



**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

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>3</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>5</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>6</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>7</b>
<b>2 Der winkelverstellbare mobile Messstand</b>	<b>9</b>
<b>3 Evaluierung der Messung mit dem mobilen Messstand</b>	<b>10</b>
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
<b>4 Lichteinfallswinkel-abhängige Solarzellenkennlinienaufnahme</b>	<b>17</b>
4.1 Motivation	17
4.2 Durchführung der Messungen	17
4.3 Ergebnisse	18
4.4 Diskussion und Auswertung	19
<b>5 Abschätzung des Ertrages von Solarmodulen anhand winkelabhängiger Messungen</b>	<b>22</b>
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
<b>6</b>	<b>Fazit</b>	<b>36</b>
	<b>Quellen- und Literaturverzeichnis</b>	<b>38</b>
	<b>Anhang</b>	<b>40</b>

# 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 neuaufgenommener 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  $\pm 20$  Volt und  $\pm 10$  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].

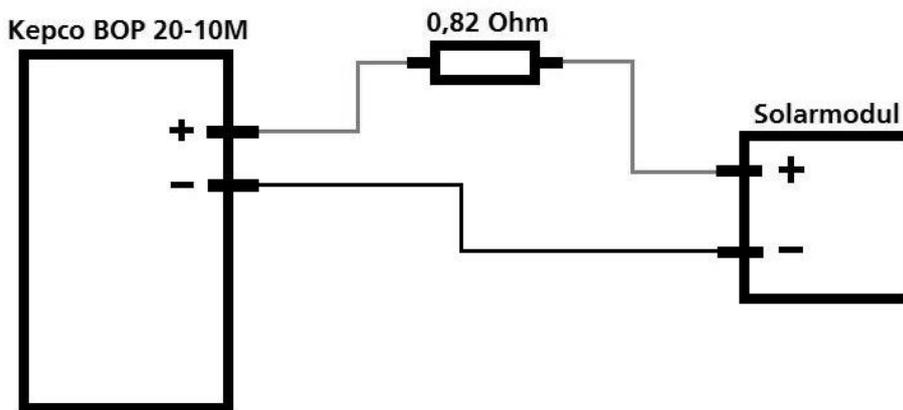


Abbildung 1: Schaltplan des Messaufbaus

Unter Kenntnis der Größe des Leitungswiderstandes ( $R_{\text{Leitung}}$ ) 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,  $U_{\text{Modul}}$  ist die berechnete Spannung über dem Solarmodul, welche samt  $I_{\text{Mess}}$  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/m<sup>2</sup> 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.

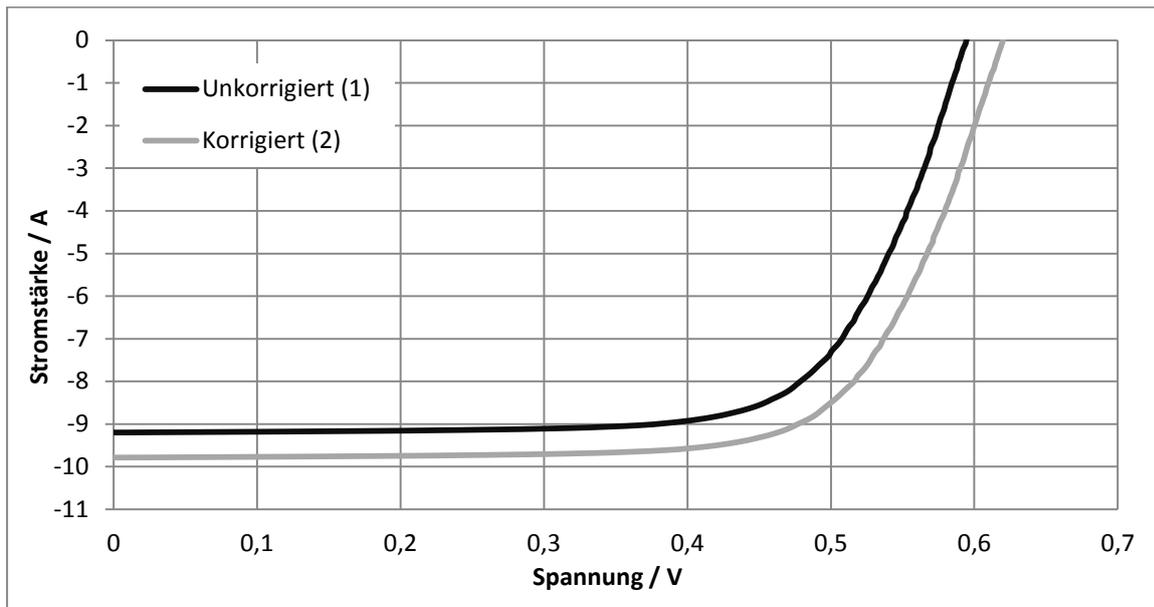
Zur Umrechnung der gemessenen Strom-/Spannungskennlinien ist nach der DIN EN 60891 verfahren worden. So haben sämtliche Strom- und Spannungswerte eine Korrektur nach Gleichung (2) und (3) erfahren. [7]

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

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

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,  $\kappa$  ist ein Korrekturfaktor für die Kennlinie,  $\alpha$  und  $\beta$  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  $33\text{ °C}$  gemessen (lineare Erwärmung wird angenommen) und die senkrechte Einstrahlung (Orthogonal-Strahlung) auf  $938\text{ W/m}^2$  bestimmt worden; der Korrekturfaktor  $\kappa$  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  $\alpha$  und  $-0,0017\text{ V/°C}$  für  $\beta$  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  $\beta$ ) 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.

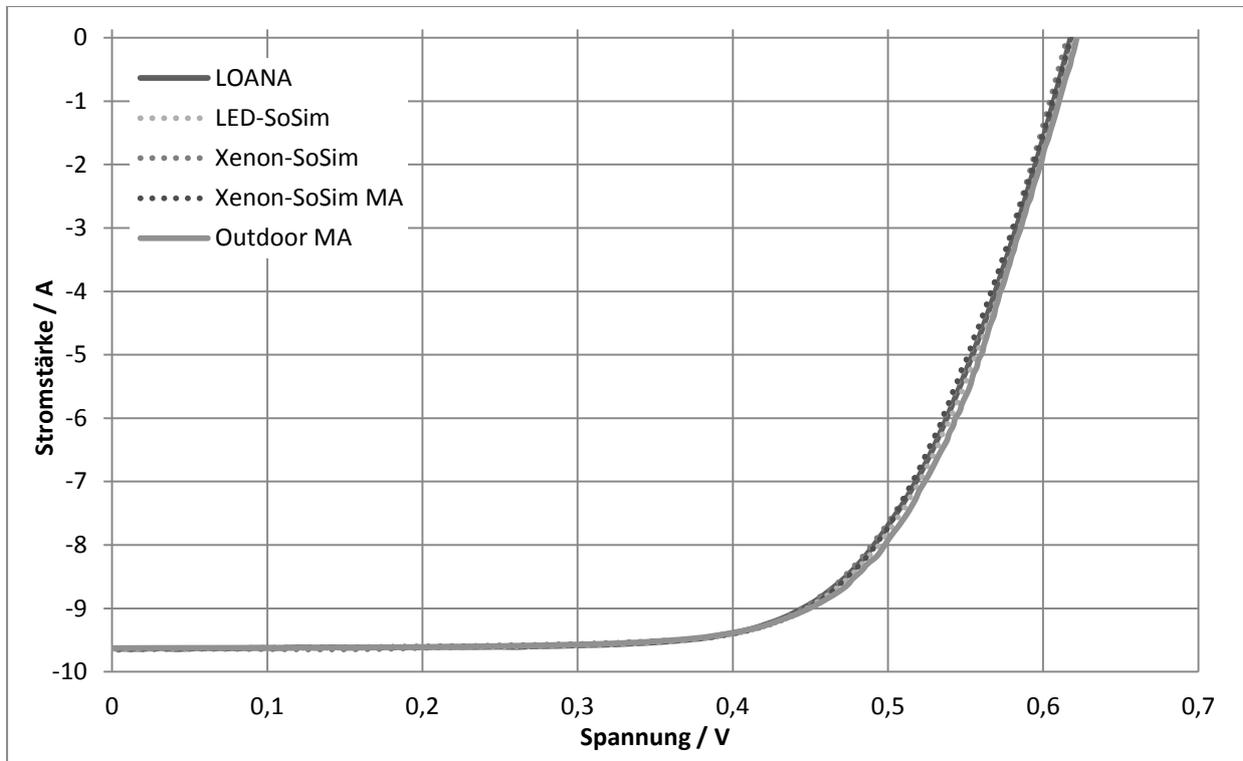


Abbildung 3: Verlauf der Kennlinien des Referenzmoduls „evasky6“ nach Messverfahren unterteilt

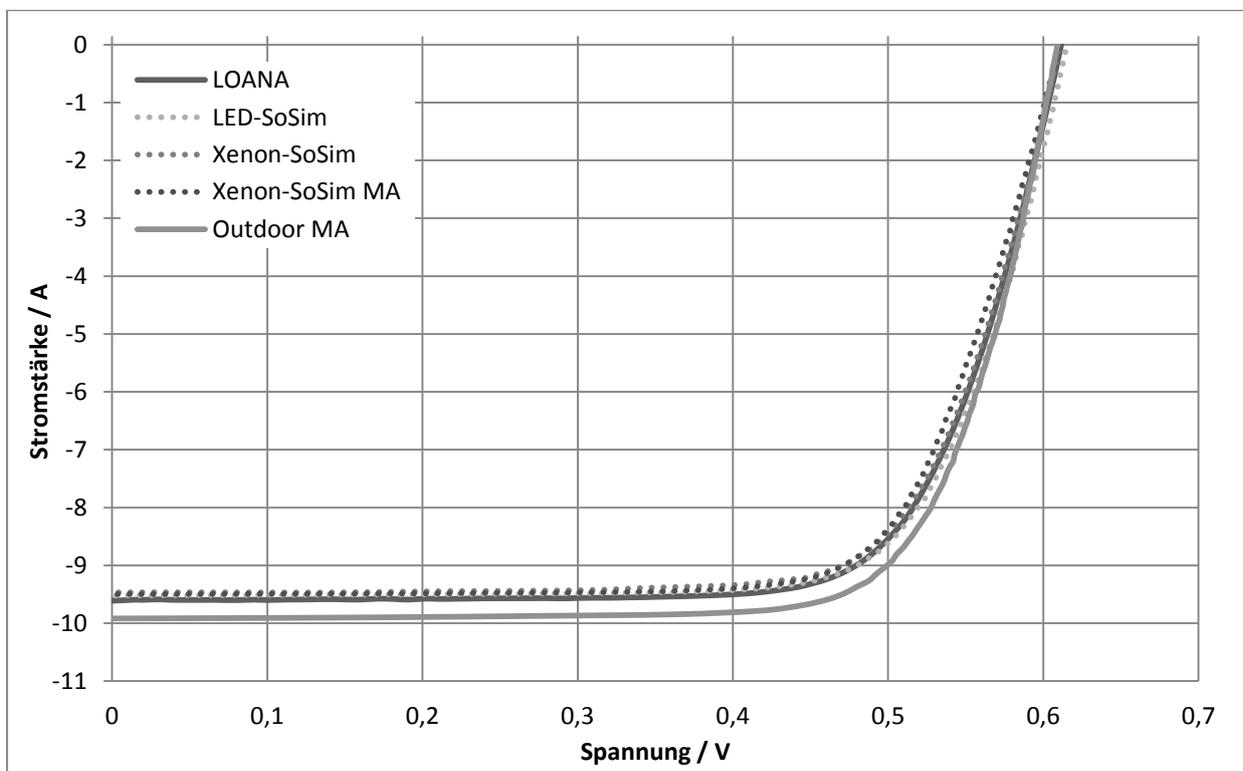


Abbildung 4: Verlauf der Kennlinien des Moduls „Coated\_83“ nach Messverfahren unterteilt

	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)**

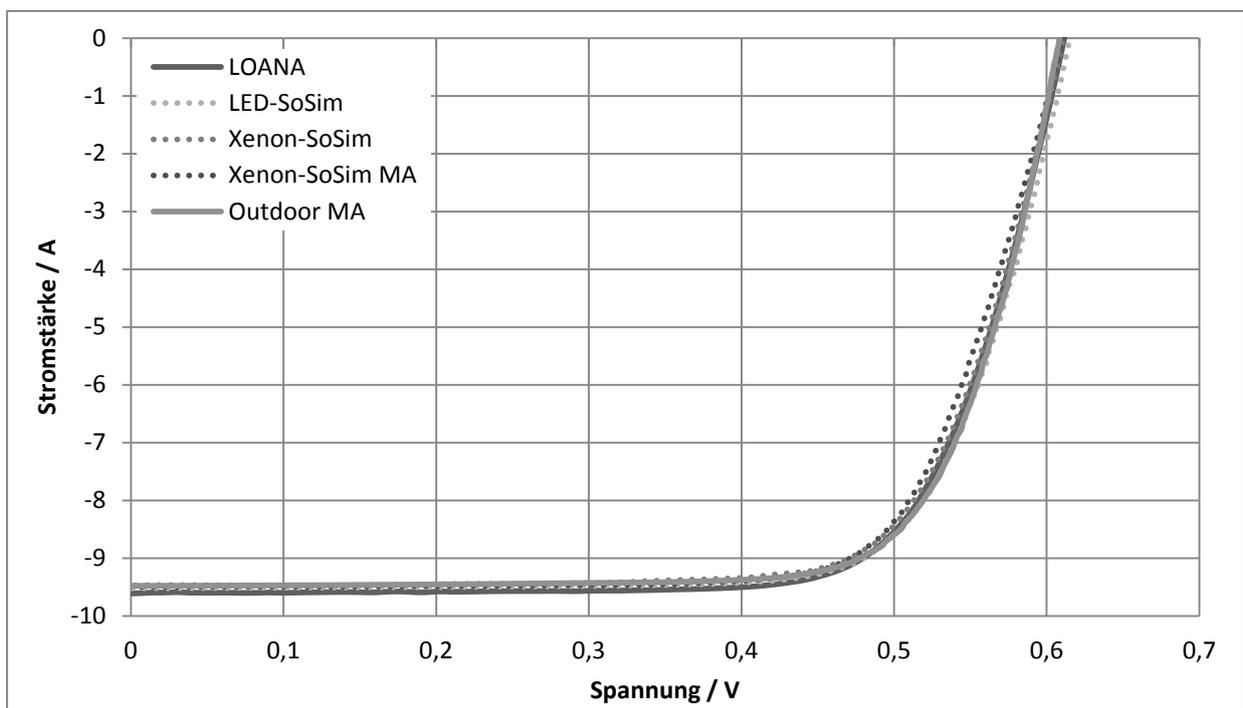
### 3.5 Diskussion

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 Messergebnissen 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.

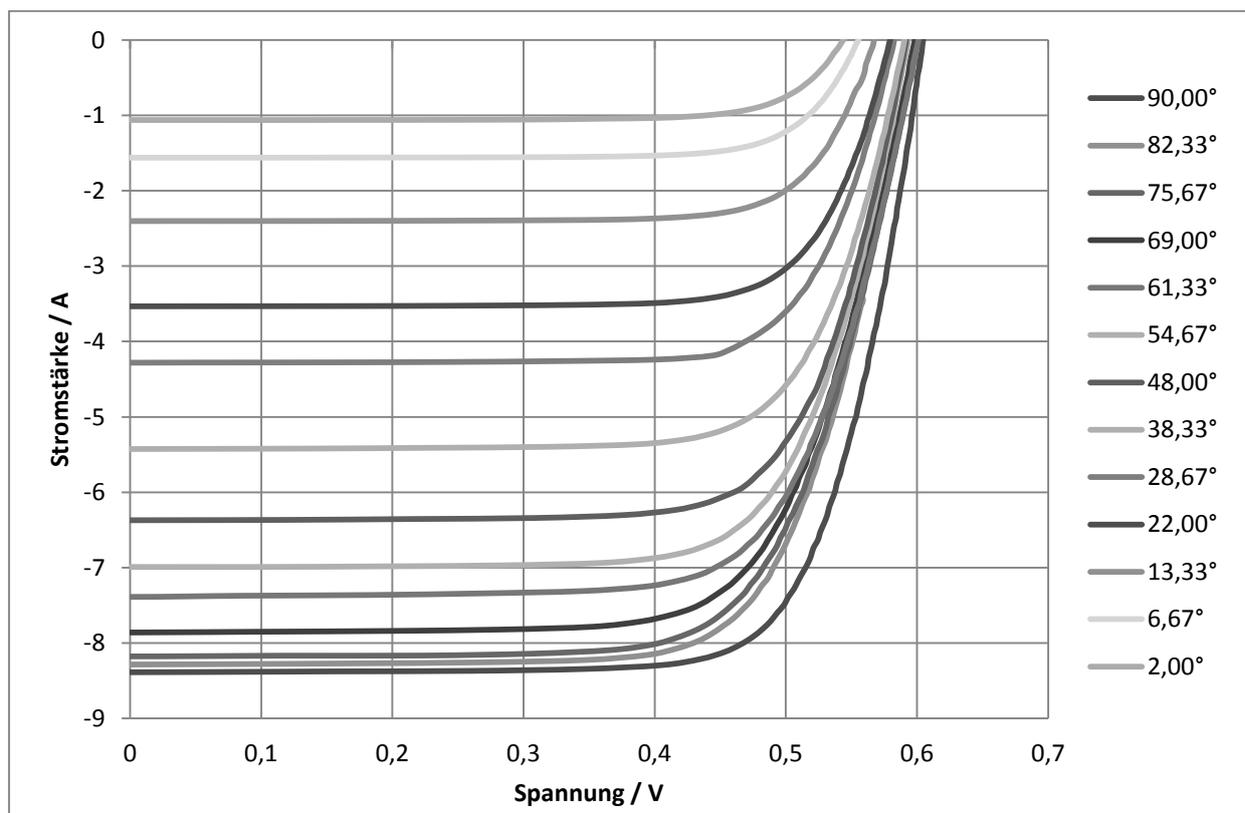
Zu Beginn der Messreihe wurde der Messtisch samt Modul senkrecht zum Strahlengang der Sonne ausgerichtet und damit auch deren Elevation bestimmt. Von da ausgehend, wurde der Winkel schrittweise verstellt und Kennlinien aufgenommen. Vor und nach den winkelabhängigen Messungen ist mittels eines Referenzmoduls 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°.

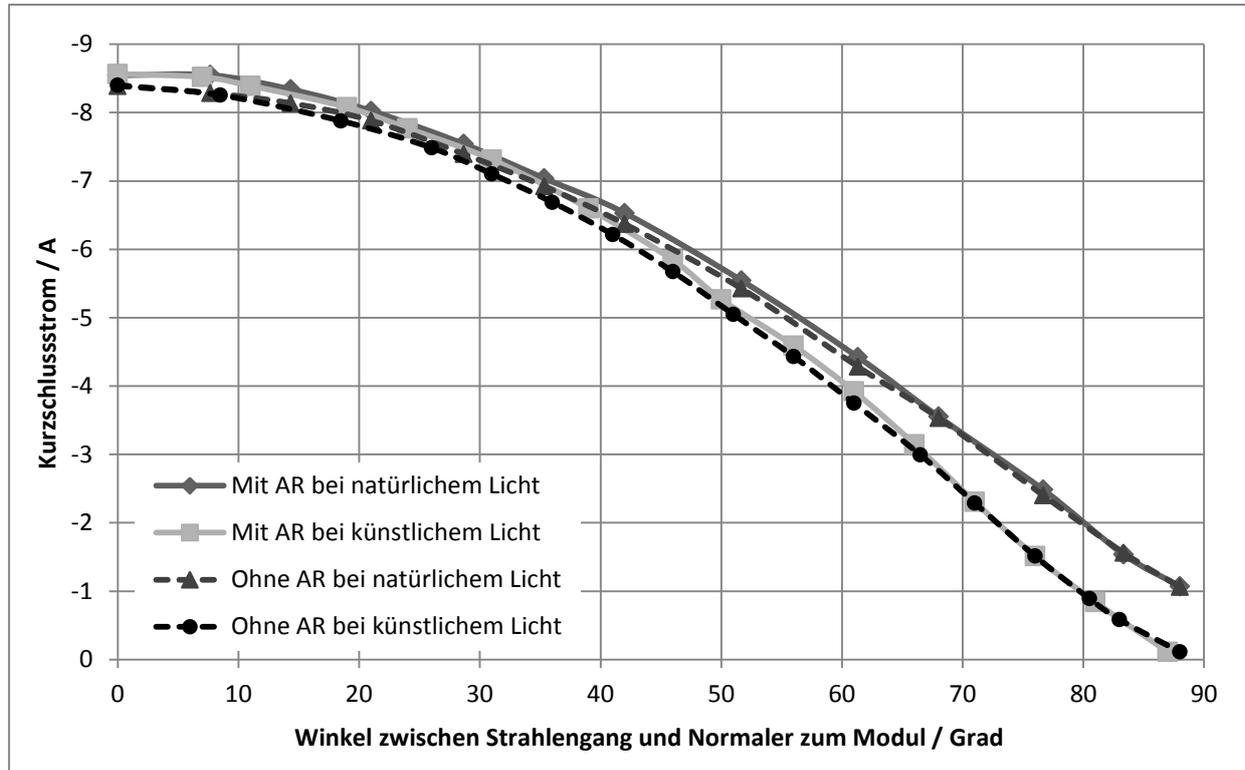


Abbildung 7: Abnahme des Kurzschlussstromes mit spitzer werdendem Lichteinfallswinkel

#### 4.4 Diskussion und Auswertung

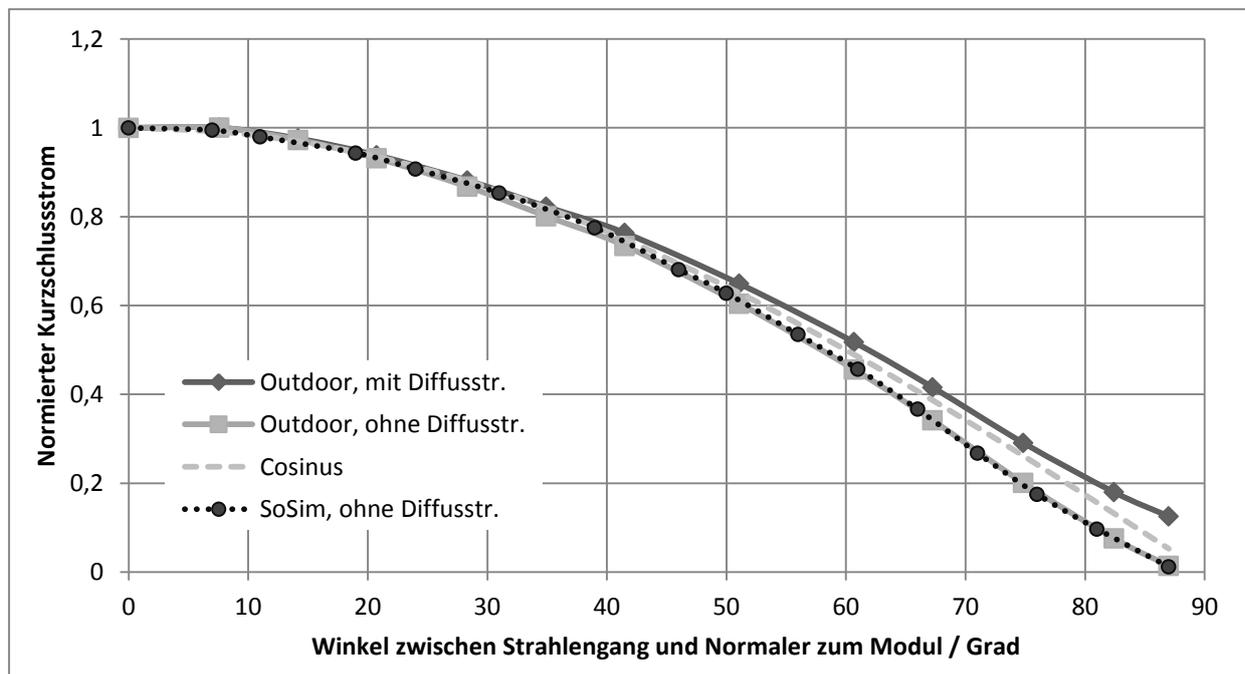
Genau genommen sind Solarzellen nicht linear, was heißt, dass der Kurzschlussstrom nicht eindeutig proportional zur Lichtintensität steigt und fällt. Grund ist zum einen der unterschiedliche starke Einfluss des Serienwiderstandes der Zelle bei hohen Strömen, zum anderen die Abhängigkeit der Rekombination 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 ( $\vartheta$ ) 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.

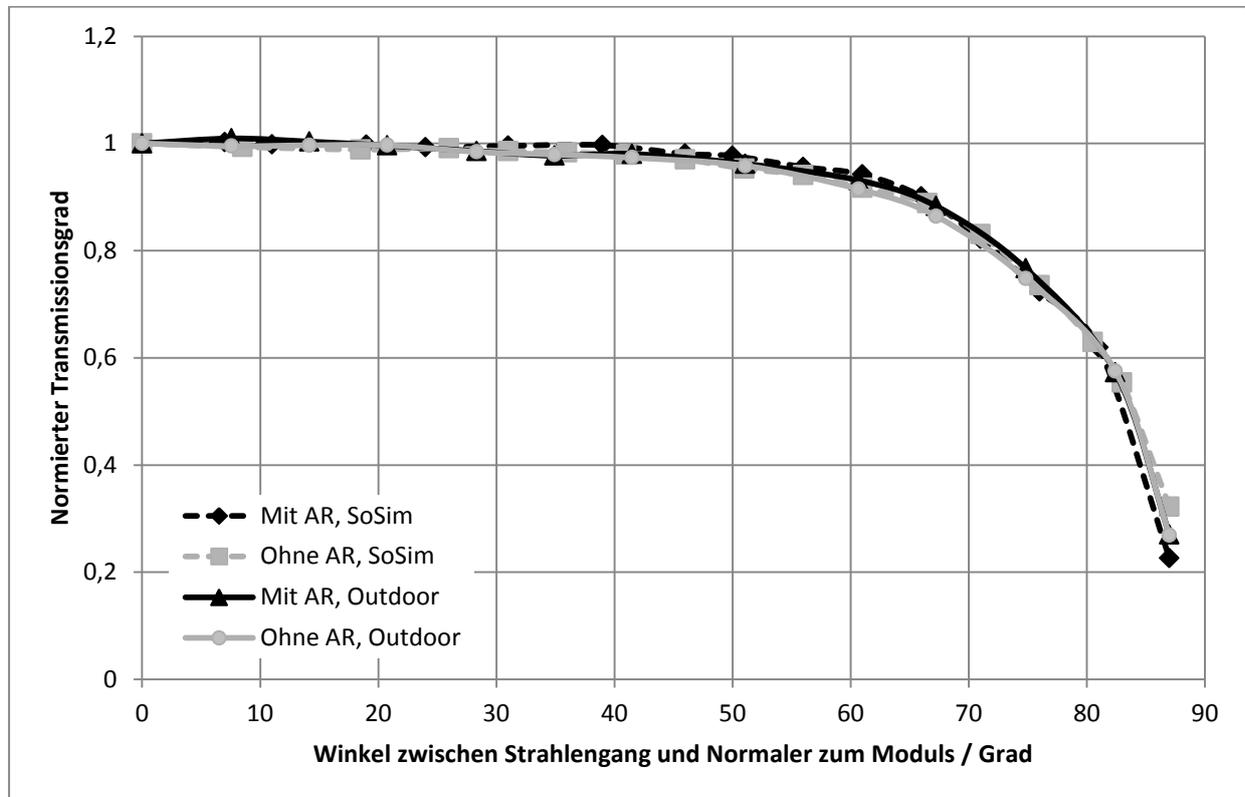


**Abbildung 8: Abnahme des normierten Kurzschlussstromes bei spitzer werdendem Lichteinfallswinkel, gemessen und korrigiert, beispielhaft für das Modul mit AR-Schicht**

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

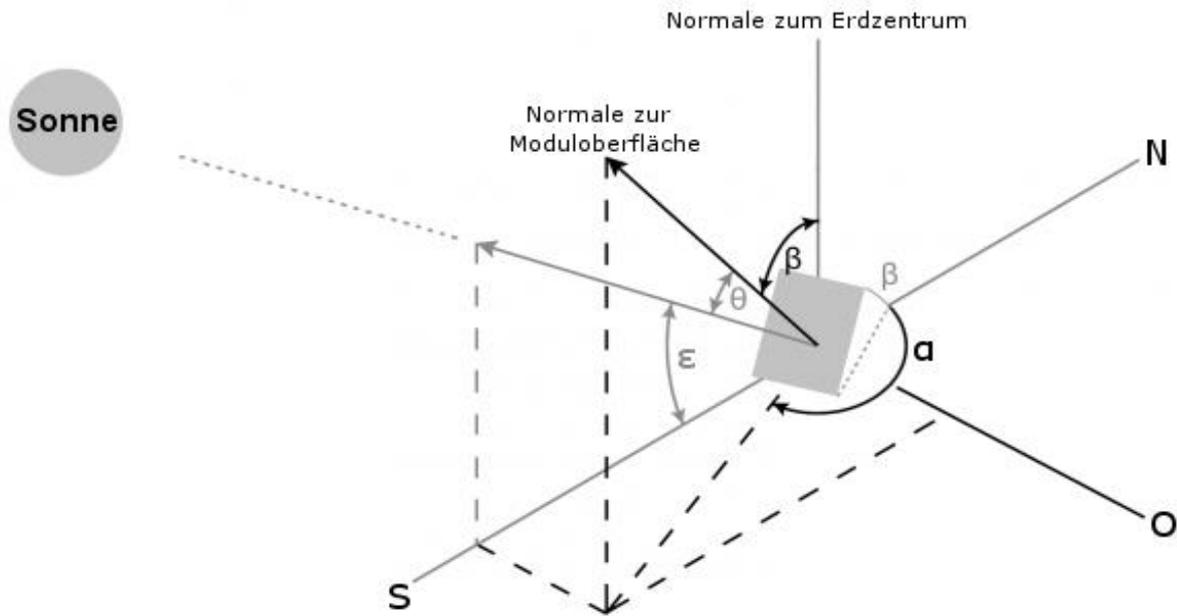
Zum einen werden die spezifischen Peak-Leistungen eines Moduls in Abhängigkeit seines Neigungswinkels zur Lichtquelle verwendet, also die in Kapitel 4 aufgenommenen und entsprechend aufbereiteten Daten aus den Messungen unter natürlichem Sonnenlicht. Zum anderen sollen ortsspezifische Daten – das beinhaltet 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

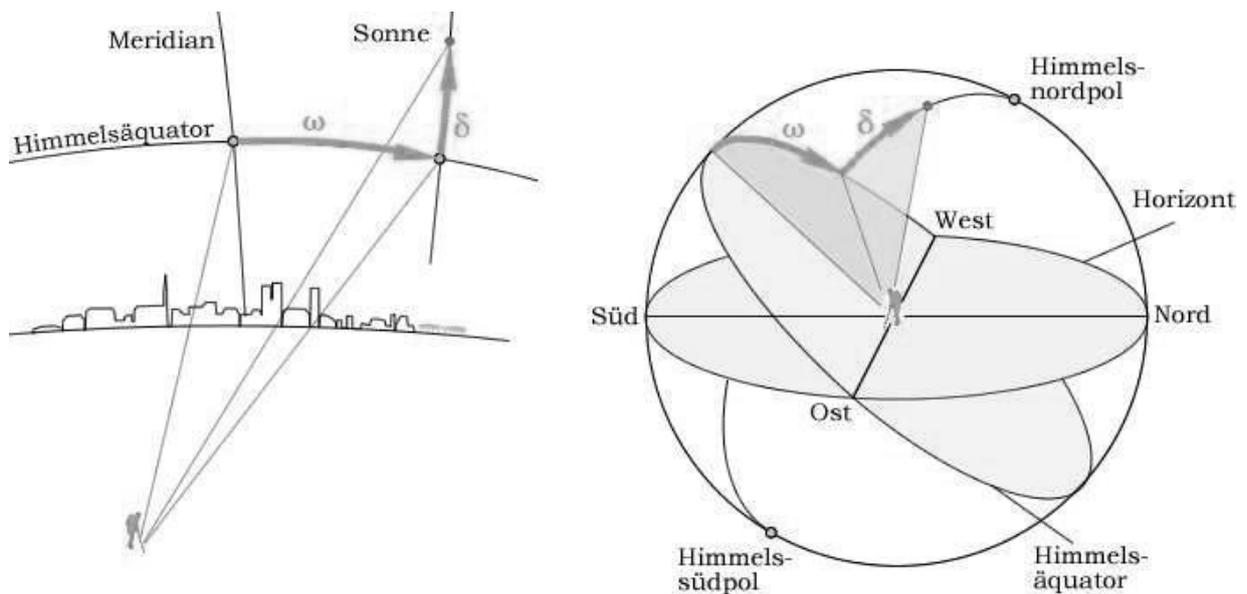
Liegt ein Solarmodul flach auf der idealisierten Erdoberfläche, d.h. horizontal, auf, ist der absolute Lichteinfallswinkel einfach direkt mit der Elevation bzw. Sonnenhöhe zu berechnen. Ist dies jedoch nicht der Fall und das Modul geneigt und nicht in Richtung Äquator ausgerichtet, ist die Situation,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

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 ( $\delta$ ) und des Stundenwinkels ( $\omega$ ) 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.

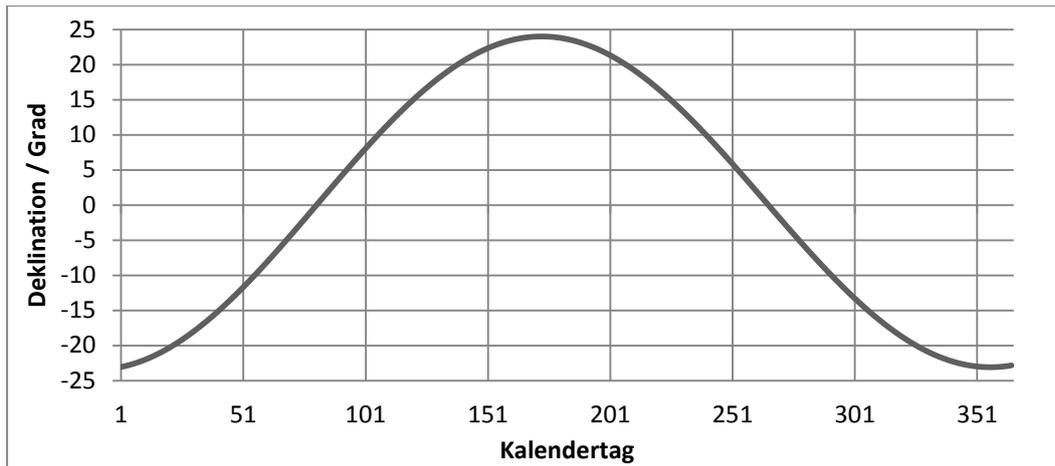


Abbildung 12: Deklination der Sonne im Jahresverlauf

### 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  $15^\circ$  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).

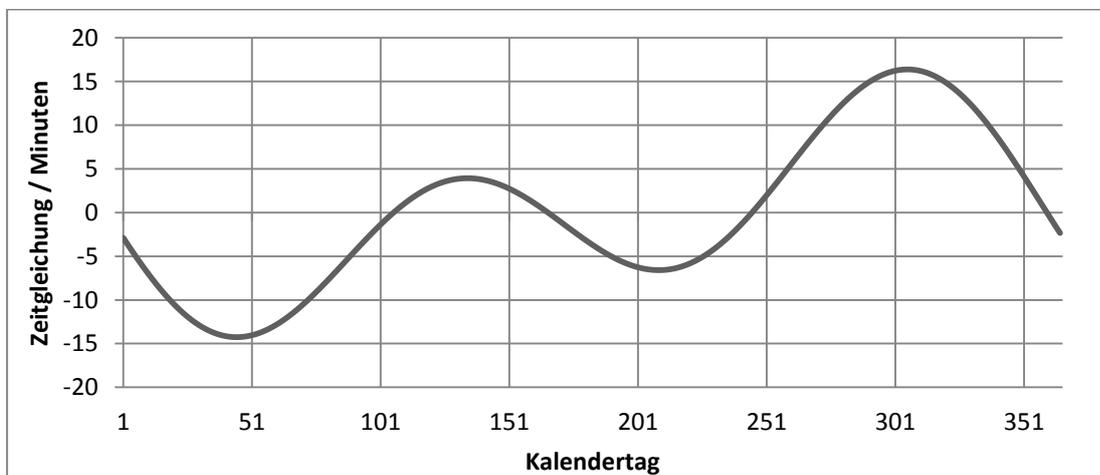


Abbildung 13: Zeitgleichung im Jahresverlauf

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 ( $\theta_i$ ) 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 ( $\alpha$ ) und Neigung ( $\beta$ ) des Moduls sowie den Breitengrad ( $\varphi$ ). 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:

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

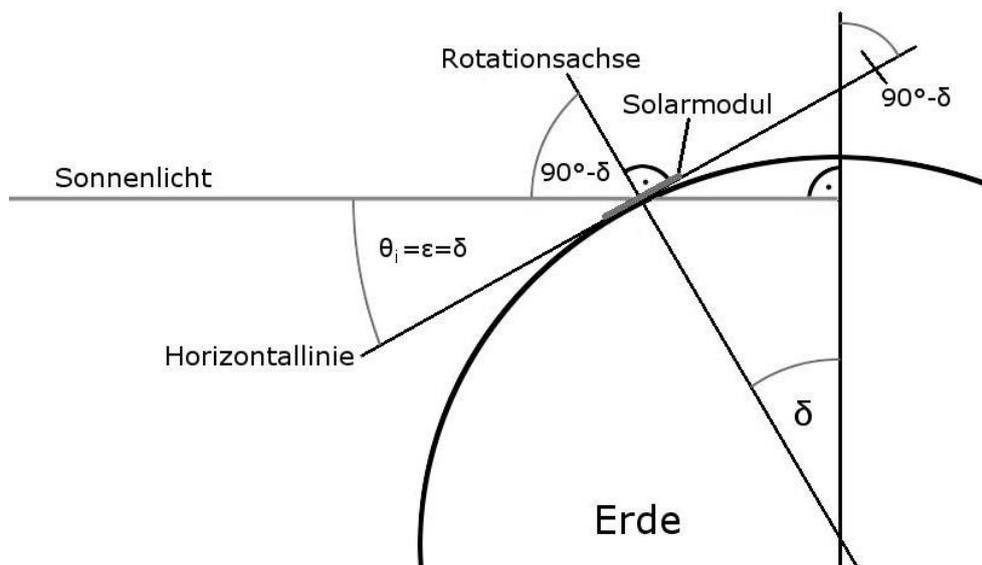


Abbildung 14: Lichteinfallswinkel für flach aufliegendes Solarmodul am Nordpol nach Gleichung (15)

Nimmt man weiter an, dass das Modul am Nordpol liegt, die Breite also  $90^\circ$  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  $180^\circ$  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  $180^\circ$ . 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).

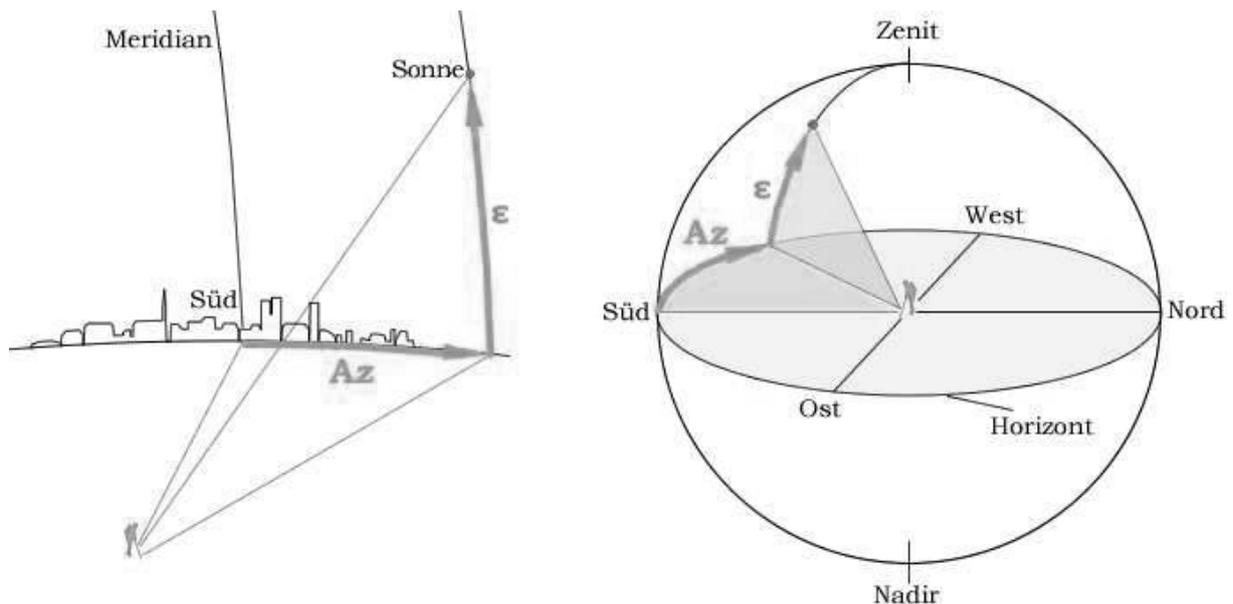


Abbildung 15: Das Horizontalsystem; links aus der Position eines Erdbeobachters, rechts in Darstellung der Himmelskugel; Az: Azimut (vgl. [11])

### 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  $\beta$  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  $90^\circ$  und der Weg ist der kürzeste, auf 1 normalisiert (vgl. Abb. 16) und nach Gleichung (18) [10] definiert:

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

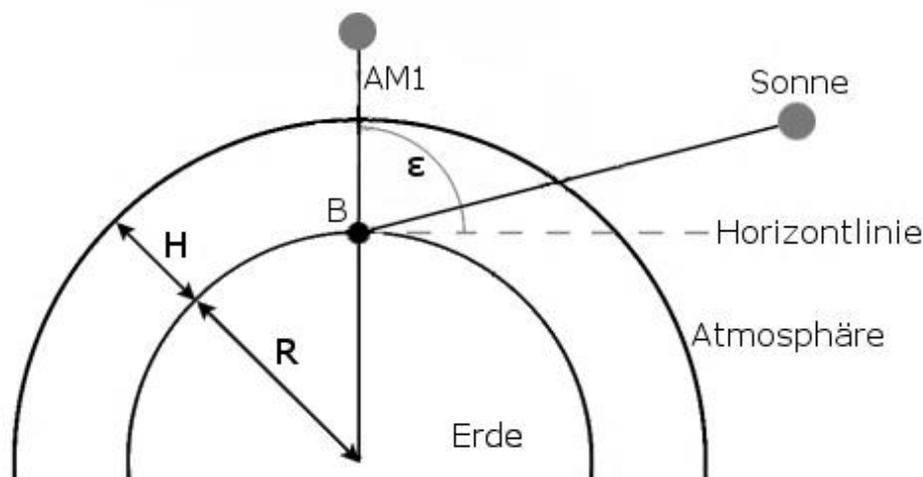


Abbildung 16: Wegstrecke des Sonnenlichtes durch die Atmosphäre aus Sicht des Betrachters (B)

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/m<sup>2</sup> 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.

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

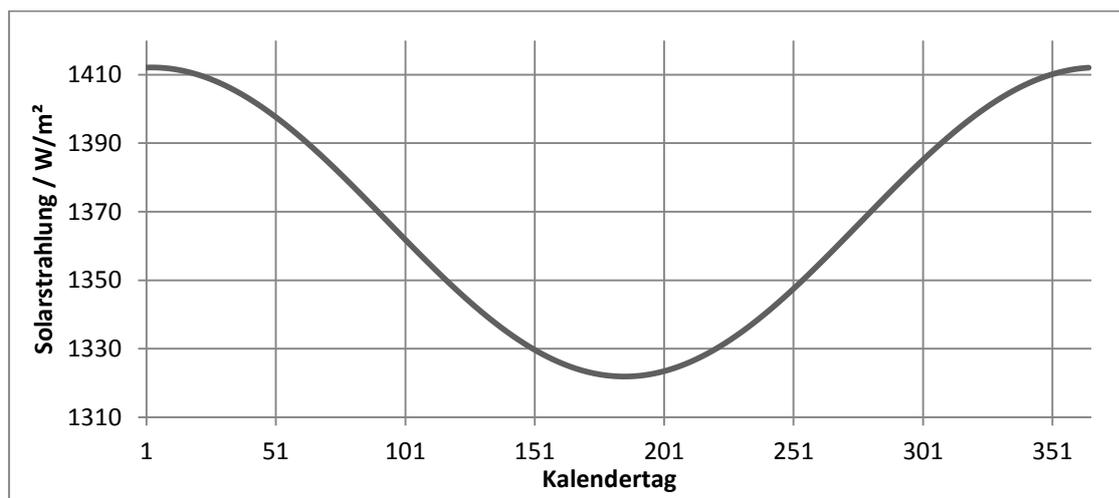


Abbildung 17: Grober Verlauf der extraterrestrischen Solarstrahlung im Jahr

Hier ist  $n$  der Kalendertag und 3 die Phasenverschiebung (das Maximum findet sich um den 3. Januar mit etwa 1412,1 W/m<sup>2</sup>); 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.

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

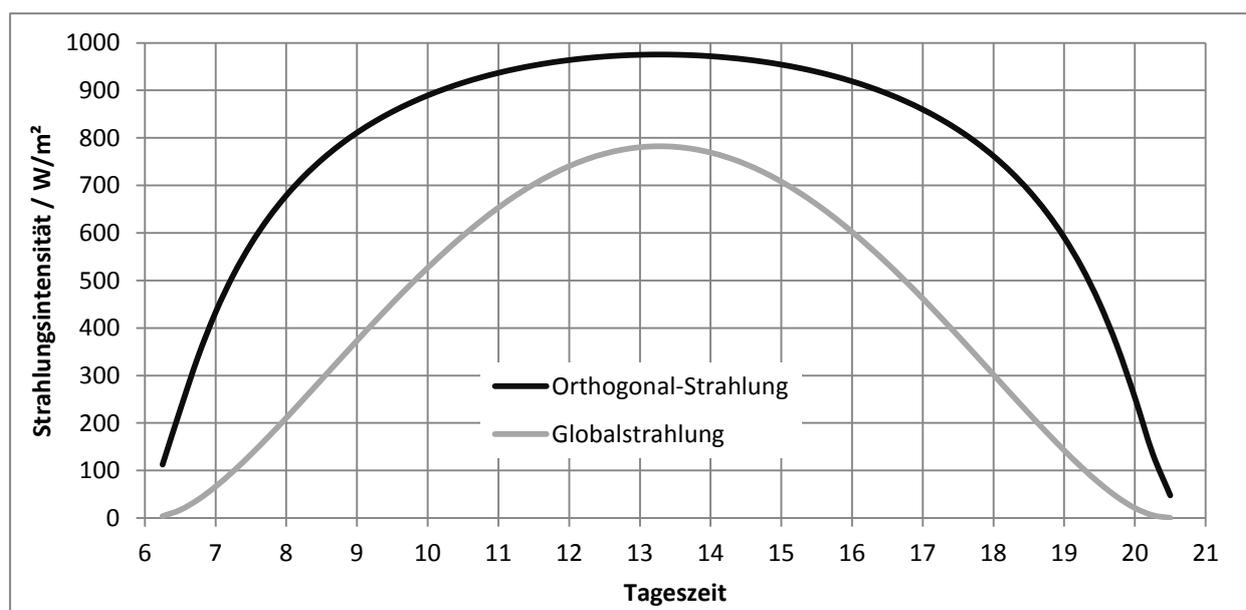


Abbildung 18: Bsp. für Orthogonal- und Globalstrahlung im Tagesverlauf für den 15. August in Halle (Saale)

### 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.

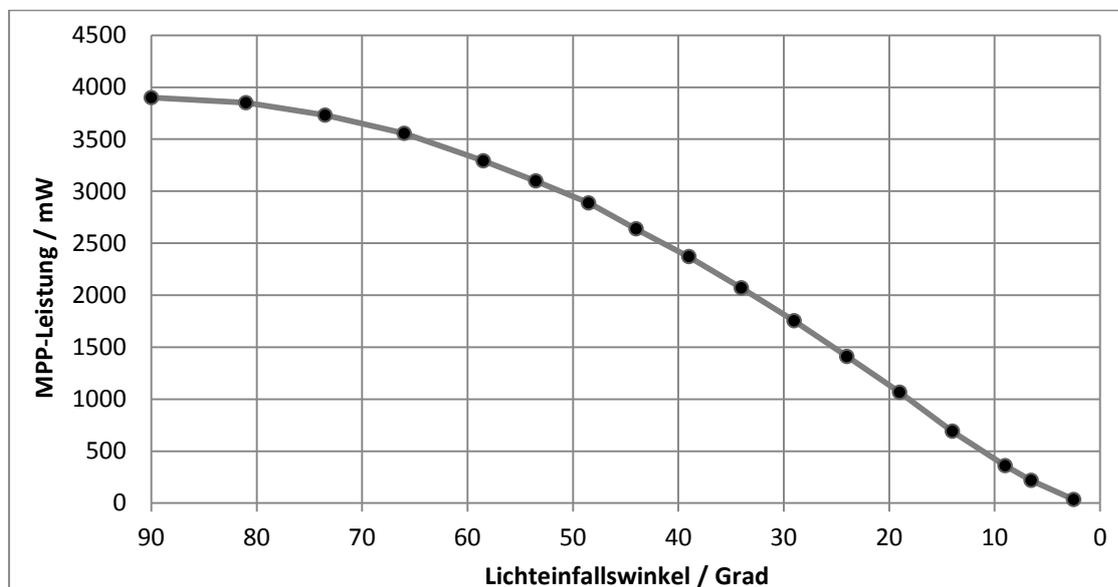


Abbildung 19: Beispielhafter Verlauf der MPP-Leistung unter verschiedenen Lichteinfallswinkeln

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.

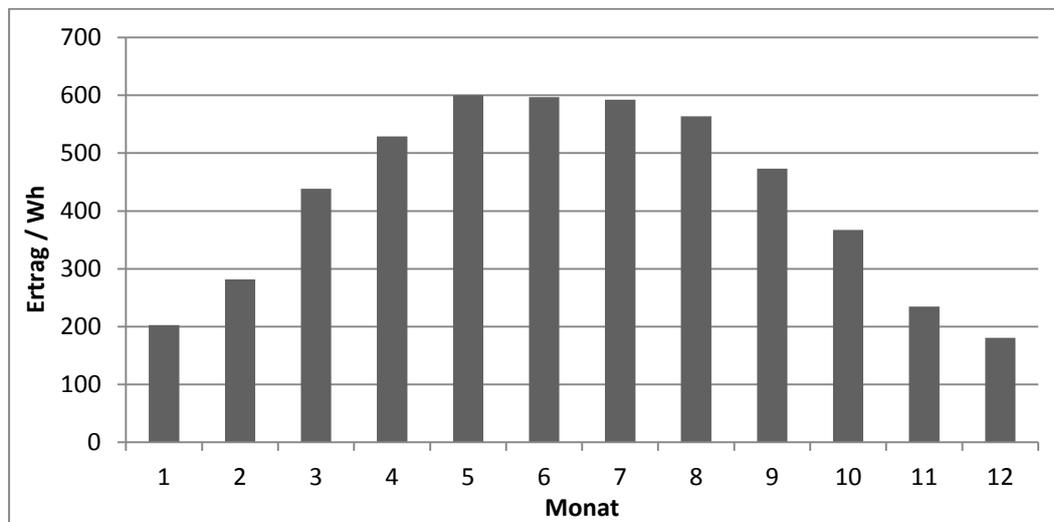


Abbildung 20: Monatssummen an erzeugter Energie für das angegebene Beispiel

### 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 ( $180^\circ$ ). Das Beispiel Yuma (Arizona, USA;  $2070 \text{ kWh/m}^2\text{a}$  [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  $0^\circ$ . 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

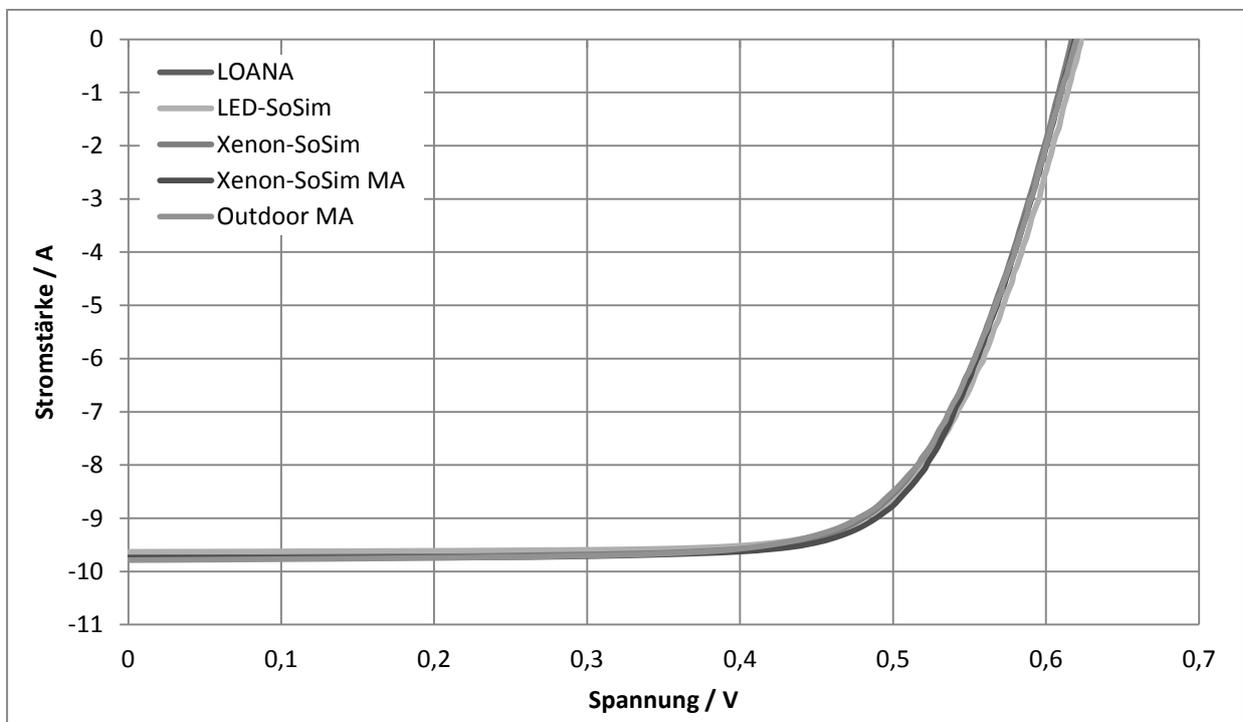
- [1] W. Herrmann, L. Rimmelspacher und M. Reuter, „Optical Characteristics of PV Module Front Glasses - Incidence Angle Effects of Various Glass Types And Impact on Annual Energy Yield,“ TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, 51101 Köln, 2013.
- [2] E. Flach, „Klimatologische Untersuchungen über die 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/astrophysik/Grundlagen\\_der\\_Astronomie.pdf](http://www.virtuelleschule.at/presentations/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](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](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/m<sup>2</sup>, „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](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].

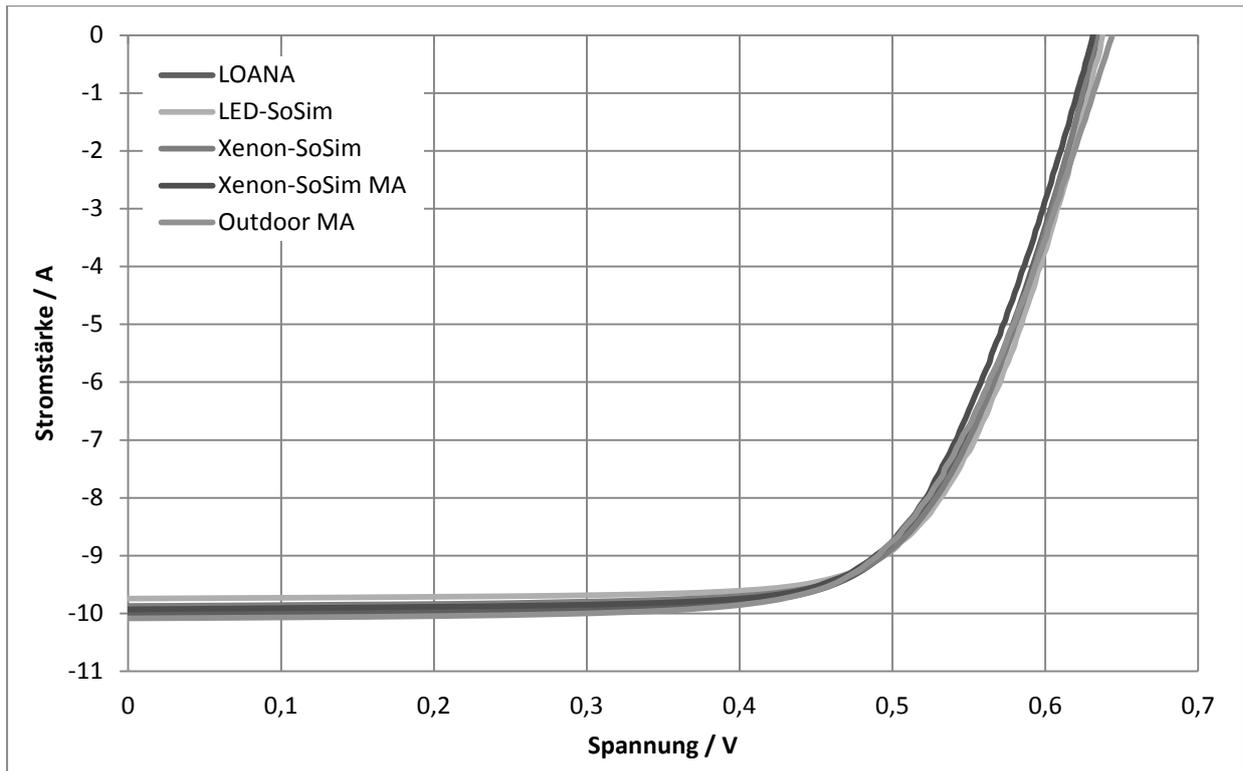
## Anhang



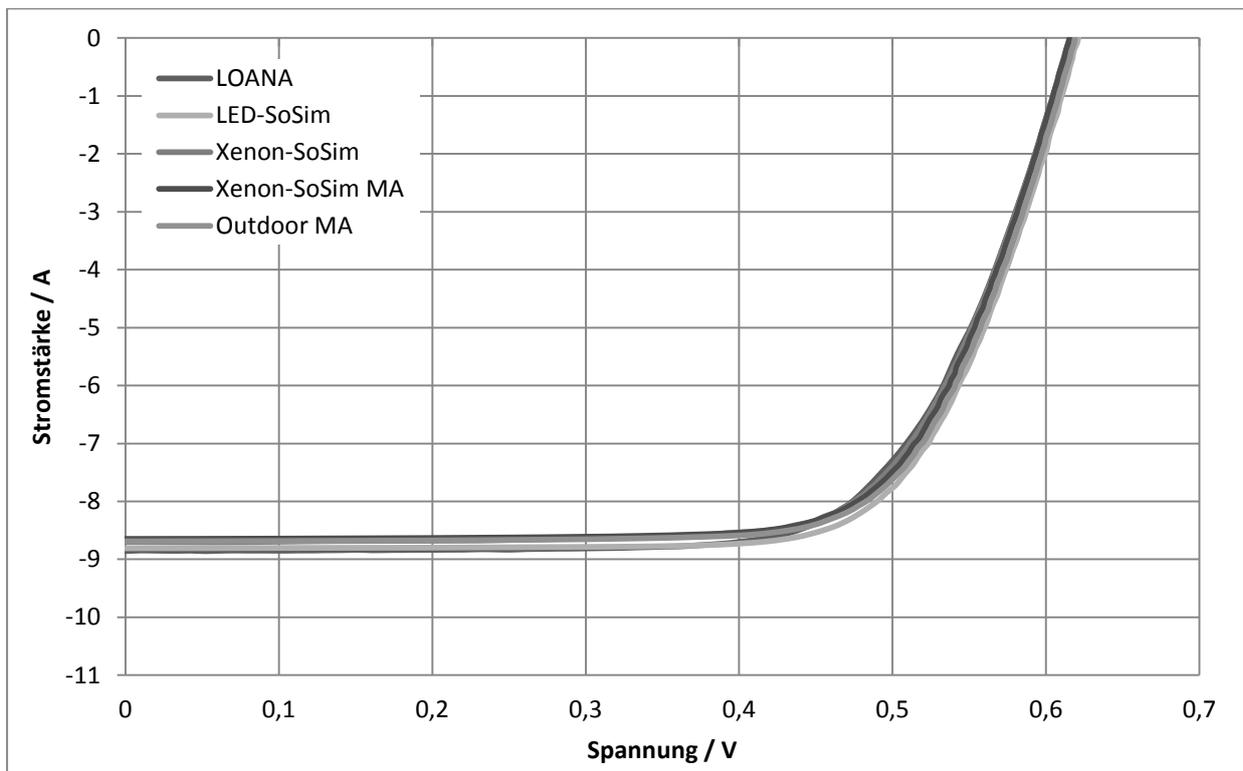
Anhang A: Aufbau zur Bestimmung der Diffusstrahlung durch Abschattung des Solarmoduls



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
<b>LOANA</b>	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
<b>LED-SoSim</b>	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
<b>Xenon-SoSim</b>	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
<b>Xenon-SoSim MA</b>	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
<b>Outdoor MA</b>	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



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