delta \sin \varphi \sin \beta \cos \alpha). \quad (16)$$

Terme mit $\sin \alpha$ sind rausgefallen, es bleiben nur noch solche mit $\cos \alpha$. Bekanntlich erstreckt sich der Verlauf des Cosinus symmetrisch um 180° . Eine Ausrichtung gleichermaßen nach Osten oder Westen (z.B. $\alpha = 150^\circ$ oder $\alpha = 210^\circ$) macht also, wie erwartet, keinen Unterschied im Lichteinfallswinkel.

5.2.2 Berechnung der idealen Globalstrahlung

Der Einfachheit halber wird im Folgenden zunächst die ideale Globalstrahlung berechnet, d.h. die auf der Erdoberfläche ankommende Intensität der Solarstrahlung unter Annahme einer konstant klaren Atmosphäre. Es wird ein Himmel ohne Wolkenbedeckung angenommen. Dazu findet nun das Horizontalsystem Anwendung (vgl. Abb. 15).

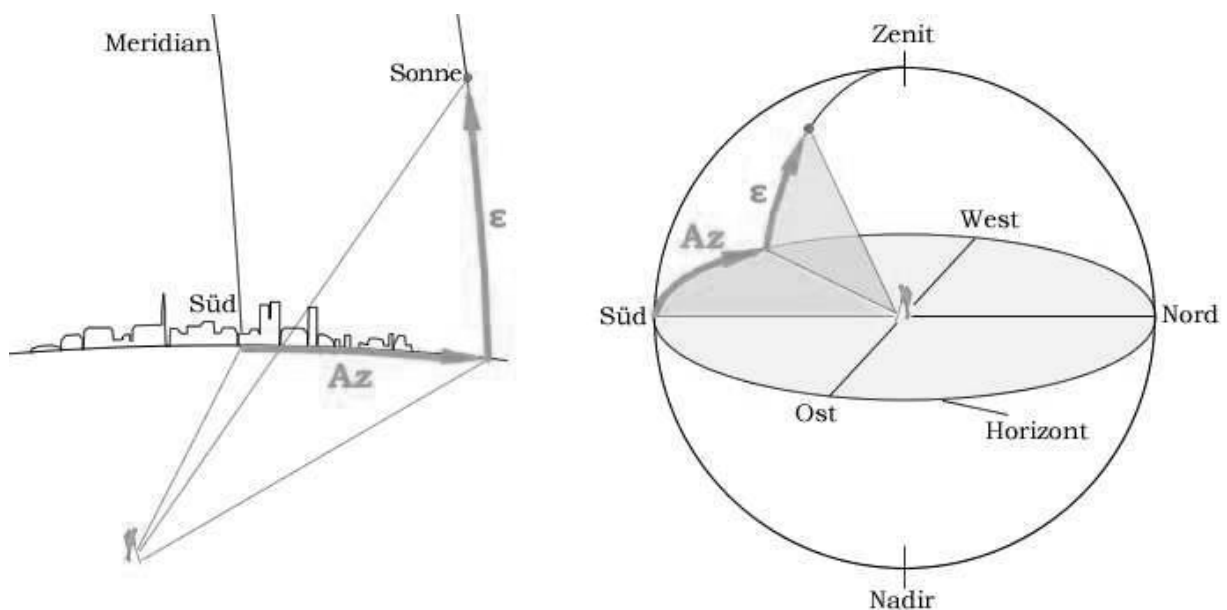


Abbildung 15: Das Horizontalsystem; links aus der Position eines Erdbeobachters, rechts in Darstellung der Himmelskugel; Az: Azimut (vgl. [11])

5.2.2.1 Elevation

Die Elevation ist die Höhe eines Himmelsobjektes (hier der Sonne) über dem Horizont in Grad (vgl. Abb. 15). Sie ist der Ausgangspunkt zur Berechnung der Solarstrahlung innerhalb der Erdatmosphäre.

Die Gleichung für die Elevation kann durch Nullsetzen von β in Gleichung (13) bestimmt werden, also für den Spezialfall, wenn das Solarmodul flach auf der idealisierten Erdoberfläche aufliegt. Der Lichteinfallswinkel entspricht nun der Elevation der Sonne.

$$\varepsilon = \sin^{-1}(\cos \omega \cos \delta \cos \varphi + \sin \delta \sin \varphi) \quad (17)$$

Die theoretische Genauigkeit von Gleichung (17) liegt hierbei, aufgrund der approximierten Werte für Deklination und Stundenwinkel, für Orte zwischen $\pm 72^\circ$ geografischer Breite innerhalb von einer Minute und innerhalb von zehn Minuten für Orte darüber hinaus [15].

5.2.2.2 Luftmasse

Die Luftmasse (engl.: Air Mass) ist ein Maß für die Länge der Strecke, die das Licht der Sonne durch die Erdatmosphäre bis zum Erdboden zurücklegen muss; je größer der Wert also ist, desto schwächer die ankommende Strahlung. Sie ist für den senkrechten Lichteinfall, d.h. die Elevation beträgt 90° und der Weg ist der kürzeste, auf 1 normalisiert (vgl. Abb. 16) und nach Gleichung (18) [10] definiert:

$$AM = \sqrt{\left\{ \frac{R}{H} \cos(90^\circ - \varepsilon) \right\}^2 + 2 \frac{R}{H} + 1 - \frac{R}{H} \cos(90^\circ - \varepsilon)}. \quad (18)$$

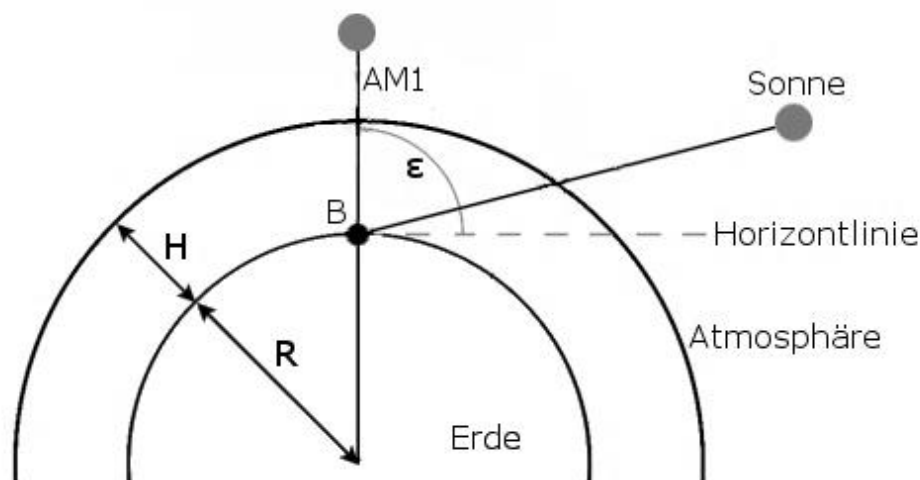


Abbildung 16: Wegstrecke des Sonnenlichtes durch die Atmosphäre aus Sicht des Betrachters (B)

Wobei R der mittlere Erdradius mit 6371 km ist und H die Skalenhöhe der Erdatmosphäre mit angenommener konstanter Dichte, festgelegt auf 8 km [10].

5.2.2.3 Orthogonal- und Globalstrahlung

Die Orthogonal-Strahlung ist die Strahlung, welche auf einer senkrecht zur Sonne ausgerichteten Fläche auf Erdoberflächenniveau ankommt und setzt sich zusammen aus einer direkten und diffusen Komponente. Nun kann zunächst die direkte Komponente (S_D) mit Gleichung (19) [16] als Funktion der Luftmasse berechnet werden:

$$S_D = 1367 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \cdot [(1 - 0,14 \text{ m}^{-1} \cdot h) \cdot 0,7^{AM^{0,678}} + 0,14 \text{ m}^{-1} \cdot h]. \quad (19)$$

Hierbei ist h die Höhe des Ortes über NN, die 0,7 entsteht aus dem Fakt, das etwa 70 % der einfallenden Strahlung auf die Erdoberfläche transmittiert werden, die numerischen Werte 0,14 und 0,678 sind empirische Anpassungen auf tatsächlich beobachtete Daten [16], 1367 W/m² entsprechen der Solarkonstante, d.h. der mittleren Strahlungsintensität außerhalb der Erdatmosphäre. Da, wie bereits erwähnt, die Erdumlaufbahn jedoch exzentrische zur Sonne, der Sonnenabstand also nicht konstant ist, schwankt auch die extraterrestrische Solarstrahlung (S_{ES}) etwa wie in Gleichung (20) beschrieben und Abbildung 17 dargestellt.

$$S_{ES} = 1367 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \cdot \left[1 + 0,033 \cos\left(\frac{2\pi \cdot (n - 3)}{365,25}\right) \right] \quad (20)$$

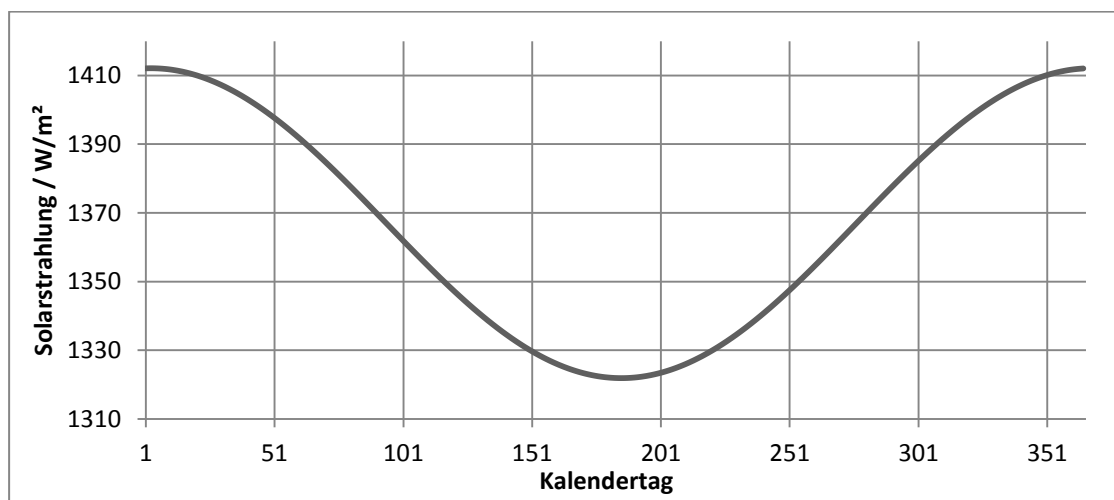


Abbildung 17: Grober Verlauf der extraterrestrischen Solarstrahlung im Jahr

Hier ist n der Kalendertag und 3 die Phasenverschiebung (das Maximum findet sich um den 3. Januar mit etwa 1412,1 W/m²); 3,3 % beträgt die Schwankung um den Mittelwert [17].

Durch Einsetzen von Gleichung (20) in (19) ergibt sich die Intensität der direkte Solarstrahlung schließlich als Funktion der Luftmasse und des Tages im Jahr zu:

$$S_D = 1367 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \left[1 + 0,033 \cos \left(\frac{2\pi(n-3)}{365,25} \right) \right] \cdot [(1 - 0,14 \text{ m}^{-1} \cdot h) \cdot 0,7^{AM^{0,678}} + 0,14 \text{ m}^{-1} \cdot h]. \quad (21)$$

Die zweite Komponente, das diffuse Licht, macht selbst an einem klaren Tag (hier angenommener Idealfall) bei senkrechter Sonneneinstrahlung noch etwa 10 % der direkten Strahlungsintensität aus [16]. Je nach Quelle ist allerdings das Verhältnis von direkter zu diffuser Strahlung sehr unterschiedlich angegeben, auch da dieses sehr von Standortfaktoren und Jahreszeit abhängt. Einfluss nehmen hier vor allem Aerosole, Kohlendioxid und Wasserdampf in der Luft. Da im Folgenden nicht mit den einzelnen Komponenten gerechnet wird, fällt dies nicht weiter ins Gewicht. Vereinfacht lässt sich also die Orthogonal-Strahlung (S_O) nach Gleichung (22) bestimmen zu:

$$S_O = 1,1 \cdot S_D. \quad (22)$$

Die Globalstrahlung (S_G) ist die auf der idealisierten horizontalen Erdoberfläche auftreffende Solarstrahlung. Um sie zu berechnen, muss die Elevation der Sonne und die von ihr einsehbare Fläche gemäß Gleichung (23) (analog Gl. (4), aber Komplementärwinkel) berücksichtigt werden.

$$S_G = S_O \cdot \sin \varepsilon \quad (23)$$

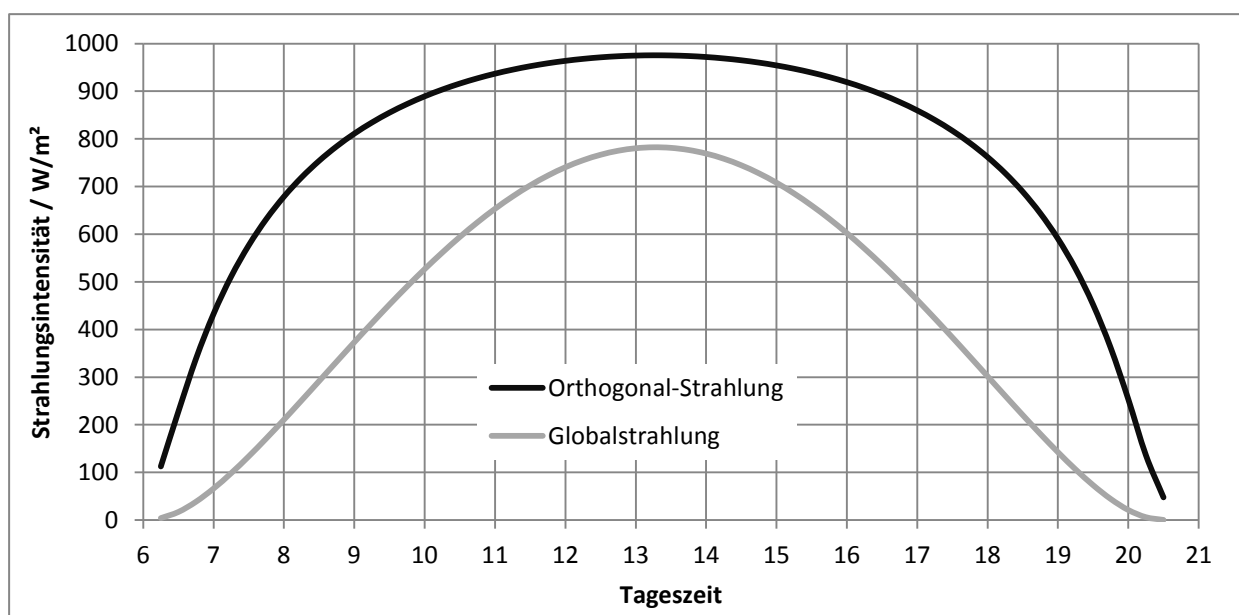


Abbildung 18: Bsp. für Orthogonal- und Globalstrahlung im Tagesverlauf für den 15. August in Halle (Saale)

5.2.3 Abschätzung des Ertrages anhand eines Beispiels

Mit den unter Kapitel 4 durchgeführten Messungen und den in 5.2.1 und 5.2.2 berechneten Daten kann nun der Ertrag eines Moduls bestimmt werden.

Abbildung 19 zeigt anhand von Messpunkten den Verlauf der abnehmenden Leistung im MPP bei spitzer werdendem Lichteinfallswinkel eines beispielhaften Minisolarmoduls. Nun kann unter Kenntnis der Lichteinfallswinkel auf jenes Modul im Tagesverlauf die Leistung desselben bestimmt werden. So beträgt beispielsweise der nach oben aufgeführter Weise errechnete Lichteinfallswinkel für den Standort Halle (51,49 ° Breite, 11,94° Länge) am 15. August um 10 Uhr für ein um 30° geneigtes und nach Süden ausgerichtetes Solarmodul 42,8°. Durch lineare Interpolation nach Gleichung (24) kann mit diesem Wert die zugehörige MPP-Leistung aus den in Abbildung 19 aufgeführten Messpunkten berechnet werden.

$$P = P_0 + \frac{P_1 - P_0}{W_1 - W_0} \cdot (W - W_0) \quad (24)$$

Hier sind W die Lichteinfallswinkel: W der zu interpolierende, W_0 der nächst kleinere gemessene, W_1 der nächst größere gemessene; P ist die interpolierte Leistung für W , P_1 ist die Leistung bei W_1 , P_0 ist die Leistung bei W_0 . Die Messpunkte (Abb. 19, schwarze Punkte) können so durch die interpolierten Werte (Abb. 19, graue Linien) zu einer Kurve verbunden werden.

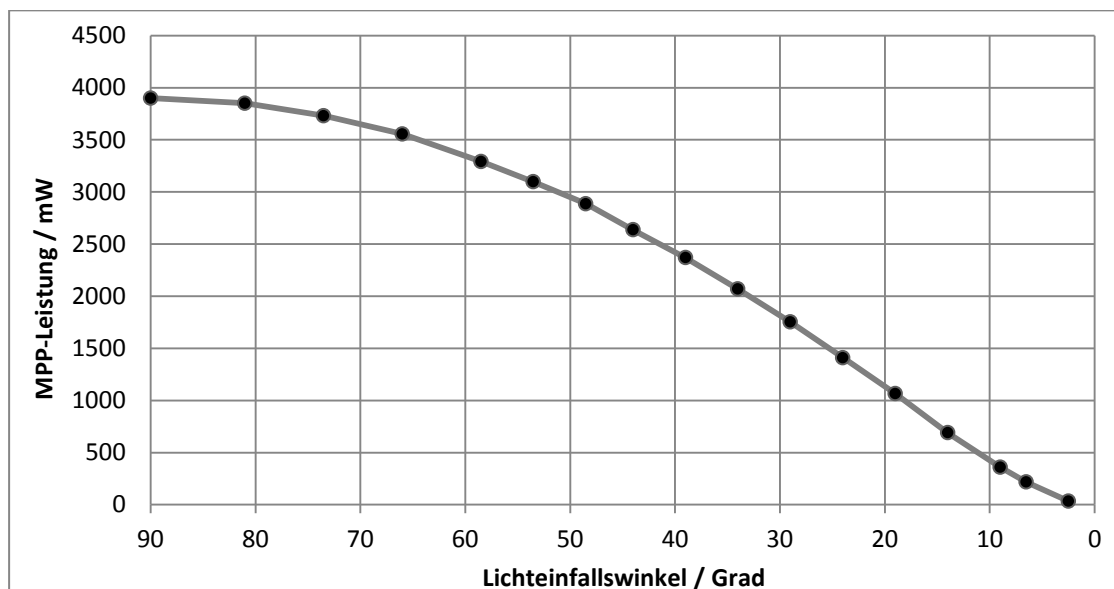


Abbildung 19: Beispielhafter Verlauf der MPP-Leistung unter verschiedenen Lichteinfallswinkeln

Für das Beispiel mit 42,8° Lichteinfallswinkel ergeben sich so 2573,4 mW. Jedoch sind sämtliche Werte der aufgeführten Kurve auf Standard-Testbedingungen bezogen. Durch Anwendung der obigen Formeln nach 5.2.2.3 ergab sich jedoch die Orthogonal-Strahlung zum

gewählten Zeitpunkt zu $889,3 \text{ W/m}^2$, also $88,93 \%$ von STC. Der korrigierte Wert für die Leistung ergibt sich so zu ebenfalls $88,93 \%$ vom obigen Wert auf $2288,6 \text{ mW}$. Im Weiteren wurden nun für zwölf Tage im Jahr jeweils Stundenweise die Leistungen berechnet, in Energie überführt und auf ein Jahr überschlagen, mit dem Ergebnis von $7,5 \text{ kWh}$ für das aufgeführte Beispiel: es bietet sich so ein erster Vergleichswert. Nun liegt aber die tatsächliche Globalstrahlung, vor allem aufgrund von Bewölkung, je nach Region, im Jahresmittel deutlich niedriger, als für den hier angenommenen Idealfall. Für den gewählten Standort Halle beträgt sie nach Berechnung etwa $1580 \text{ kWh/m}^2\text{a}$; tatsächlich sind es im langjährigen Mittel aber nur $1080 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ [18] (Eingangswert: Jahressumme der Globalstrahlung). Ins Verhältnis gesetzte heißt das letztlich: Das Minimodul liefert unter gegebenen Bedingungen einen Jahresertrag von rund $5,1 \text{ kWh}$.

Nachstehend sind zusätzlich die abgeschätzten monatlichen Erträge dargestellt. Da jedoch eine gleichmäßige Korrektur der Globalstrahlung über das Jahr vorgenommen wurde und damit u.a. die monatlich schwankende Sonnenscheindauer unberücksichtigt ist, sollten sich hier teils große Abweichungen zur Realität ergeben. Während der Jahresertrag auf diese Weise relativ gut bestimmt werden kann, bieten die Monatserträge nur einen groben Trend und können erheblich schwanken.

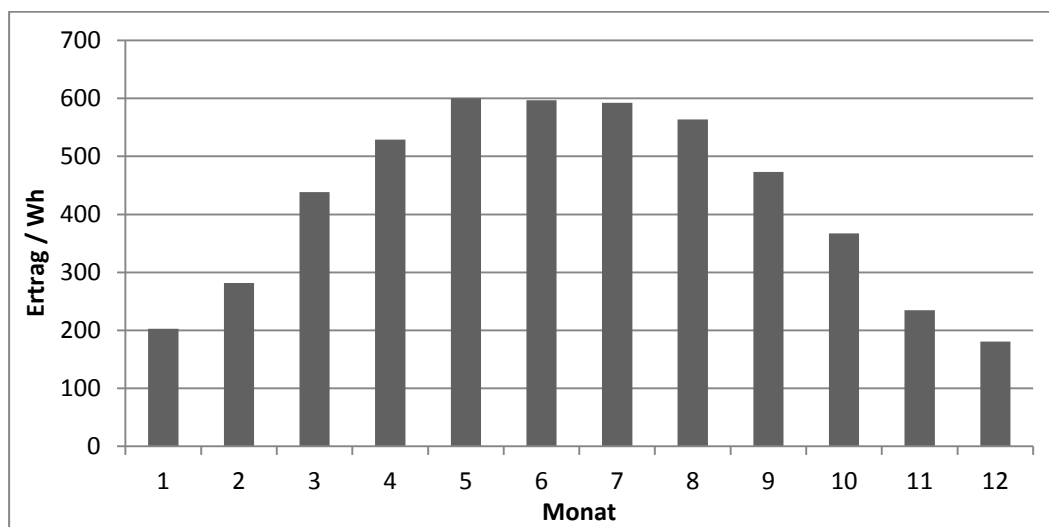


Abbildung 20: Monatssummen an erzeugter Energie für das angegebene Beispiel

5.3 Abschätzung des Jahresertrages der vermessenen Minisolarmodule

Zur Abschätzung des Jahresertrages der verschiedenen Solarmodule soll das oben entworfene Programm dienen – nachfolgend bezeichnet als: erstellter Rechner. Um die Genauigkeit der berechneten Jahreserträge einzuschätzen, sind für die vermessenen Module zusätzlich die Erträge mit Hilfe von zwei online verfügbaren Ertragsrechnern verglichen worden. Beide genutzten Online-Ertragsrechner verwendeten dabei, anders als das hier entworfene Programm, lediglich die einfache MPP-Leistungen (rechtwinklige Lichteinstrahlung) der Solarmodule als Berechnungs-

grundlage für den Ertrag. Um den tatsächlichen Ertrag unter freier Sonne zu prognostizieren, sind die Datensätze aus den Messungen unter natürlichem Sonnenlicht verwendet worden, da das hier verstärkt aufgetretene diffuse Licht einen nicht geringen Einfluss auf den Ertrag besitzt.

Winkel zur Senkrechten	MPP-Leistung Modul mit AR	MPP-Leistung Modul ohne AR
0,00°	3869,25 mW	3749,24 mW
7,58°	3779,03 mW	3617,11 mW
14,17°	3639,36 mW	3491,97 mW
20,75°	3478,95 mW	3349,92 mW
28,33°	3262,06 mW	3150,69 mW
34,92°	3028,98 mW	2956,02 mW
41,50°	2765,78 mW	2734,39 mW
51,08°	2349,82 mW	2359,31 mW
60,67°	1924,42 mW	1875,15 mW
67,25°	1544,51 mW	1479,60 mW
74,83°	1085,81 mW	1045,78 mW
82,42°	661,15 mW	666,49 mW
87,00°	447,69 mW	441,96 mW

Tabelle 3: MPP-Leistung der in Kapitel 4 vermessenen Module in Abhängigkeit des Lichteinfallswinkels

Ertragsrechner	Standort	Neigung	Modulertrag [kWh]		Abweichung zum erstellten Rechner		Abweichung mit/ohne AR
			Mit AR	Ohne AR	Mit AR	Ohne AR	
Erstellter Rechner	Halle (Saale)	0°	3,8535	3,7771	0,00 %	0,00 %	1,98 %
		30°	4,9709	4,8515	0,00 %	0,00 %	2,40 %
		60°	4,8846	4,7578	0,00 %	0,00 %	2,60 %
	Yuma, USA	0°	7,2519	7,1148	0,00 %	0,00 %	1,89 %
		30°	8,3920	7,9815	0,00 %	0,00 %	4,89 %
		60°	7,3295	6,9358	0,00 %	0,00 %	5,37 %
SolarServer Online Rechner [21]	Halle (Saale)	0°	3,9271	3,8589	1,91 %	2,17 %	1,74 %
		30°	4,8699	4,7187	-2,03 %	-2,74 %	3,10 %
		60°	4,9298	4,7766	0,93 %	0,40 %	3,11 %
	Yuma, USA	0°	6,7175	6,5091	-7,37 %	-8,51 %	3,10 %
		30°	7,7052	7,4663	-8,18 %	-6,45 %	3,10 %
		60°	7,2681	7,0426	-0,84 %	1,54 %	3,10 %
PVWatts Calculator [22]	Halle (Saale)	0°	3,8643	3,7444	0,28 %	-0,87 %	3,10 %
		30°	4,3934	4,2571	-11,62 %	-12,25 %	3,10 %
		60°	4,0738	3,9474	-16,60 %	-17,03 %	3,10 %
	Yuma, USA	0°	7,1808	6,9581	-0,98 %	-2,20 %	3,10 %
		30°	8,1948	7,9406	-2,35 %	-0,51 %	3,10 %
		60°	7,3874	7,1583	0,79 %	3,21 %	3,10 %

Tabelle 4: Prognostizierte Jahreserträge für verschiedene Neigungen und Standorte nach Ertragsrechner unterteilt

Für die obigen Berechnungen nach Tabelle 4 wurden verschiedene Modul-Neigungswinkel und Standorte angenommen, stets bei Ausrichtung nach Süden (180°). Das Beispiel Yuma (Arizona, USA; 2070 kWh/m²a [19]) ist als Extremfall gewählt, für den sonnenreichsten Ort der Erde [20].

Im Gesamtmittel für alle errechneten Modulerträge ergibt sich für das Modul mit AR-Schicht ein um etwa 3,1 % höherer Jahresertrag relativ zum Modul ohne AR-Schicht; dies entspricht genau dem Unterschied der MPP-Leistungen beider in Tabelle 3 gezeigten Module für 0°. Anders als die Online-Ertragsrechner, ergaben sich unterschiedliche Abweichungen der Erträge je nach Neigung für die mit dem erstellten Rechner bestimmten Werte, da dieser sämtliche winkelabhängigen MPP-Leistungen und damit die spezifischen optischen Eigenschaften berücksichtigt und je nach Modulneigung oder Einstrahlung die AR-Schicht mehr oder weniger nützlich sein kann (vgl. Tab. 4: Abweichung mit/ohne AR).

Eine Tendenz der relativen Abweichungen des erstellten Rechners zu den online verfügbaren zeigt sich nicht. Auch diese weichen zueinander ebenso ab, wie teilweise zu dem erstellten Rechner. Grund für die Unterschiede ist zum einen, dass die Online-Rechner z.T. andere Berechnungsgrundlagen nutzen können und zum anderen ggf. nicht auf Wetterdaten vom festgelegten Standort zurückgreifen, sondern diese von nahegelegenen Wetteraufzeichnungsstationen verwenden. Letztlich zeigt sich, dass die mit dem erstellten Rechner bestimmten Erträge mit denen andere korrelieren und im Wesentlichen im selben Größenbereich liegen. Die tatsächliche Genauigkeit gegenüber dem Ertrag, der unter wirklichen Bedingungen erreicht werden kann, kann nur in einem Feldversuch herausgefunden werden.

Im Anhang (F bis H) sind Ausschnitte aus dem Tabellen-Dokument und die genutzten Formeln exemplarisch dargestellt.

6 Fazit

Mit dem hier modifizierten und evaluierten mobilen Messstand ist eine weitere Möglichkeit innerhalb des Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik CSP geschaffen worden, Solarzellenkennlinien aufzunehmen, nämlich unter natürlichem Sonnenlicht und dabei abhängig vom Lichteinfallswinkel.

Zunächst ist aufbauend auf der bereits erwähnten Arbeit „Aufbau eines winkelverstellbaren Messplatzes für Solarzellen und -module“ das dort programmierte Messsystem und der Messstand erweitert und mobil nutzbar gemacht worden. Der so entstandene winkelverstellbare mobile Messstand wurde anschließend anhand des Vergleiches zu bereits eingesetzten Messsystemen zur Aufnahme von Strom-/Spannungskennlinien von Solarzellen evaluiert. Diverse Unterschiede, im Verlauf der mit dem aufgebauten mobilen Messstand aufgenommenen Solarzellenkennlinien und der der anderen Systeme, die sich anfangs noch zeigten, konnten geklärt und im Wesentlichen beseitigt werden (vgl. 3.5), sodass der Messstand damit einsatzbereit für die Aufnahme von Lichteinfallswinkel-abhängigen Solarzellenkennlinien gemacht worden ist.

Die winkelabhängigen Messungen sind unter künstlichem und natürlichem Sonnenlicht erfolgt, um wiederum u.a. beide Varianten zu vergleichen und zu bewerten. Es sind darüber hinaus verschiedene Solarmodule vermessen worden: eines mit einer Antireflexbeschichtung und eines ohne einer solchen. Ziel der winkelabhängigen Messungen ist letztlich der quantitative Vergleich des Transmissionsgrades verschiedener Module (verschiedener Gläser, Strukturierungen oder Antireflexbeschichtungen) – so sollen sich Aussagen hinsichtlich der Antireflexeigenschaften ableiten lassen. Wie zu erwarten war, zeigte sich auch beispielhaft, dass jenes der Module mit einer Antireflexbeschichtung ein besseres Lichtsammelvermögen besitzt als jenes ohne (vgl. Abb. 7); allerdings zeigen die normierten winkelabhängigen Transmissionsgrade (vgl. Abb. 9) noch nicht mit letzterer Genauigkeit in allen Bereichen das erwartete Ergebnis. Die Unterschiede zwischen natürlichem und künstlichem Sonnenlicht zeigen sich beim direkten Vergleich des abnehmenden Kurzschlussstromes bei spitzer werdendem Lichteinfallswinkel (vgl. Abb. 7): sie kommen im Wesentlichen durch den verschieden großen Anteil an diffusem Licht zustande und deshalb sind die Kurzschlussströme unter natürlichem Sonnenlicht größer.

Im Letzten Teil der Arbeit ist ein Programm zur Abschätzung der Standort-abhängigen Erträge von Solarmodulen entworfen worden. Mit ihm lassen sich anhand der Eingabe u.a. der aus den winkelabhängigen Messungen bei natürlichem Sonnenlicht gewonnenen Daten die Jahres- und Monaterträge der spezifischen Solarmodule berechnen. Der Einfluss der verschiedenen Transmissionsgrade verschiedener Module kann anhand der so bestimmten Erträge weiter

quantitativ und qualitativ bewertet werden. Tatsächlich zeigt sich beim Vergleich auch, dass das Modul mit Antireflexbeschichtung unter den verschiedenen simulierten Bedingungen einen etwas höheren Ertrag liefert, als das ohne. Die berechneten Erträge korrelieren darüber hinaus auch mit denen anderer Rechner. Jedoch stimmen die errechneten Werte des erstellten Rechners noch nicht in allen Situationen gut mit denen anderer Ertragsrechner überein, obgleich diese auch untereinander Unterschiede zeigen. Künftig könnte also der erstellte Ertragsrechner z.B. durch Feldversuche weiter evaluiert und ggf. erweitert werden – die Albedo verschiedener Standorte wird bspw. bisher noch nicht berücksichtigt –, um tatsächlich für Ertragsabschätzungen universal und uneingeschränkt einsetzbar und anwendbar zu sein.

Der hier aufgebaute Messstand und das entwickelte Programm zur Ertragsberechnung haben sich in den ersten Versuchen grundlegend im geforderten Rahmen bewährt und können damit künftig für vergleichbare Versuche genutzt werden.

Quellen- und Literaturverzeichnis

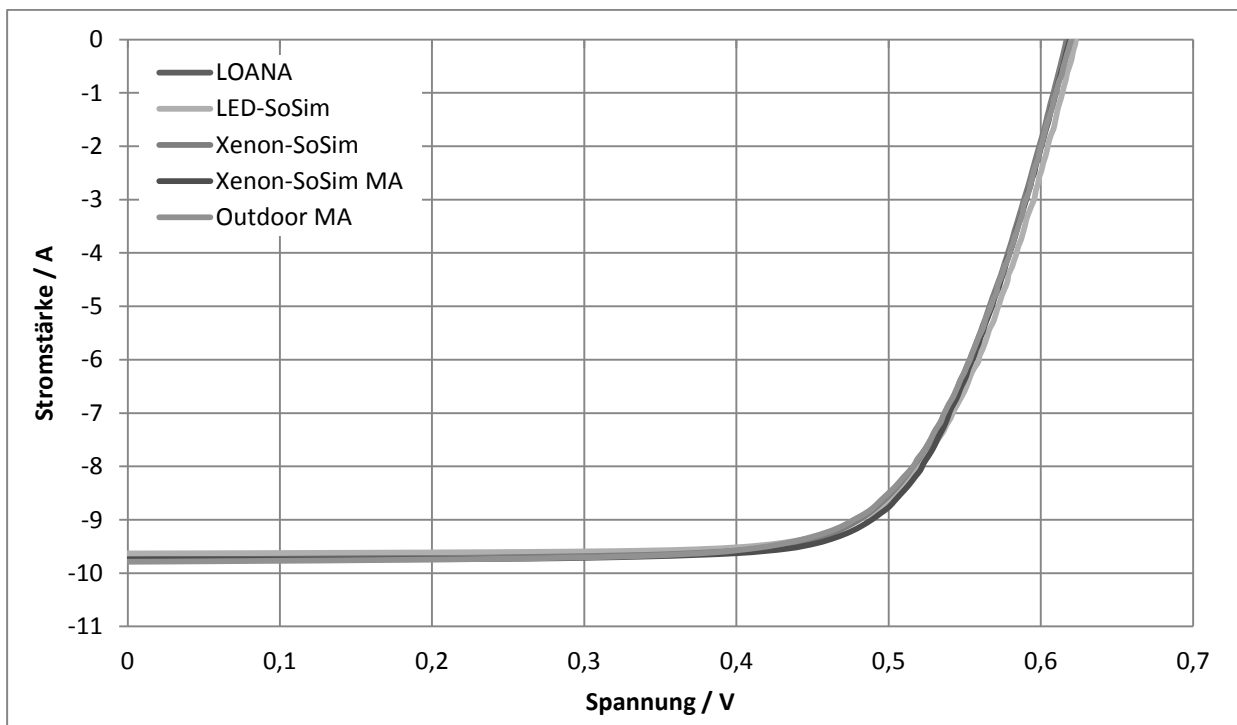
- [1] W. Herrmann, L. Rimmelspacher und M. Reuter, „Optical Characteristics of PV Module Front Glasses - Incidence Angle Effects of Various Glass Types And Impact on Annual Energy Yield,“ TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, 51101 Köln, 2013.
- [2] E. Flach, „Klimatologische Untersuchungen über die geographische Verteilung der Globalstrahlung und der diffusen Himmelsstrahlung,“ Physikalisch-Meteorologisches Observatorium Davos, Davos, 1965.
- [3] D. Friedrich, „Aufbau eines winkelverstellbaren Messplatzes für Solarzellen und -module,“ Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik, 06120 Halle (Saale), 2015.
- [4] Kepco Inc., „Kepco Power,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.kepcopower.com/bop.htm>. [Zugriff am 3. August 2015].
- [5] pv-tools GmbH, User Manual LOANA, 31785 Hameln, Deutschland: pv-tools GmbH, 2013.
- [6] L.O.T.-Oriol GmbH Co. KG, Solar Simulators and Uniform Exposure Systems, Darmstadt, 2010.
- [7] J. M. d. C. Pó, „Assessment of the IEC 60891 norm conversion methods under outdoor test conditions,“ Universidade de Lisboa, Faculdade de Ciências, Lissabon, 2011.
- [8] D. L. King, J. A. Kratochvil und W. E. Boyson, Temperature Coefficients for PV Modules and Arrays: Measurement Methods, Difficulties and Results, Albuquerque, NM 87185-0753, USA, 1997.
- [9] B. Litzenburger und J. Dittrich, „PV Modules with Anti-Reflective Coated Glass: Performance Simulation and Outdoor Measurements of Specific Energy Yield Gain,“ 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt am Main, 2012.
- [10] ITACA, „ITACAnet,“ 28. Mai 2011. [Online]. Available: <http://www.itacanet.org/the-sun-as-a-source-of-energy/part-3-calculating-solar-angles/>. [Zugriff am 14. Juli 2015].
- [11] D. C. Reimers, „ViS:AT,“ 11. Juni 2012. [Online]. Available: http://www.virtuelleschule.at/presentations/astronomie_astrophysik/Grundlagen_der_Astronomie.pdf. [Zugriff am 14. Mai 2015].
- [12] M. Thürkow, „Sonnenstandsberechnung - Vergleich verschiedener Berechnungen des Sonnenstandes in Abhängigkeit von Position und Zeit,“ Fachbereich Geowissenschaften der Freien Universität Berlin, 12165 Berlin, 2009.
- [13] J. Meeus, Astronomical Algorithms, Richmond, Virginia 23235 USA: Willmann-Bell, 1999.

- [14] C. Strutz, „Schulphysik,“ 20. Juli 2002. [Online]. Available: <http://www.schulphysik.de/strutz/zeitgl.pdf>. [Zugriff am 15. Juli 2015].
- [15] C. Cornwall, „Earth System Research Laboratory,“ National Oceanic & Atmospheric Administration, 2. August 2011. [Online]. Available: <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/grad/solcalc/calcdetails.html>. [Zugriff am 15. Juli 2015].
- [16] S. Bowden und C. Honsberg, „PVEducation,“ 15. Juli 2015. [Online]. Available: <http://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/air-mass>. [Zugriff am 16. Juli 2015].
- [17] Deutscher Wetterdienst, „Deutscher Wetterdienst,“ 1. Juni 2005. [Online]. Available: http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU1/KU12/Klimagutachten/Solarenergie/Globalstr__Info__4S,templateld=raw,property=publicationFile.pdf/Globalstr_Info_4S.pdf. [Zugriff am 16. Juli 2015].
- [18] Deutscher Wetterdienst, „Deutscher Wetterdienst,“ 5. September 2012. [Online]. Available: http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU1/KU12/Klimagutachten/Solarenergie/Globalkarten__entgeltfrei/VielJ_C3_A4hrigeMittelwerte/Jahr__1981-2010,templateld=raw,property=publicationFile.pdf/Jahr_1981-2010.pdf. [Zugriff am 22. Juli 2015].
- [19] 3TIER's Global Solar Dataset 3km with units in W/m², „IRENA - International Renewable Energy Agency,“ 2013. [Online]. Available: <http://irena.masdar.ac.ae/irena.html>. [Zugriff am 21. August 2015].
- [20] National Oceanic And Atmospheric Administration, „NOAA National Oceanic And Atmospheric Administration,“ National Oceanic And Atmospheric Administration, 16. Januar 2008. [Online]. Available: <https://www.ncdc.noaa.gov/extremes/extreme-us-climates.php#SUN-CLOUD>. [Zugriff am 24. September 2015].
- [21] Heindl Server GmbH, „SolarServer,“ Heindl Server GmbH, 15. September 2014. [Online]. Available: http://www.solarserver.de/service_tools/online_rechner/pv_anlage_online_berechnen.html. [Zugriff am 24. August 2015].
- [22] National Renewable Energy Laboratory (NREL), „PVWatts,“ Alliance for Sustainable Energy, LLC, [Online]. Available: <http://pwwatts.nrel.gov/pwwatts.php>. [Zugriff am 25. August 2015].

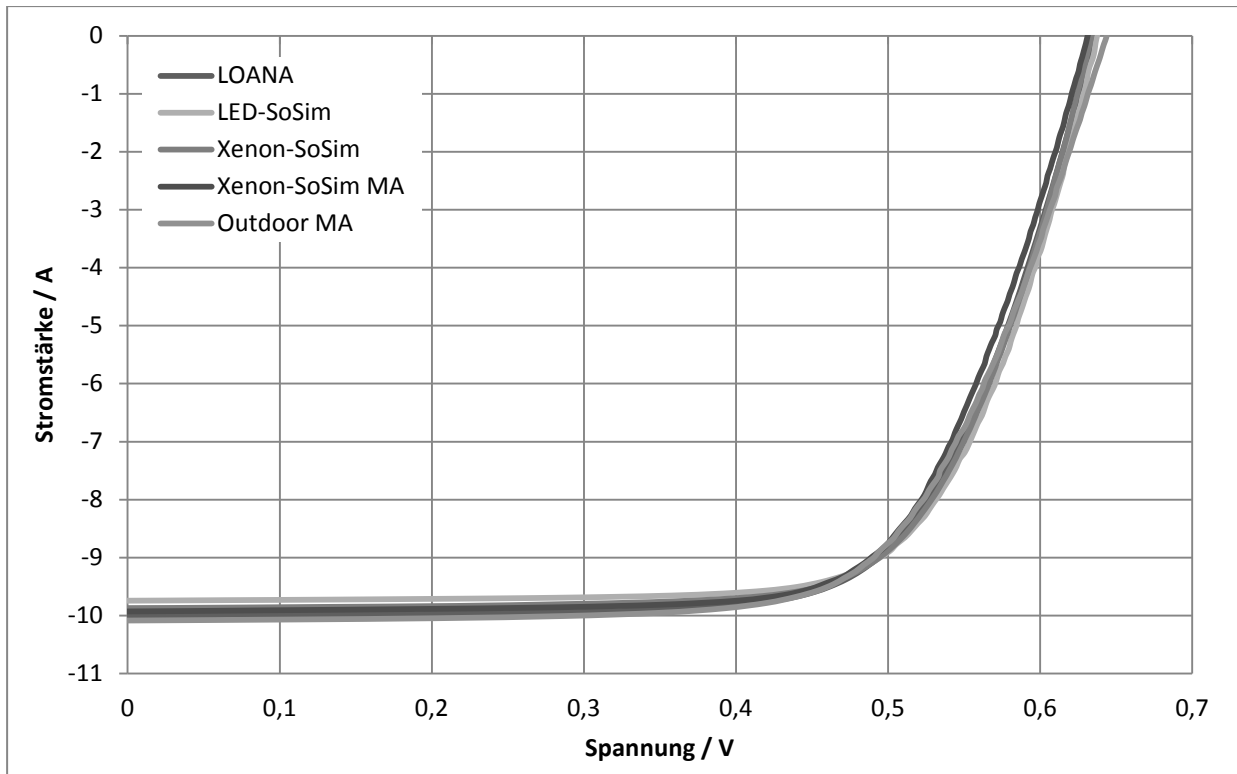
Anhang



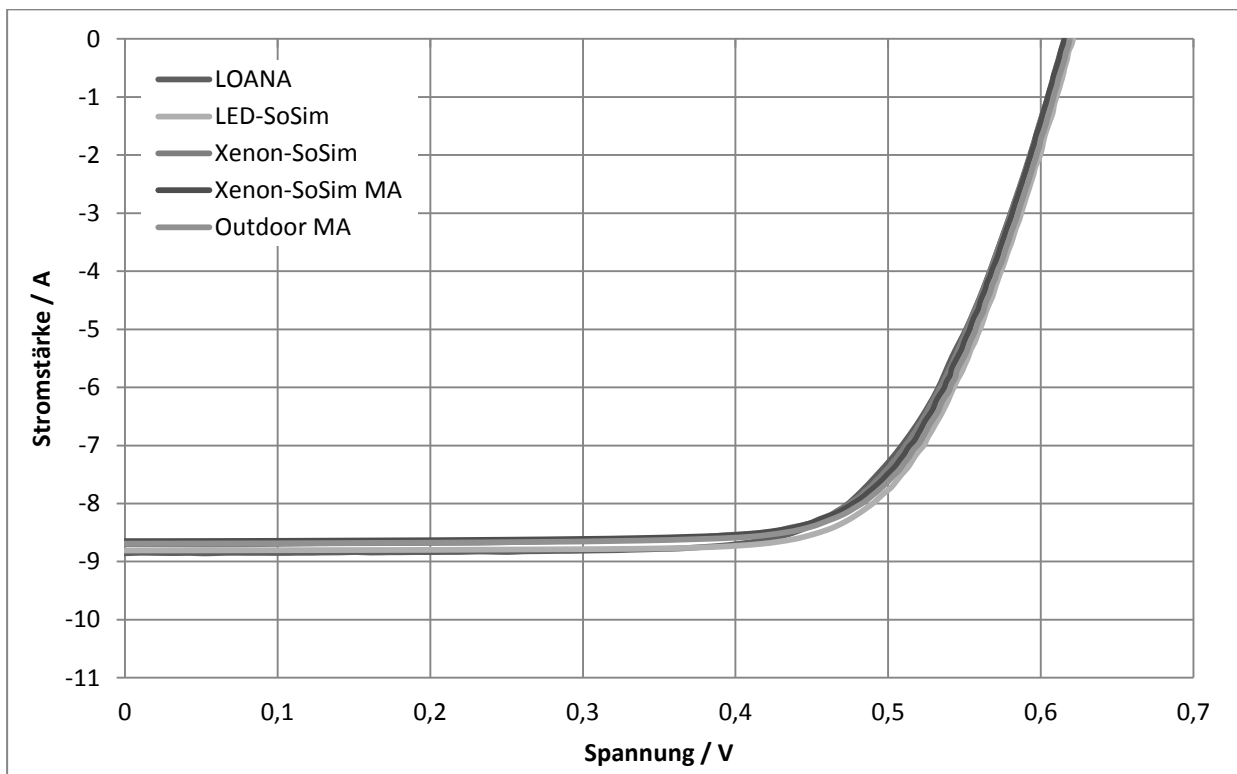
Anhang A: Aufbau zur Bestimmung der Diffusstrahlung durch Abschattung des Solarmoduls



Anhang B: Verlauf der Kennlinien des Referenzmoduls „enlight6“ nach Messverfahren unterteilt



Anhang C: Verlauf der Kennlinien des Referenzmoduls „Klon_5“ nach Messverfahren unterteilt



Anhang D: Verlauf der Kennlinien des Referenzmoduls „Glas-Glas“ nach Messverfahren unterteilt

		evasky6	enlight6	Klon_5	Glas-Glas	Coated_83
LOANA	Isc [A]	-9,6330	-9,7000	-9,9930	-8,8550	-9,6080
	Uoc [V]	0,6177	0,6181	0,6350	0,6166	0,6115
	Impp [A]	-8,7290	-8,9563	-9,2274	-8,0315	-8,9566
	Umpp [V]	0,4618	0,4820	0,4820	0,4724	0,4821
	Pmpp [W]	-4,0314	-4,3168	-4,4480	-3,7939	-4,3176
	FF [1]	0,6775	0,7200	0,7010	0,6948	0,7349
LED-SoSim	Isc [A]	-9,6354	-9,6305	-9,7407	-8,8082	-9,5205
	Uoc [V]	0,6209	0,6230	0,6378	0,6210	0,6153
	Impp [A]	-8,7095	-8,8534	-8,9880	-8,1825	-8,8666
	Umpp [V]	0,4655	0,4896	0,4954	0,4801	0,4883
	Pmpp [W]	-4,0543	-4,3345	-4,4530	-3,9288	-4,3296
	FF [1]	0,6777	0,7224	0,7168	0,7183	0,7391
Xenon-SoSim	Isc [A]	-9,6542	-9,7436	-9,8696	-8,7002	-9,4698
	Uoc [V]	0,6153	0,6169	0,6339	0,6155	0,6105
	Impp [A]	-8,7184	-8,9166	-9,0576	-8,0329	-8,7489
	Umpp [V]	0,4623	0,4849	0,4913	0,4732	0,4872
	Pmpp [W]	-4,0302	-4,3239	-4,4500	-3,8015	-4,2625
	FF [1]	0,6785	0,7193	0,7113	0,7099	0,7373
Xenon-SoSim MA	Isc [A]	-9,6367	-9,7459	-9,9278	-8,6469	-9,4984
	Uoc [V]	0,6178	0,6190	0,6313	0,6154	0,6105
	Impp [A]	-8,8632	-8,9976	-9,0950	-7,9305	-8,8813
	Umpp [V]	0,4574	0,4889	0,4844	0,4812	0,4789
	Pmpp [W]	-4,0543	-4,3990	-4,4059	-3,8162	-4,2536
	FF [1]	0,6810	0,7291	0,7029	0,7171	0,7335
Outdoor MA	Isc [A]	-9,6252	-9,7859	-10,0843	-8,6887	-9,9171
	Uoc [V]	0,6217	0,6200	0,6438	0,6189	0,6092
	Impp [A]	-8,6374	-8,8881	-9,2386	-7,9722	-9,2642
	Umpp [V]	0,4736	0,4841	0,4787	0,4844	0,4877
	Pmpp [W]	-4,0909	-4,3029	-4,4227	-3,8617	-4,5180
	FF [1]	0,6836	0,7092	0,6813	0,7181	0,7478

Anhang E: Gegenüberstellung einiger Modulparameter nach Messverfahren

	A	B
1		
2	PI/180	0,017453293
3		
4	Ertrag_ideal [kWh]	5,7375
5	Ertrag_kor_1 [kWh]	3,8381
6	Ertrag_kor_2 [kWh]	3,7771
7	Ertrag_oN [kWh]	4,0492
8		
9	Ort	Halle
10	Breite [Grad]	51,49
11	Länge [Grad]	11,94
12	Höhe ü. NN [m]	100
13	Jhl. Glob.str. [kWh]	1080
14	UTC	2
15		
16	Modul	
17	Neigung [Grad]	0
18	Ausrichtg. [Grad]	180
19		
20	Lichteinf. [Grad]	Pmpp [mW]
21	90	3749,24301
22	82,41666667	3617,110632
23	75,83333333	3491,969947
24	69,25	3349,915232
25	61,66666667	3150,687204
26	55,08333333	2956,018682
27	48,5	2734,391553
28	38,91666667	2359,311377
29	29,33333333	1875,146733
30	22,75	1479,603285
31	15,16666667	1045,778151
32	7,583333333	666,4874782
33	3	441,9619734
34		

Anhang F: Beispielhafte Eingangsdaten und Ergebnis für Ertragsberechnung

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377	378	379	380	381	382	383	384	385	386	387	388	389	390	391	392	393	394	395	396	397	398	399	400	401	402	403	404	405	406	407	408	409	410	411	412	413	414	415	416	417	418	419	420	421	422	423	424	425	426	427	428	429	430	431	432	433	434	435	436	437	438	439	440	441	442	443	444	445	446	447	448	449	450	451	452	453	454	455	456	457	458	459	460	461	462	463	464	465	466	467	468	469	470	471	472	473	474	475	476	477	478	479	480	481	482	483	484	485	486	487	488	489	490	491	492	493	494	495	496	497	498	499	500	501	502	503	504	505	506	507	508	509	510	511	512	513	514	515	516	517	518	519	520	521	522	523	524	525	526	527	528	529	530	531	532	533	534	535	536	537	538	539	540	541	542	543	544	545	546	547	548	549	550	551	552	553	554	555	556	557	558	559	560	561	562	563	564	565	566	567	568	569	570	571	572	573	574	575	576	577	578	579	580	581	582	583	584	585	586	587	588	589	590	591	592	593	594	595	596	597	598	599	600	601	602	603	604	605	606	607	608	609	610	611	612	613	614	615	616	617	618	619	620	621	622	623	624	625	626	627	628	629	630	631	632	633	634	635	636	637	638	639	640	641	642	643	644	645	646	647	648	649	650	651	652	653	654	655	656	657	658	659	660	661	662	663	664	665	666	667	668	669	670	671	672	673	674	675	676	677	678	679	680	681	682	683	684	685	686	687	688	689	690	691	692	693	694	695	696	697	698	699	700	701	702	703	704	705	706	707	708	709	710	711	712	713	714	715	716	717	718	719	720	721	722	723	724	725	726	727	728	729	730	731	732	733	734	735	736	737	738	739	740	741	742	743	744	745	746	747	748	749	750	751	752	753	754	755	756	757	758	759	760	761	762	763	764	765	766	767	768	769	770	771	772	773	774	775	776	777	778	779	780	781	782	783	784	785	786	787	788	789	790	791	792	793	794	795	796	797	798	799	800	801	802	803	804	805	806	807	808	809	810	811	812	813	814	815	816	817	818	819	820	821	822	823	824	825	826	827	828	829	830	831	832	833	834	835	836	837	838	839	840	841	842	843	844	845	846	847	848	849	850	851	852	853	854	855	856	857	858	859	860	861	862	863	864	865	866	867	868	869	870	871	872	873	874	875	876	877	878	879	880	881	882	883	884	885	886	887	888	889	890	891	892	893	894	895	896	897	898	899	900	901	902	903	904	905	906	907	908	909	910	911	912	913	914	915	916	917	918	919	920	921	922	923	924	925	926	927	928	929	930	931	932	933	934	935	936	937	938	939	940	941	942	943	944	945	946	947	948	949	950	951	952	953	954	955	956	957	958	959	960	961	962	963	964	965	966	967	968	969	970	971	972	973	974	975	976	977	978	979	980	981	982	983	984	985	986	987	988	989	990	991	992	993	994	995	996	997	998	999	1000	1001	1002	1003	1004	1005	1006	1007	1008	1009	1010	1011	1012	1013	1014	1015	1016	1017	1018	1019	1020	1021	1022	1023	1024	1025	1026	1027	1028	1029	1030	1031	1032	1033	1034	1035	1036	1037	1038	1039	1040	1041	1042	1043	1044	1045	1046	1047	1048	1049	1050	1051	1052	1053	1054	1055	1056	1057	1058	1059	1060	1061	1062	1063	1064	1065	1066	1067	1068	1069	1070	1071	1072	1073	1074	1075	1076	1077	1078	1079	1080	1081	1082	1083	1084	1085	1086	1087	1088	1089	1090	1091	1092	1093	1094	1095	1096	1097	1098	1099	1100	1101	1102	1103	1104	1105	1106	1107	1108	1109	1110	1111	1112	1113	1114	1115	1116	1117	1118	1119	1120	1121	1122	1123	1124	1125	1126	1127	1128	1129	1130	1131	1132	1133	1134	1135	1136	1137	1138	1139	1140	1141	1142	1143	1144	1145	1146	1147	1148	1149	1150	1151	1152	1153	1154	1155	1156	1157	1158	1159	1160	1161	1162	1163	1164	1165	1166	1167	1168	1169	1170	1171	1172	1173	1174	1175	1176	1177	1178	1179	1180	1181	1182	1183	1184	1185	1186	1187	1188	1189	1190	1191	1192	1193	1194	1195	1196	1197	1198	1199	1200	1201	1202	1203	1204	1205	1206	1207	1208	1209	1210	1211	1212	1213	1214	1215	1216	1217	1218	1219	1220	1221	1222	1223	1224	1225	1226	1227	1228	1229	1230	1231	1232	1233	1234	1235	1236	1237	1238	1239	1240	1241	1242	1243	1244	1245	1246	1247	1248	1249	1250	1251	1252	1253	1254	1255	1256	1257	1258	1259	1260	1261	1262	1263	1264	1265	1266	1267	1268	1269	1270	1271	1272	1273	1274	1275	1276	1277	1278	1279	1280	1281	1282	1283	1284	1285	1286	1287	1288	1289	1290	1291	1292	1293	1294	1295	1296	1297	1298	1299	1300	1301	1302	1303	1304	1305	1306	1307	1308	1309	1310	1311	1312	1313	1314	1315	1316	1317	1318	1319	1320	1321	1322	1323	1324	1325	1326	1327	1328	1329	1330	1331	1332	1333	1334	1335	1336	1337	1338	1339	1340	1341	1342	1343	1344	1345	1346	1347	1348	1349	1350	1351	1352	1353	1354	1355	1356	1357	1358	1359	1360	1361	1362	1363	1364	1365	1366	1367	1368	1369	1370	1371	1372	1373	1374	1375	1376	1377	1378	1379	1380	1381	1382	1383	1384	1385	1386	1387	1388	1389	1390	1391	1392	1393	1394	1395	1396	1397	1398	1399	1400	1401	1402	1403	1404	1405	1406	1407	1408	1409	1410	1411	1412	1413	1414	1415	1416	1417	1418	1419	1420	1421	1422	1423	1424	1425	1426	1427	1428	1429	1430	1431	1432	1433	1434	1435	1436	1437	1438	1439	1440	1441	1442	1443	1444	1445	1446	1447	1448	1449	1450	1451	1452	1453	1454	1455	1456	1457	1458	1459	1460	1461	1462	1463	1464	1465	1466	1467	1468	1469	1470	1471	1472	1473	1474	1475	1476	1477	1478	1479	1480	1481	1482	1483	1484	1485	1486	1487	1488	1489	1490
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Variable	Zelle	Formel
Ertrag_ideal [kWh]	B4	=SUMME(AC2:AC289)/12000*365,25
Ertrag_kor_2 [kWh]	B6	=B4*B13/(SUMME(U2:U289)/12000*365*1,08)
Jahresteil	I2	=2*PI()/365,25*(F2-1+(G2+H2/60-12)/24)
Deklination [°]	J2	=(0,006918-0,399912*COS(I2)+0,070257*SIN(I2)- 0,006758*COS(I2)+0,000907*SIN(I2)- 0,002697*COS(1,5*I2)+0,00148*SIN(1,5*I2))/B\$2
ZGL [min]	K2	=229,18*(0,000075+0,001868*COS(I2)-0,032077*SIN(I2)- -0,014615*COS(2*I2)-0,040849*SIN(2*I2))
Std.winkel [°]	L2	=15*(G2-B\$14+H2/60+K2/60+B\$11/15-12)
Elevation [°]	M2	=ARCSIN(COS(J2*B\$2)*COS(L2*B\$2)*COS(B\$10*B\$2)+SIN(J2*B\$2)*SIN(B\$10*B\$2))/B\$2
Gesamtwink. [°]	P2	=ARCSIN(SIN(J2*B\$2)*SIN(B\$10*B\$2)*COS(B\$17*B\$2)+SIN(J2*B\$2)*COS(B\$10*B\$2)*SIN(B\$17*B\$2)*COS(B\$18*B\$2)+COS(J2*B\$2)*COS(B\$10*B\$2)*COS(B\$17*B\$2)*COS(L2*B\$2)- COS(J2*B\$2)*SIN(B\$10*B\$2)*SIN(B\$17*B\$2)*COS(B\$18*B\$2)* COS(L2*B\$2)- COS(J2*B\$2)*SIN(B\$17*B\$2)*SIN(B\$18*B\$2)*SIN(L2*B\$2))/B\$2
Lichteinf. [°]	Q2	=WENN(UND(M2>0;P2>0);P2;" ")
Air Mass	R2	=WENN(M2>0;WURZEL((6371/7,991*COS((90-M2)*B\$2))^2+2*6371/7,991+1)-6371/7,991*COS((90-M2)*B\$2);" ")
Direktstrlg. [W/m²]	S2	=WENN(M2>0;(1367*(1+0,034*COS(2*PI()*F2/365,25)))*((1-0,14*(B\$12/1000))*0,7^(R2^0,678)+0,14*(B\$12/1000));" ")
Orthog-Str. [W/m²]	T2	=WENN(M2>0;S2*1,1;" ")
Globalstrlg. [W/m²]	U2	=WENN(M2>0;S2*1,1*SIN(M2*B\$2);" ")
Reihe	V2	=WENN(UND(M2>0;P2>0);VERGLEICH(Q2;\$A\$21:\$A\$43;-1);" ")
yo	W2	=WENN(UND(M2>0;P2>0);BEREICH.VERSCHIEBEN(\$A\$21;V2-1;0);" ")
xo	X2	=WENN(UND(M2>0;P2>0);BEREICH.VERSCHIEBEN(\$A\$21;V2-1;1);" ")
yu	Y2	=WENN(UND(M2>0;P2>0);BEREICH.VERSCHIEBEN(\$A\$21;V2;0);" ")
xu	Z2	=WENN(UND(M2>0;P2>0);BEREICH.VERSCHIEBEN(\$A\$21;V2;1);" ")
Pmpp_int [mW]	AA2	=WENN(UND(M2>0;P2>0);Z2+(X2-Z2)/(W2-Y2)*(Q2-Y2);" ")
Pmpp_kor [mW]	AB2	=WENN(UND(M2>0;P2>0);AA2*T2/1000;" ")
Ertrag [Wh]	AC2	=SUMME(AB2:AB25)/1000

Anhang H: Formeln zur Realisierung der Ertragsberechnung in Microsoft-Excel nach Beispiel in Anhang F (vgl. Anhang G)

Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass diese Bachelorarbeit selbstständig verfasst, in gleicher oder ähnlicher Fassung noch nicht in einem anderen Studiengang als Prüfungsleistung vorgelegt wurde und keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel und Quellen, einschließlich der angegebenen oder beschriebenen Software, verwendet wurden.

Ort, Datum, Unterschrift