



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

**Bundesamt für Energie BFE**

Schlussbericht 02. Mai 2012

## **Solarglas PV**

# Zertifizierungsverfahren für Gläser im Einsatz in c-Si Fotovoltaikmodulen

**Auftraggeber:**

Bundesamt für Energie BFE  
Forschungsprogramm Photovoltaik  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

Kofinanzierung:

-

**Auftragnehmer:**

Institut für Solartechnik SPF  
Hochschule für Technik HSR  
Oberseestrasse 10  
CH-8640 Rapperswil  
[www.solarenergy.ch](http://www.solarenergy.ch)

**Autoren:**

Florian Ruesch, SPF-HSR, [florian.ruesch@solarenergy.ch](mailto:florian.ruesch@solarenergy.ch)  
Lukas Omlin, SPF-HSR, [lukas.omlin@solarenergy.ch](mailto:lukas.omlin@solarenergy.ch)  
Stefan Brunold, SPF-HSR, [stefan.brunold@solarenergy.ch](mailto:stefan.brunold@solarenergy.ch)

**BFE-Bereichsleiter:** Dr. Stefan Oberholzer

BFE-Programmleiter: Dr. Stefan Nowak

BFE-Vertrags- und Projektnummer: SI/500614 / SI/500614-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

# Inhaltsverzeichnis

1.	Zusammenfassung .....	2
2.	Abstract .....	2
3.	Einleitung / Projektziele .....	2
4.	Glaswirkungsgrad .....	3
5.	Transmissionsfaktor .....	3
5.1	Modellierung .....	4
5.2	Gewichtung .....	5
5.3	Messmittel .....	6
5.4	Messresultate .....	7
6.	Winkelgewichtungsfaktor .....	9
6.1	Modellierung .....	9
6.2	Berechnung der Gewichtungsfaktoren .....	10
6.3	Messmittel .....	13
6.4	Übertragbarkeit der Messung .....	15
6.4.1	Zelloberfläche .....	16
6.4.2	Einbettungsmaterial .....	18
6.4.3	Frontkontakte .....	19
6.4.4	Wellenlänge .....	20
6.5	Messresultate .....	21
7.	Fotodegradationsfaktor .....	22
7.1	Modellierung .....	22
7.2	Messmittel und Messresultate .....	23
8.	Klassifizierung .....	23
9.	Schlussfolgerung .....	25
10.	Danksagung .....	26
11.	Referenzen .....	26

# 1. Zusammenfassung

Um die Qualität von Gläsern für solarthermische Flachkollektoren garantieren zu können, wurde 2002 das SPF Zertifikat „Solarglas“ entwickelt. Seit der Einführung dieses Zertifikates sind über 190 Gläser zertifiziert worden. Obwohl dieses Zertifikat explizit für die solarthermische Anwendung entwickelt wurde, wird es inzwischen auch häufig als Qualitätslabel von der PV Modul Industrie verwendet. In diesem Anwendungsbereich kann das Zertifikat jedoch zu falschen Schlussfolgerungen führen. Im Projekt „Solarglas PV“ wird das existierende Zertifizierungsverfahren angepasst für die Verwendung des Glases als Deckglas von PV Modulen mit direkt auflaminierten kristallinen Silizium Solarzellen. Für die Zertifizierung werden unterschiedliche Faktoren definiert mittels derer um die Gläser in unterschiedliche Leistungsklassen eingeteilt werden können. Diese Faktoren sind a) der Transmissionsfaktor, b) der Photodegradationsfaktor sowie c) der Winkelgewichtungsfaktor.

## 2. Abstract

The SPF certificate “*solar glass*” was developed in 2002 to guarantee the quality of glazings for the use as transparent cover for solar thermal collectors. More than 190 glasses have been certified since the implementation of this certificate. Although it was explicitly developed for solar thermal applications, it became widely used in the pv-module industry. However, the existing certificate can result in misleading conclusions when applied to glass for pv-modules. In this project the existing certificate is adapted to the special properties of crystalline solar cells, which are directly laminated onto the tested glass. For the certification different factors will be defined in order to classify the tested glasses in several performance groups. These are: a) transmittance factor, b) photo-degradation factor, c) incident angle modification factor.

## 3. Einleitung / Projektziele

Seit der Einführung des SPF Zertifikats „Solarglas“ im Jahr 2002, wurden über 190 Gläser unterschiedlicher Hersteller weltweit in das Zertifizierungsverfahren aufgenommen. Obwohl dieses Zertifikat ausdrücklich nur für Gläser in solarthermischen Kollektoren vorgesehen ist, findet es zunehmend auch Verbreitung im Bereich der PV Modulherstellung. Dies ist jedoch nicht zulässig, da die Solarglas Klassifizierung speziell für thermische Kollektoren entwickelt wurde. Angewendet auf PV Module kann dies zu falschen Folgerungen führen. Im Rahmen des vorgestellten Projekts wird das SPF Zertifizierungsverfahren „Solarglas“ erweitert, um den Anforderungen von Gläsern als Abdeckung von PV-Modulen gerecht zu werden. Dazu wird der Einfluss a) des solaren Transmissionsgrades, b) des winkelabhängigen solaren Transmissionsgrades sowie c) der Änderung des solaren Transmissionsgrades aufgrund von Solarisation auf den Jahresertrag einer PV-Anlage ermittelt, um eine Zuordnung des zu zertifizierenden Glases zu einer Leistungsklasse vornehmen zu können. Hauptunterschied zwischen der Anwendung als Kollektorabdeckung und der Anwendung in PV-Modulen liegt in der direkten Lamination der c-Si Zellen auf die Glasrückseite. Da sich der Brechungsindex der Einbettungsmaterialien nur sehr wenig vom Brechungsindex typischer Gläser unterscheidet, wird die Reflexion an der Glasrückseite fast vollständig aufgehoben. Sowohl die Transmissionsmessung aber auch die winkelabhängige incident angle modifier (IAM) Messung muss an diese Gegebenheit angepasst werden. Für letztere muss auch eine neue Gewichtungsroutine definiert werden, welche sich nach den jährlichen Energieerträgen von PV-Anlagen richtet.

## 4. Glaswirkungsgrad

Zur einfachen Beurteilung der Leistungsfähigkeit von Solargläsern wurde für die Zertifizierung von Thermie-Solargläsern der Glaswirkungsgrad  $\eta_{GL}$  eingeführt [1], [2]. Dieser gibt an, wie stark der Einfluss der Kollektorabdeckung auf den Jahresertrag einer typischen Solaranlage zur Trinkwassererwärmung ist. Analog dazu wird hier der PV-Glaswirkungsgrad  $\eta_{GL,PV}$  eingeführt, welcher den Einfluss des Testglases auf den Jahresertrag einer PV-Anlage mit Zellen aus kristallinem Silizium mit Standort Rapperswil SG (Schweiz, typisches Mitteleuropäisches Klima) und einer südorientierten Montage mit 30° Neigung beschreibt.

Der PV-Glaswirkungsgrad ist das Produkt einzelner, die unterschiedlichen Glaseigenschaften beschreibender, Faktoren. Alle einzelnen Faktoren, und damit auch der PV-Glaswirkungsgrad, sind proportional zum Jahresertrag einer südorientierten, mit 30° aufgestellten Referenzanlage in Mitteleuropa:

$$\eta_{GL,PV} = F_{\tau,PV} * F_{IAM,PV} * F_{UV,PV} \quad (1.)$$

$F_{\tau,PV}$	PV-Transmissionsfaktor (Kapitel 5)
$F_{IAM,PV}$	PV-Winkelgewichtungsfaktor (Kapitel 6)
$F_{UV,PV}$	PV-Fotodegradationsfaktor (Kapitel 7)

Diese Faktoren sind so bestimmt, dass sie bei o.g. Modul-Orientierung alle denselben Einfluss auf den Jahresertrag einer PV-Anlage haben. Ein PV-Glaswirkungsgrad von 1 entspricht einem Modul mit einer fiktiven Abdeckung ohne Reflexions- und Absorptionsverluste welche die winkelabhängige Sensitivität einer in 0.5mm EVA eingebetteten und antireflexbeschichteten c-Si Solarzelle nicht beeinflusst und welche im Laufe der Zeit keine Fotodegradation aufweist.

Bei der Einführung des Zertifikates für Thermie-Solarglas, war noch ein weiterer Faktor für zusätzliche Degradationsmechanismen vorgesehen, welcher aber noch nicht genauer spezifiziert wurde. Im Zuge des IEA SHC Task 27 waren zu diesem Zeitpunkt Untersuchungen zu beschleunigten Alterungsprozeduren an Kollektorabdeckungsmaterialien im Gange. Allfällige dabei erarbeitete Alterungstests hätten mit diesem Faktor in die Zertifizierung integriert werden können. Da aus dem IEA SHC Task 27 keine standardisierten beschleunigten Alterungstest für Gläser hervorgingen und da der zusätzliche Faktor auch für die Thermie-Solarglas Zertifizierung nicht weiter verwendet wurde, wird er für die PV-Solarglaszertifizierung ganz weggelassen.

## 5. Transmissionsfaktor

Für die Zertifizierung von Solarglas für Solarthermische Kollektoren wird das (direkt – hemisphärische) Transmissionsspektrum der Prüflinge mit einem typischen Solarspektrum gewichtet, um den solaren Transmissionsgrad zu erhalten. Dabei treten Reflexionsverluste bei den Übergängen Luft-Glas an der Vorderseite und Glas-Luft an der Rückseite des Glases, sowie Absorptionsverluste im Glas auf. Für den Einsatz von Gläsern in PV-Modulen wird der Reflexionsverlust an der Rückseite unbedeutend, da die Zellen direkt an das Glas laminiert und somit optisch gekoppelt werden. Für die Zertifizierung von Solarglas für PV Anwendungen wurde eine Methode entwickelt um das direkt – hemisphärische Transmissionsspektrum um die Reflexion an der zweiten Grenzfläche zu korrigieren (siehe Abschnitt 5.1 Modellierung). Des Weiteren kann nur ein bestimmter spektraler Anteil des Sonnenlichtes für die Stromerzeugung in PV Zellen verwendet werden. Dies ist anhand einer veränderten spektralen Gewichtung zu berücksichtigen (Abschnitt 5.2 Gewichtung).



Neben  $\rho_{\text{tot}}$  und  $\tau_{\text{tot}}$  kann unter Verwendung einer Lichtfalle also auch  $r_1$  (die direkt-hemisphärische Reflexion an der Grenzfläche 1) direkt gemessen werden. Die verbleibenden unbekannt Grössen  $r_2$  und  $t$  können dann mittels der Gleichungen 2 und 3 iterativ aus den Messgrössen  $\tau_{\text{tot}}$ ,  $\rho_{\text{tot}}$  und  $r_1$  bestimmt werden. Die gesuchte einfach grenzflächenkorrigierte Transmission folgt unmittelbar aus Gleichung 2 mit  $r_2 = 0$ :

$$\tau_{\text{Kor,G2}} = (1 - r_1)t \quad (5.)$$

## 5.2 GEWICHTUNG

Das einfach grenzflächenkorrigierte Transmissionsspektrum beschreibt also den Anteil an Strahlung, welcher durch das Glas bis in angrenzende optisch gekoppelte Schicht (meist EVA) gelangt. Um den daraus resultierenden Einfluss auf den Ertrag einer Referenzanlage zu berechnen, muss dieses Spektrum sowohl mit einem typischen Solarspektrum als auch mit der Sensitivität der angekoppelten Zelle gewichtet werden. Dabei wird ein linearer Einfluss der von der Zelle absorbierten Strahlung auf den Jahresertrag einer PV-Anlage angenommen. Der PV-Transmissionsfaktor  $F_{\tau, \text{PV}}$  wird also dem „*direkt-hemisphärischen einfach Grenzflächen korrigierten Transmissionsgrad bei nahezu senkrechtem Einfall mit c-Si Wichtung*“  $\tau_{\text{cSi}}$  gleichgesetzt:

$$F_{\tau, \text{PV}} = \tau_{\text{cSi}} \quad (6.)$$

Wobei

$$\tau_{\text{cSi}} = \frac{\int \tau_{\text{Kor,G2}}(\lambda) * AM1.5(\lambda) * cSi(\lambda) * d\lambda}{\int AM1.5(\lambda) * cSi(\lambda) * d\lambda} \quad (7.)$$

Als solares Bezugsspektrum wird das der Luftmasse 1.5 (*AM1.5*) verwendet, wie dieses in der ISO 9845-1 [3] unter „*hemispherical solar spectral irradiance*“ zu finden ist. Zur Gewichtung der Empfindlichkeit einer typischen Solarzelle  $cSi(\lambda)$  wurde die von Thomas et al. [4] publizierte IQE (internal quantum efficiency) für typische polykristalline Siliziumzellen verwendet und angenommen, dass ein Photon nur ein Elektron-Loch Paar erzeugt. Die IQE wurde verwendet, da diese nicht von der Einbindung der Solarzelle ins Modul und der verwendeten Antireflexschicht abhängt und damit das obere Limit der erreichbaren EQE (external quantum efficiency) darstellt. Grundsätzlich unterscheiden sich aber die unterschiedlichen publizierten IQE und EQE nicht sehr stark in ihrer spektralen Verteilung (vergleiche z.B. [5][6]). Eine Absorption durch die Einbettungsmaterialien wurde nicht berücksichtigt, auch wenn das typische Einbettungsmaterial EVA hauptsächlich unterhalb von 400 nm einen Anteil des Lichtes absorbiert. Die Anteile unterhalb von 400 nm werden aber mit ca. 1.5 % auch so nur schwach gewichtet werden.

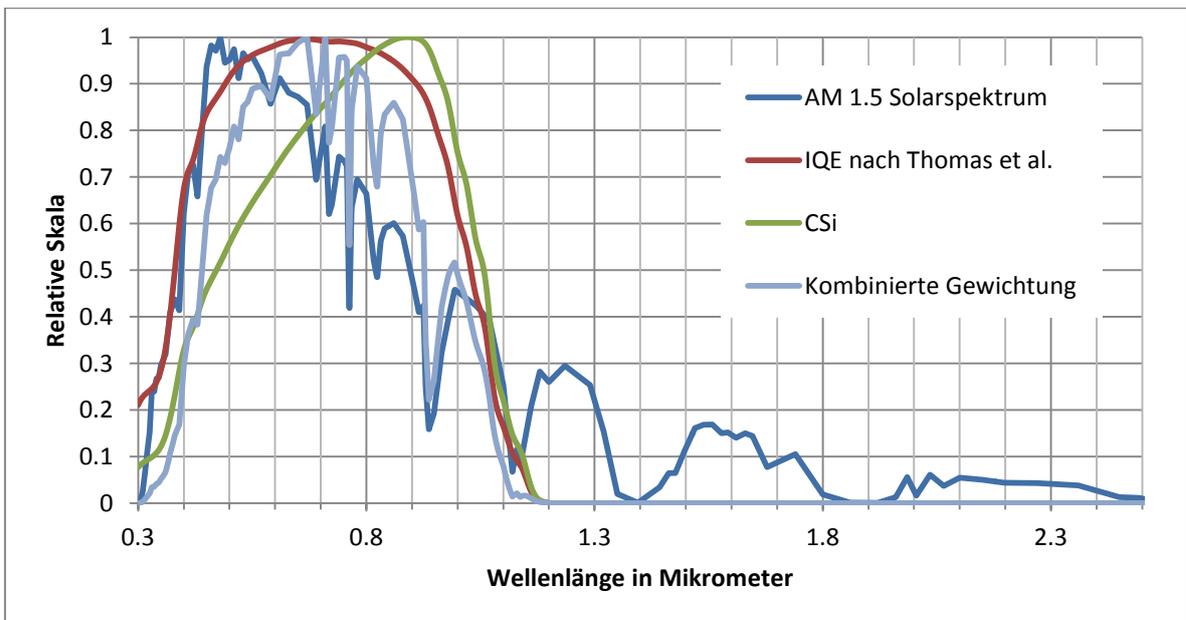


Abbildung 2 Darstellung der zur Gewichtung verwendeten Spektren (alle auf eine relative Skala normiert); Das AM 1.5 Standard Solarspektrum, die verwendete internal quantum efficiency (IQE) und die daraus resultierende Effizienz der Energieumwandlung (Gewichtungsspektrum cSi). Die ‚Kombinierte Gewichtung‘ entsteht durch die Überlagerung von cSi und AM 1.5 Gewichtung wie sie durch Formel (7) auf das Glas angewendet wird.

### 5.3 MESSMITTEL

Zur Messung der direkt-hemisphärischen Transmissions- und Reflexionsspektren wird ein FTIR-Spektrometer von der Firma Bruker (IFS 66) mit integrierender Kugel (Ulbricht Kugel) aus PTFE verwendet. Die verwendete Sensorik erlaubt spektrale Messungen im Wellenlängenbereich von  $0.3\mu\text{m}$  bis  $2.5\mu\text{m}$ . Die Messtechnik wurde anhand einer extern kalibrierten Referenz (Physikalisch Technische Bundesanstalt PTB) aus Spektralton kalibriert.

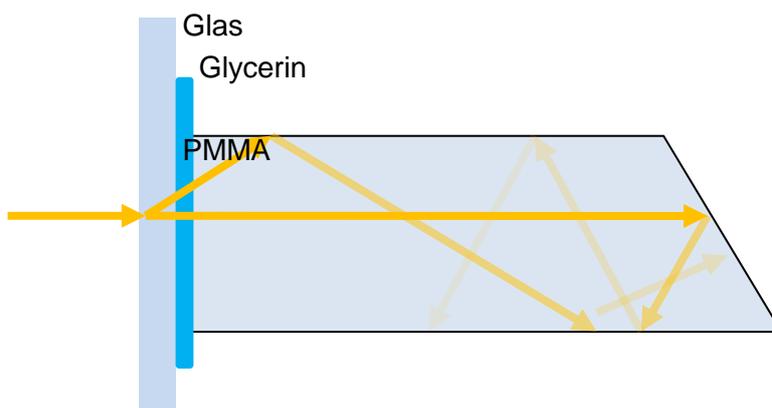


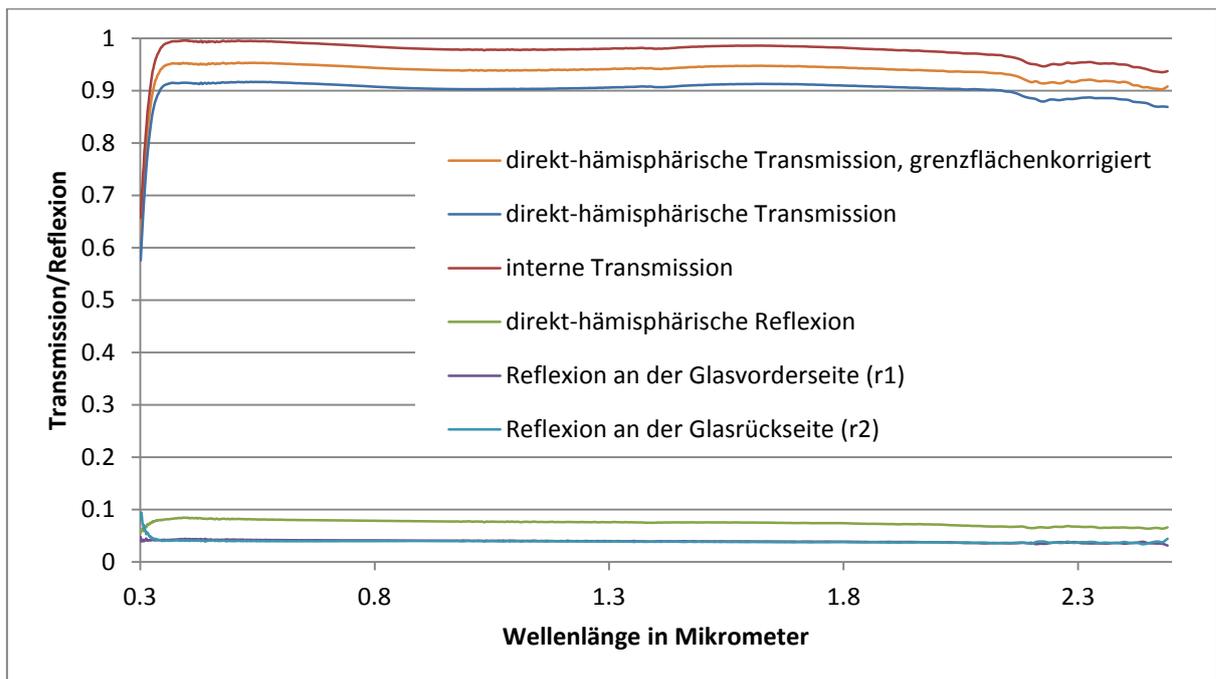
Abbildung 3 Darstellung der verwendeten Lichtfalle zur Absorption aller transmittierten Lichtstrahlen, welche optisch an die Glasrückseite gekoppelt wird. Sowohl gestreute, als auch direkt transmittierte Lichtstrahlen werden vielfach an der stark absorbierenden Oberfläche des Zylinders reflektiert und somit quasi vollständig absorbiert.

Als Lichtfalle wird ein Zylinder aus PMMA verwendet, der aussen mit einer spiegelnd absorbierenden Farbe ( $\alpha = 0.96$ ) beschichtet ist. Die Rückseite wurde abgeschragt, damit die dort reflektierten Lichtstrahlen mehrmals auf dem absorbierenden Zylindermantel auftreten, bevor diese wieder auf das Glas auftreffen. Bereits nach drei Reflexionen am Zylindermantel ist der Lichtstrahl bis auf einen Anteil kleiner  $0.01\%$  absorbiert, so dass praktisch kein Licht aus der Lichtfalle austreten kann. Die Lichtfalle ( $n=1.49$ , [7]) wird mit Glycerin ( $n=1.475$  [7]) an das Glas angekoppelt, was einer Lamination von EVA ( $n=1.483$  [7]) sehr nahe kommt. Die gesamte Reflexion an der Verbindung dieser Lichtfalle zu typischem Solarglas liegt un-

ter 0.03%. Unterschiede zwischen der für die Messung verwendeten Lichtfalle und dem in der Modulproduktion hauptsächlich eingesetzten EVA liegen somit unter der Messunsicherheit.

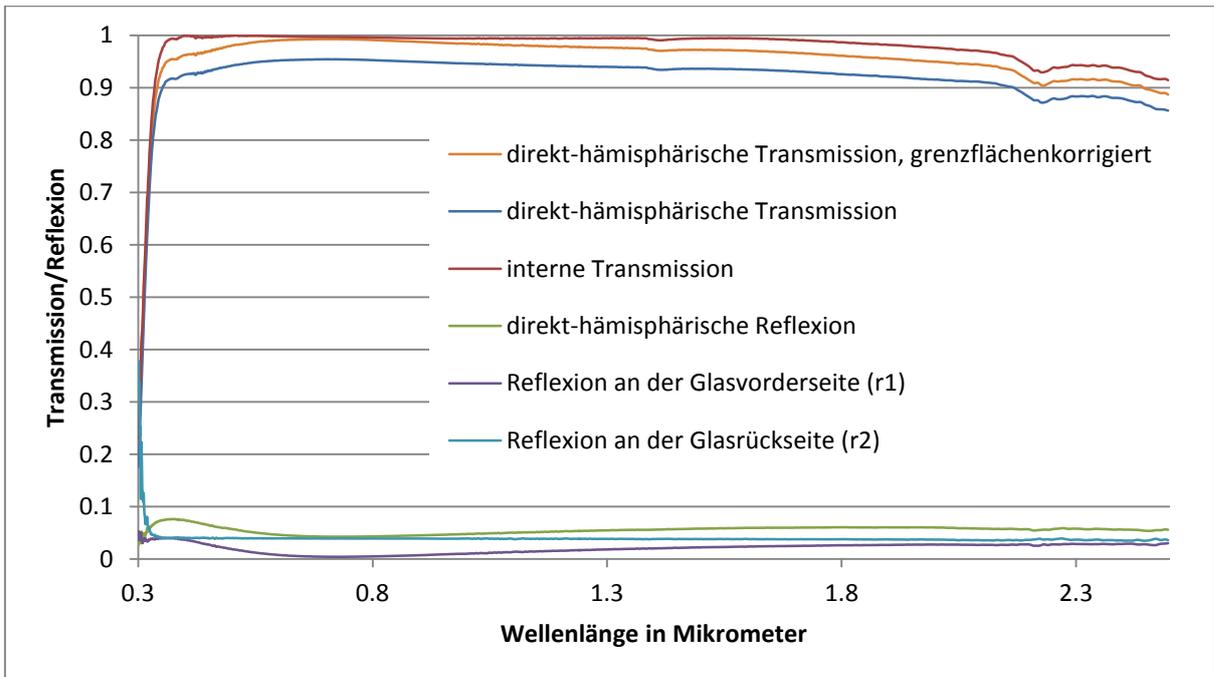
## 5.4 MESSRESULTATE

In Abbildung 4 werden die gemessenen Spektren ( $\tau_{\text{tot}}$ ,  $\rho_{\text{tot}}$  und  $\rho_{\text{tot,Lf}}=r_1$ ), und die gemäss der oben eingeführten Anleitung berechneten Spektren ( $t$  und  $r_2$ ), eines flachen Solarglases, dargestellt. Dabei fallen die gemessene Reflexionen an der Vorder- und die berechnete Reflexion an der Rückseite sehr genau aufeinander, wie dies bei einem flachen und unbeschichteten Glas zu erwarten ist. Dies bestätigt die Funktionalität der eingesetzten Messmittel und der angewendeten Modellierung.



**Abbildung 4** Spektrale Messungen an einem glatten (nicht strukturierten) 3mm dicken Solarglas. Gemessen wurden drei Spektren; die direkt-hemisphärische Transmission in Luft die direkt-hemisphärische Reflexion in Luft und die Reflexion der Glasvorderseite ( $r_1$ , gemessen mit einer optisch gekoppelten Lichtfalle). Daraus wurde die interne Transmission, die Reflexion der Rückseite ( $r_2$ ) und die für die Anwendung im PV-Modul wichtige einseitig grenzflächenkorrigiert Transmission berechnet.

In Abbildung 5 werden die gemessenen Spektren eines einseitig antireflex-beschichteten Glases dargestellt. Durch die Antireflexschicht fällt die Reflexion an der Glasvorderseite auf Werte deutlich unter 0.5%. Die berechnete Reflexion an der Glasrückseite entspricht aber sehr genau der Reflexion von unbeschichtetem Glas (siehe auch Abbildung 4). Auch dabei bestätigen sich die eingesetzten Messmittel und Modellierungsansätze. Einzig unterhalb von 330 nm steigt die berechnete Reflexion an der Glasrückseite bei beiden Gläsern auf Grund einer Erhöhten Messunsicherheit fälschlicherweise leicht an. Durch die Gewichtung der Spektren spielen die Werte unterhalb von 400 nm für die Integralen Bewertung der Gläser aber eine untergeordnete Rolle (Siehe auch Abbildung 2).



**Abbildung 5** Spektrale Messungen an einem fein strukturierten 3mm dicken Solarglas mit einer Antireflexschicht. Gemessen wurden drei Spektren: die direkt-hemisphärische Transmission in Luft die direkt-hemisphärische Reflexion in Luft und die Reflexion der Glasvorderseite ( $r_1$ , gemessen mit einer optisch gekoppelten Lichtfalle). Daraus wurde die interne Transmission, die Reflexion der Rückseite ( $r_2$ ) und die für die Anwendung im PV-Modul wichtige einseitig grenzflächenkorrigiert Transmission berechnet.

In Tabelle 1 werden die für einige Gläser ermittelten PV- und Thermie-Transmissionsfaktoren miteinander verglichen. Durch die Grenzflächenkorrektur liegen die Werte für die PV-Bewertung ca. 4% über den Thermie-Transmissionsfaktoren. Auch die andere spektrale Gewichtung führt zu weiteren Unterschieden, so liegen die PV-Faktoren zwischen 3.5% und 4.5% über den Thermie-Faktoren. Beispielsweise wurde die Antireflexschicht (Probe 4) an die spektrale Sensitivität von c-Si Zellen angepasst, daher wird ein sehr hoher PV-Transmissionsfaktor von 0.985 erreicht. Bei einem Modul mit diesem Glas würden also nur ca. 1.5% der nutzbaren Strahlung durch Reflexion und Absorption des Glases verloren gehen.

**Tabelle 1** Vergleich von gemessenen Transmissionsfaktoren für unterschiedliche Beispielgläser.

Probennummer	Oberfläche	Dicke [mm]	$F_{\tau,TH}$	$F_{\tau,PV}$
1	flach	3	0.909	0.944
2	flach	5	0.888	0.928
3	leichte Struktur	3.2	0.916	0.955
4	leichte Struktur, AR	3.2	0.940	0.985
5	prismiert 1	3.2	0.914	0.952
6	prismiert 2	3.2	0.915	0.954

## 6. Winkelgewichtungsfaktor

Ein wichtiger Unterschied in der Anwendung von Solarglas in PV-Modulen im Vergleich zu solar-thermischen Kollektoren liegt bei der Bewertung des Einflusses der unterschiedlichen Einfallswinkel der Solarstrahlung auf das PV-Modul. Auch dabei schafft die optische Ankopplung der Zellen eine andere Ausgangslage also bei Glas für Thermie-Anwendungen, welches beidseitig von Luft umgeben ist. In den folgenden Abschnitten wird eine Methode beschrieben, wie die winkelabhängige Transmission von Gläsern für PV Module gemessen werden kann und es werden angepasste Gewichtungsfaktoren hergeleitet, welche den Einfluss der winkelabhängigen Transmission auf den Jahresertrag einer typischen PV-Anlage angeben.

### 6.1 MODELLIERUNG

Der IAM Winkelgewichtungsfaktor  $F_{IAM,PV}$  quantifiziert den Einfluss des Glases auf die winkelabhängige Effizienz einer c-Si PV Modules und den daraus resultierenden Einfluss auf den jährlichen Ertrag einer typischen PV-Anlage. Er wird folgendermassen definiert:

$$F_{IAM,PV} = \min([F_{Vert}^{tr} + F_{Hor}^{lo}], [F_{Vert}^{lo} + F_{Hor}^{tr}]) \quad (8.)$$

wobei:

$$F_{Geo}^{Axis} = \sum_n \frac{IAM_n^{Axis}}{IAM_{ref,n}} \cdot S_n^{Geo} \quad (9.)$$

$IAM_n$	IAM-Messwerte an der Winkelposition n bei optischer Kopplung des Testglases an die Messzelle (siehe Abschnitt Messmittel).
$IAM_{ref,n}$	Referenz-IAM-Messwert der Messzelle in EVA eingebettet ohne Glasabdeckung (siehe Abschnitt Messmittel).
$S_n$	IAM-Gewichtungsfaktor an der Winkelposition n
$n = 0, \dots, 5$	Index der Winkelposition (0,30,40,50,60,70°)
$Axis \in (tr, lo)$	Achse bezogen auf die Glasoberfläche (transversal, longitudinal)
$Geo \in (vert, hor)$	Orientierung bezogen auf die Einstrahlungsverteilung (vertikal, horizontal):

Die IAM-Gewichtungsfaktoren geben den Anteil der jährlichen Einstrahlungssumme aus dem jeweiligen Einstrahlungswinkel für ein südorientiertes Modul mit einer Neigung von 30° in Zentraleuropa (Standort Rapperswil SG, CH) wieder. Makroskopische Strukturen wie Pyramiden sind nicht punktsymmetrisch aufgebaut, daher ist ihr IAM Verhalten von der Drehachse der Oberflächenstruktur abhängig. Wie im Zertifizierungsverfahren für Solarthermie wird das IAM-Verhalten nur in zwei orthogonalen Drehachsen (transversal und longitudinal) gemessen. Dies stellt ein Kompromiss zwischen Messaufwand und Genauigkeit der Modellierung dar. Da die Montageorientierung von PV-Modulen im Normalfall nicht vorgegeben wird (Portrait oder Landscape), wird zur Bewertung des gemessenen Glases die schlechtere der möglichen Einbauvarianten verwendet (Gleichung 8). Die zu messenden Winkel und die dazugehörigen IAM-Gewichtungsfaktoren  $S_n$  werden in Tabelle 2 angegeben.

**Tabelle 2: Die Winkelgewichtungsfaktoren  $S_n$  geben den Anteil der jährlich aus einem bestimmten Winkel eintreffenden Einstrahlung für ein südorientiertes und mit 30° aufgeständertes Modul in Rapperswil SG, CH wieder.**

N	0	1	2	3	4	5
Winkel [°]	0	30	40	50	60	70
$S_n^{Ver}$	0.068	0.121	0.078	0.055	0.036	0.027
$S_n^{Hor}$	0.070	0.194	0.108	0.097	0.087	0.059

**Tabelle 3: Die Winkelgewichtungsfaktoren  $S_n$  geben den Anteil der jährlich aus einem bestimmten Winkel eintreffenden Einstrahlung für ein südorientiertes und mit 90° aufgeständertes Modul in Rapperswil SG, CH wieder (Fassadenintegration).**

N	0	1	2	3	4	5
Winkel [°]	0	30	40	50	60	70
$S_n^{Ver}$	0.028	0.121	0.097	0.101	0.112	0.096
$S_n^{Hor}$	0.020	0.089	0.082	0.086	0.081	0.087

## 6.2 BERECHNUNG DER GEWICHTUNGSFAKTOREN

Die Gewichtungsfaktoren wurden anhand von Jahressimulationen ermittelt. Mit der Software Polysun 5 [8] wurde die jährliche Strahlungsverteilung in Abhängigkeit des Einfallswinkels berechnet. Polysun 5 greift dabei auf Wetterdaten von Meteonorm 6 [9] zurück. Dabei wird mit einer anisotropen Verteilung der Diffusstrahlung nach Perez [10] gerechnet.

Die Summe der Einstrahlung, die während eines Jahres aus einem bestimmten Winkel auf das Modul trifft, ergibt den Gewichtungsfaktor  $S_n$  bei diesem Winkel. Liegt der Einstrahlungswinkel zwischen den Stützstellen wird die Strahlung linear auf die benachbarten Stützstellen aufgeteilt. So trägt beispielsweise Strahlung welche unter 10° auftrifft zu zwei Dritteln zu einer stärkeren Gewichtung der Stützstelle bei 0° und zu einem Drittel zu einer stärkeren Gewichtung der Stützstelle bei 30° bei. Der gemessene IAM Wert des Glases bei einem bestimmten Einfallswinkel wird also mit der Strahlungssumme gewichtet, welche während eines Jahres aus diesem Winkel auf das Modul eintrifft. Bei dieser Modellierung wird auch der Stützstelle bei 90° ein Strahlungsanteil von wenigen Prozent zugeordnet (siehe z.B. Abbildung 6), da Strahlung zwischen 70° und 90° linear auf die beiden Stützstellen aufgeteilt wird. Da die Strahlung aus 90° theoretisch nicht transmittiert werden kann (IAM-Wert von Null) wird dieser Anteil für die Gewichtungsfaktoren nicht berücksichtigt. Dies führte zu einer zusätzlichen Normierung der Werte von 0..70°, welche leicht angehoben wurden, damit die Summe aller Gewichtungsfaktoren eins ergibt (siehe Tabelle 2 & Tabelle 3). Durch diese Normierung wird einem Glas, welches das IAM-Verhalten der Referenzzelle nicht verändert, der Winkelgewichtungsfaktor  $F_{IAM,PV}=1$  zugeordnet. In den folgenden Abschnitten wird der Strahlungsanteil welcher 90° zugeordnet wird aber zum Vergleich mit dargestellt.

Als Referenz wurde ein Modul am Standort Rapperswil (CH) mit einem Neigungswinkel von 30° und südorientiert ausgewählt. Bei den Berechnungen wurde der Einfluss unterschiedlicher Ausrichtung und unterschiedlicher Standorte untersucht. Dabei hat sich gezeigt, dass die Strahlungsverteilung für Standorte von Madrid bis Stockholm relativ ähnlich ausfallen (siehe Abbildung 6). Auch unterschiedliche Ausrichtungen führten, mit Ausnahme der vertikalen Orientierung (Fassadenintegration), zu relativ ähnlichen Gewichtungsfaktoren (siehe Abbildung 7). Für die Fassadenintegration sind deutliche Unterschiede in der Einstrahlungsverteilung auszumachen (siehe Abbildung 8), daher werden zusätzliche Gewichtungsfaktoren für diese Anwendung angegeben. Für die Bewertung der Gläser wird dieser Spezialfall

aber nicht berücksichtigt, da es sich dabei um eine seltene Anwendung handelt. Auf eine horizontale Ausrichtung wird hier nicht eingegangen, da bei flachem Untergrund (z.B. Flachdach) in fast allen Fällen eine Aufständering vorgenommen wird.

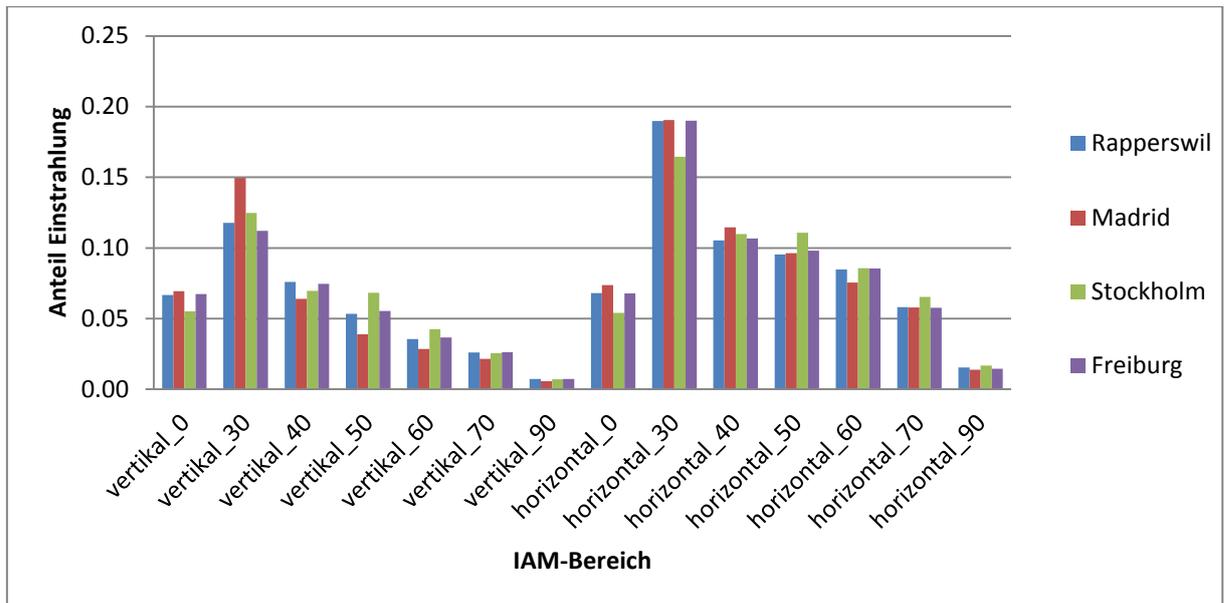


Abbildung 6 Anteil der gesamten jährlichen Einstrahlung aufgeteilt auf unterschiedliche Einstrahlungswinkel bei einer Aufständering von 30° südorientiert. Von Madrid bis Stockholm ist diese Verteilung über ein ganzes Betriebsjahr aufsummiert relativ ähnlich.

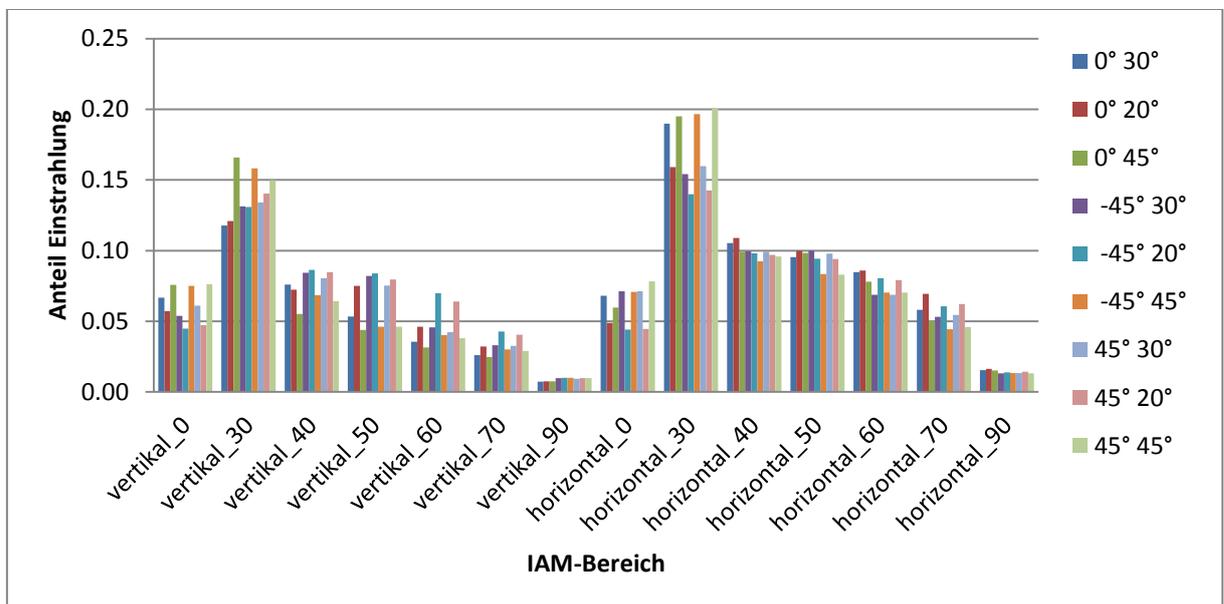


Abbildung 7 Anteil der gesamten jährlichen Einstrahlung aufgeteilt auf unterschiedliche Einstrahlungswinkel. Für Aufständeringswinkel von 20-45° und für Orientierungen von SO (-45°), S (0°) und SW (+45°) zeigt die Verteilung eine ähnliche Charakteristik, es können jedoch leichte Unterschiede ausgemacht werden.

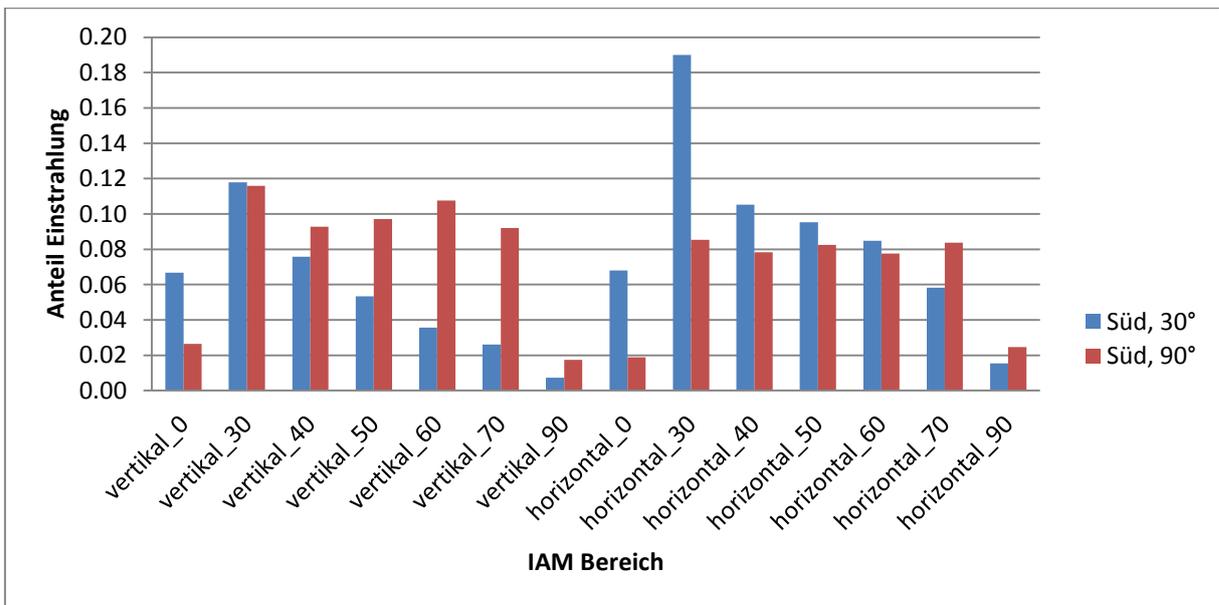


Abbildung 8 Anteil der gesamten jährlichen Einstrahlung aufgeteilt auf unterschiedliche Einstrahlungswinkel. Zwischen der als Standard gewählten Aufständigung von 30°, südorientiert und einer Aufständigung von 90°, südorientiert (Südfassade) besteht ein deutlicher Unterschied.

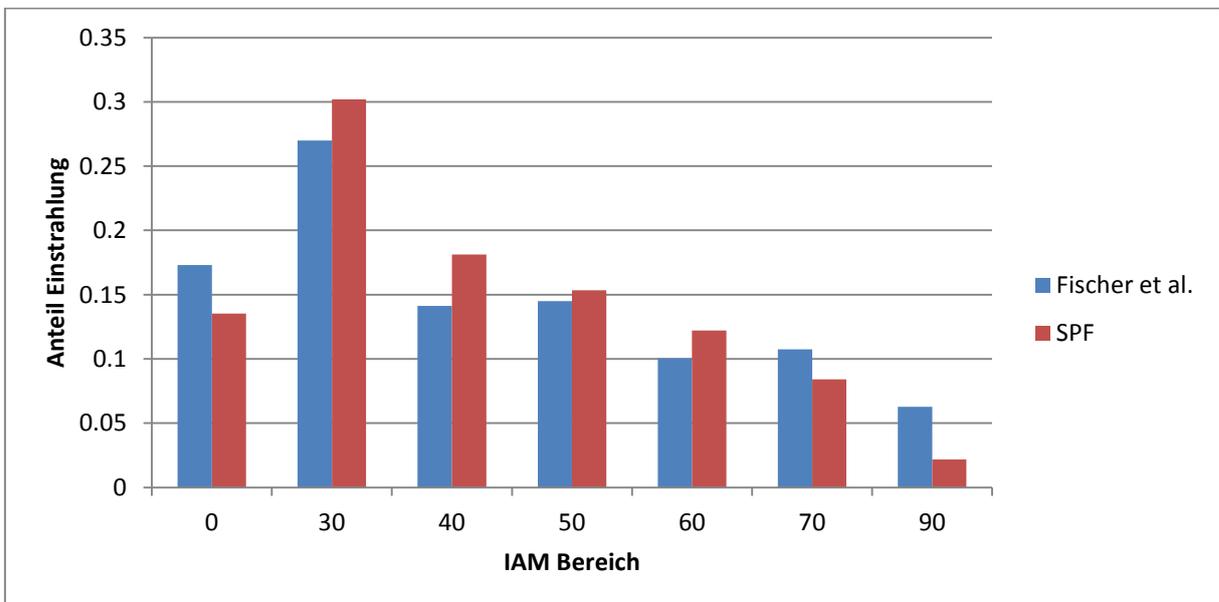


Abbildung 9 Die von Fischer et al. publizierten Gewichtungsfaktoren (welche für eine Auswahl an Stützpunkten vorliegt) wurde auf die in diesem Bericht verwendeten Stützpunkte (0°,30°,40°,50°,60°,70°,90°) umgerechnet und mit den Werten aus den Jahressumme mit Polysun verglichen. Beide Verteilungen basieren auf Werten aus Meteonorm für Freiburg im Breisgau (D). Die Unterschiede kommen hauptsächlich durch die Modellierung der Diffusanteile zu Stande. Fischer et al. haben zur Vereinfachung mit einer Isotropen Verteilung der Diffusstrahlung gerechnet und in Polysun wird mit einer anisotropen Verteilung nach Perez [10] gerechnet.

Ähnlich Faktoren wurden von Fischer et al. [11] Publiziert, wobei aber nicht zwischen horizontal und vertikal eintreffender Strahlung unterschieden wird und andere Stützstellen (10° Intervalle von 0..90°) verwendet werden. In Abbildung 9 werden die von Fischer et al. publizierten Werte mit den in Polysun berechneten Gewichtungsfaktoren verglichen. Dazu wurden die publizierten Werte auf die in diesem Bericht verwendeten Stützstellen umgerechnet und es wurde auf eine Unterscheidung von vertikaler und horizontaler Ausrichtung verzichtet. Die Unterschiede, welche durch eine andere Modellierung der Diffusstrahlung zustande kommen (Fischer et al. rechnen mit einer isotropen Verteilung), liegen in etwa in der Grössenordnung

der Unterschiede zwischen den unterschiedlichen analysierten Standorten oder der gängigen Orientierungen (Fassadenmontage ausgeschlossen).

Zusätzlich wurde eine Abschätzung über den Einfluss der Modultemperatur und die spektrale Verschiebung der solaren Einstrahlung durchgeführt (siehe Abbildung 10). Dazu wurde die Modultemperatur in Polysun für ein Standardmodul mit mittlerer Hinterlüftung und einem Temperaturkoeffizienten von 0.43%/K simuliert. Da bei kleinen Einstrahlungswinkeln häufiger hohe Temperaturen auftreten, führt die Temperaturabhängigkeit von typischen c-Si Photovoltaikmodulen zu einer geringeren Gewichtung der kleinen Einstrahlungswinkel von einigen Prozent (relativ). Je nach Montageart und Windverhältnisse kann dieser Einfluss aber noch deutlich verstärkt oder abgeschwächt werden. Weil der Einfluss der Modultemperatur deutlich unter dem Einfluss von unterschiedlichen Standorten, Modulausrichtung oder Modell der Diffusstrahlungsverteilung liegt, wurde dieser bei der Festlegung der Gewichtungsfaktoren nicht berücksichtigt.

Die spektrale Einstrahlungsverteilung ändert sich mit dem Tagesverlauf (Rotverschiebung bei flachen Einstrahlungswinkeln) und kann somit die Gewichtungsfaktoren beeinflussen. Um diesen Einfluss zu quantifizieren, wurde eine gemessenen Korrelation zwischen Sonnenelevation (gegeben durch die Dicke der von den Sonnenstrahlen passierten Luftschicht, Air Mass AM) und der Effizienz von c-Si Modulen beigezogen [12]. Da diese Korrelation in anderen klimatischen Bedingungen (Israel, Wüstenklima) gemessen wurde, sind die Resultate nur beschränkt für die Zentraleuropäischen Verhältnisse in Rapperswil übertragbar. Es konnte aber aufgezeigt werden, dass der Einfluss der spektralen Verschiebung auf die Gewichtungsfaktoren nur im Bereich von ca. einem Prozent (relativ) liegt. Da der Einfluss der spektralen Verschiebung deutlich unter dem Einfluss von unterschiedlichen Standorten, Modulausrichtung oder Modell der Diffusstrahlungsverteilung liegen, wurde er bei der Festlegung der Gewichtungsfaktoren nicht berücksichtigt.

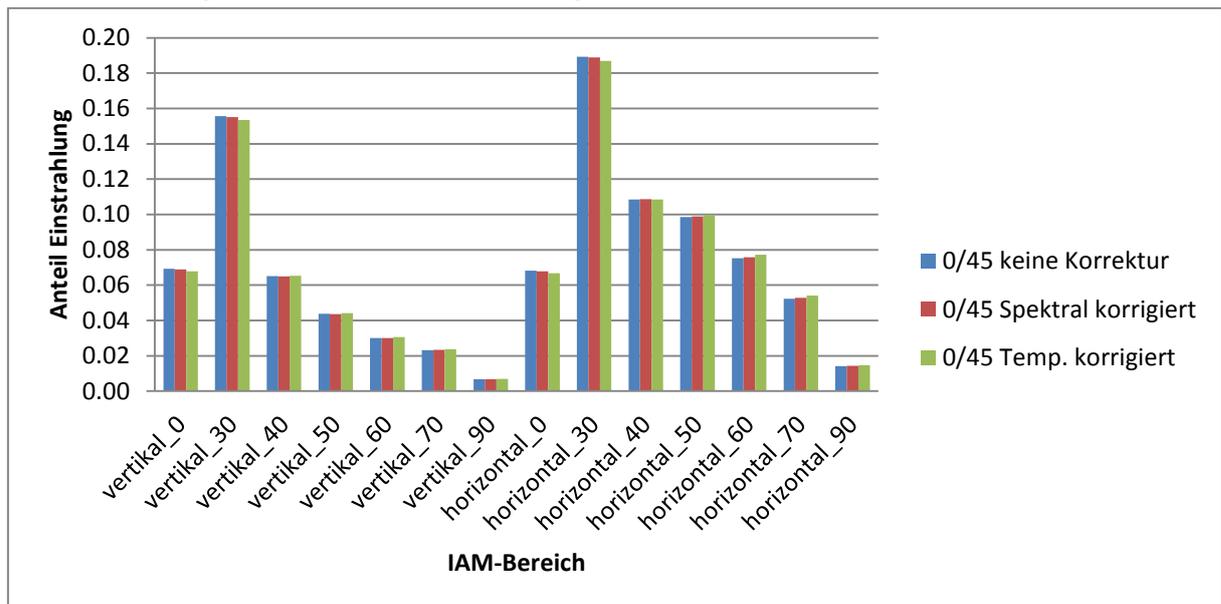


Abbildung 10 Zusätzlicher Einfluss von Modultemperatur und spektraler Strahlungsverteilung auf die berechneten Gewichtungsfaktoren.

### 6.3 MESSMITTEL

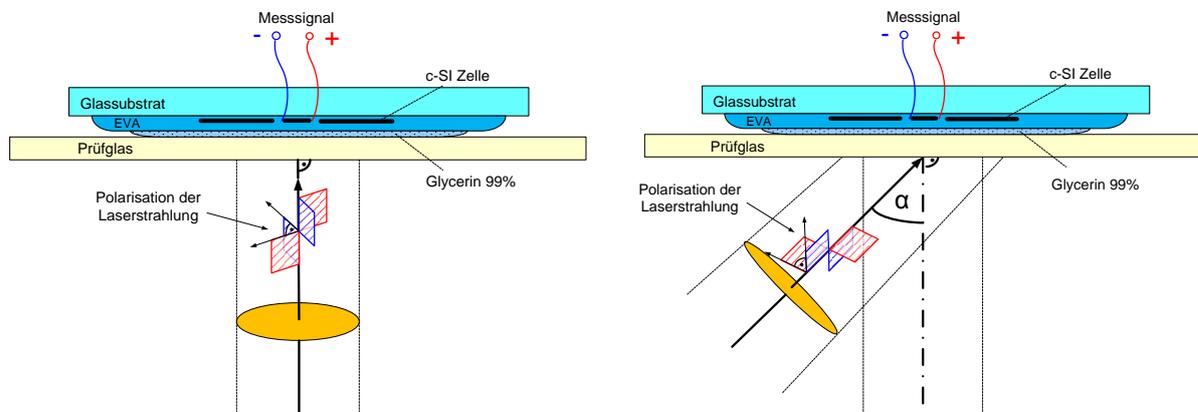
Um den Einfluss eines Testglases für unterschiedlicher Einstrahlungswinkel zu messen wurde eine Messapparatur entwickelt, welche dem Aufbau eines typischen c-Si Moduls nachempfunden ist (siehe auch Abbildung 11). Das Prüfglas kann mittels Fluid (Glycerin) optisch an eine c-Si Zelle angekoppelt werden, welche in EVA eingebettet ist. In Abschnitt 0 wird aufgezeigt, dass diese zusätzliche Fluidschicht zur optischen Koppelung keinen relevanten Einfluss auf die optischen Eigenschaften des Gesamtaufbaus hat.

Eingesetzt wird eine herkömmliche, frontkontaktierte pc-Si Zelle eines führenden Herstellers. Sowohl die Kontaktierung, die Oberflächenstruktur der Zelle, als auch die Antireflexschicht kann einen Einfluss auf das Winkelabhängige Verhalten des Gesamtaufbaus haben. Dies wird in Abschnitt 6.4.1 und 6.4.3 genauer betrachtet. Um den Einfluss der spezifischen verwendeten Zelle zu minimieren wird die Messung mit einem Testglas jeweils mit einer Messung ohne Testglas (mit EVA als vorderste Schicht) verglichen. Eine Messung der Zelle ohne Testglas wird somit als Kalibration der Apparatur verwendet (siehe auch Gleichung 9).

Als Detektor dient eine Fläche von  $20 \times 20 \text{ mm}^2$  im Zentrum der Zelle ( $156 \times 156 \text{ mm}^2$ ), welches elektrisch von der restlichen Zelle isoliert wurde. Der Bereich um diese aktive Fläche wird grossflächig mit einem homogenisierten und kollimierten Laserstrahl aus unterschiedlichen Einstrahlungswinkeln beleuchtet. Randeffekte werden durch die Verwendung einer relativ kleinen sensitiven Fläche innerhalb einer deutlich grösseren Fläche mit denselben optischen Eigenschaften und derselben Ausleuchtung minimiert. Mittels modulierter Beleuchtung und Lock-In Signalverstärkung können Störeffekte der Restbeleuchtung effektiv unterbunden werden.

Durch die Verwendung von Laserlicht werden die IAM-Werte nicht spektral aufgelöst, sondern nur bei einer bestimmten Wellenlänge gemessen. Die gewählte Wellenlänge von  $650 \text{ nm}$  entspricht dem Maximum der spektralen Gewichtungsfunktion und liegt im Zentrum des relevanten Wellenlängenbereichs. Im Abschnitt 6.4.3 wird aufgezeigt, dass dieses Vorgehen trotz Vereinfachung zu repräsentativen Resultaten führt.

Die Polarisation des einfallenden Lichtes hat einen starken Einfluss auf die Winkelabhängige Transmission der Gläser. Da eine vollständige Depolarisierung des verwendeten Laserlichtes mit grossem Aufwand verbunden ist, wurde der Mittelwert aus zwei Messungen mit orthogonal zueinander liegenden Polarisationsrichtungen weiterverwendet. Dies entspricht der Verwendung von vollständig unpolarisiertem Licht.



Laser strahlt orthogonal auf das Prüfglas.

Laser strahlt im Winkel  $\alpha$  auf das Prüfglas.

**Abbildung 11 Skizze des Messaufbaus: Messzelle mit optisch gekoppeltem Solarglas (Prüfglas).**

In Abbildung 12 werden die IAM-Werte der Referenzzelle ohne Glas, als auch mit einem angekoppelten  $3 \text{ mm}$  dünnen, flachen und hochtransparenten Solarglas mit publizierten Resultaten von Ganzen Modulen verglichen. Die Resultate mit dem SPF Aufbau liegen leicht unter dem Mittelwerte aus der Sandia Datenbank [13] und leicht über den verfügbaren Daten von einzelnen Modulen [14]. Die Unterschiede der dargestellten IAM-Werte sind relativ gering, daher wurde statt der üblichen Skala von  $0..1$  eine Skala von  $0.5..1$  gewählt. Die Messungen mit der konstruierten Referenzzelle fügen sich sehr gut in die publizierten Messungen an ganzen Modulen ein.

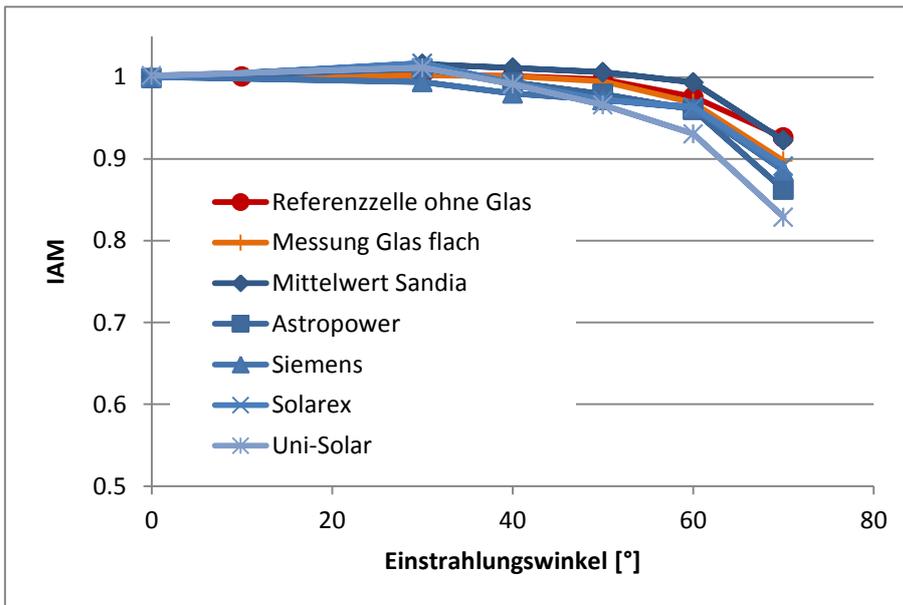


Abbildung 12 Vergleich der SPF Messzelle mit publizierten Daten, welche an ganzen Modulen gemessen wurden. Die IAM-Werte sowohl der Messzelle ohne Glas als auch mit einem angekoppelten dünnen, flachen und hochtransparenten Solarglas liegen zwischen den Durchschnittswerten von Sandia [13] und den verfügbaren Daten Einzelner Module [14].

## 6.4 ÜBERTRAGBARKEIT DER MESSUNG

Die Messung wird mit einer pc-Si Zelle eines führenden Herstellers durchgeführt, welche daher über Hersteller spezifische Eigenschaften wie Oberflächentexturierung, Kontaktierung, Antireflexbeschichtung usw. verfügt. Um den Einfluss abweichender Zell- oder gar Modulparameter auf die Bewertung der winkelabhängigen Transmission des Abdeckungsglases aufzuzeigen, wurden optische Simulationen (ray tracing mit OptiCAD[15]) durchgeführt. Die Zelle wurde dafür folgendermassen modelliert:

Tabelle 4 Gewählte Eigenschaften der Materialien für die ray tracing Simulation

Material	Dicke	Brechungsindex n	Extinktionskoeffizient k
Glas	3mm	1.53	2
EVA	0.5mm	1.483	3
Glycerin	0.1mm	1.74	4
AR (SiNx, flach)	75nm	2	1
Zelle	0.2mm	3.7	10 <sup>6</sup>

Sensitivitätsanalysen wurden auf Basis eines vereinfachten ‚Standardmodelles‘ mit flacher Zelloberfläche und ohne Metallkontaktierung an der Oberfläche durchgeführt. Der Einfluss unterschiedlicher Metallkontaktierung als auch unterschiedlicher Oberflächenstrukturen wurden als Parameter der Sensitivitätsanalyse untersucht und werden in den folgenden Abschnitten erläutert. In Abbildung 13 wird eine simulierte IAM Kurve des vereinfachten ‚Standardmodelles‘ mit einer Messung am SPF Teststand und mit publizierten IAM Daten von ganzen Modulen verglichen. Die simulierte IAM Kurve liegt im Bereich der publizierten Daten einzelner Module [14], aber leicht unter dem Mittelwert der Sandia Laboratories [13] und auch der Messwerte an der SPF-Referenzzelle (siehe Abbildung 12). In den nachfolgenden Abschnitten wird auf mögliche Gründe dieser Abweichungen und auf Einflüsse von unterschiedlichen Parametern im Modulaufbau eingegangen.

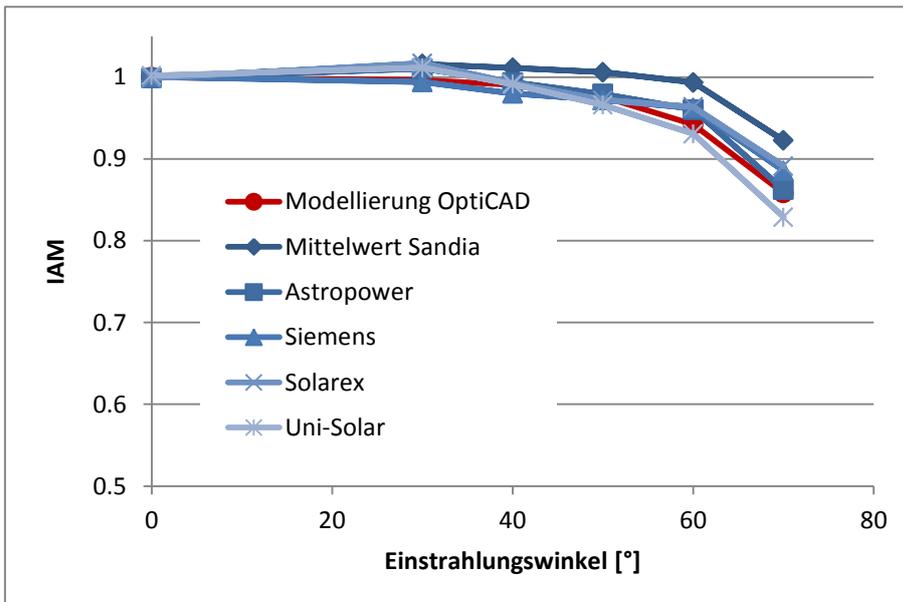


Abbildung 13 Vergleich der Modellierung mit publizierten Daten, welche an ganzen Modulen gemessen wurden. Die modellierten IAM-Werte der vereinfacht modellierten Solarzelle liegen im Bereich der verfügbaren Daten Einzelner Module [14], aber leicht unter dem Mittelwert der Sandia Datenbank [13] oder auch der Messungen mit der SPF-Messzelle (vergleiche Abbildung 12, oben)

#### 6.4.1 Zelloberfläche

Um Reflexionen an der Zelloberfläche zu minimieren kann einerseits die Oberflächenstruktur der Zelle verändert und andererseits eine entspiegelnde Schicht eingesetzt werden. In Abbildung 16 wird der Einfluss unterschiedlicher Oberflächenstrukturen auf die modellierte Zelle dargestellt. Dazu wurde die Oberfläche der Referenzzelle mit einem AFM (atomic force microscope) vermessen und in das Modell integriert. Zusätzlich wurde ein zweites Modell mit idealen Pyramiden erstellt. Dabei wurde Pyramiden mit einem Spitzwinkel von  $70.53^\circ$  (entspricht einer Ätzung entlang der 111 Gitterlinien von kristallinem Silizium) modelliert. Die strukturierten Oberflächen führen nicht nur zu einer verbesserten Absorption bei senkrechtem Einfall, sondern auch zu leicht erhöhten IAM-Werten des gesamten modellierten Modulaufbaus. Ebenso beeinflusst die Dicke der Antireflexschicht das IAM-Verhalten des modellierten Modulaufbaus. In Abbildung 17 wird das IAM-Verhalten des Standardaufbaus mit jeweils um 10nm und 20nm dickeren resp. dünnere Antireflexschichten verglichen. Dabei werden vor allem mit der dickeren Antireflexschicht von 95 nm leicht erhöhte IAM-Werte erreicht. Eine Veränderungen des Brechungsindex der Antireflexschicht hat hingegen, wie in Abbildung 14 dargestellt, nur einen geringen Einfluss auf das IAM-Verhalten. Die Unterschiede im IAM-Verhalten aufgrund von unterschiedlichen Zelloberflächen sind ein Hauptgrund für die Normierung der Messungen an einer Kalibrationsmessung der Referenzzelle ohne Glas. In Abbildung 15 wird im Modell gezeigt, dass der Effekt von unterschiedlichen Zelloberflächen vernachlässigt werden kann, wenn eine Normierung an der Referenzzelle ohne Glas durchgeführt wird. Sowohl die Standardzelle, als auch eine Zelle mit 111 Pyramiden und eine flache Zelle mit dickerer Antireflexschicht von 95nm wurden sowohl als Referenzzelle (in EVA eingebettet, aber ohne Glas) als auch mit zwei Gläsern, ein 3mm Solarglas (Standardmodell) und ein 3mm Flachglas mit sehr guter Antireflexschicht (AR Glas: Antireflexschicht bestehend aus drei Schichten mit aufsteigendem Brechungsindex) modelliert. Der Einfluss dieser beiden Gläser war nach der „Kalibration“ für alle drei Zelltypen sehr ähnlich. Durch die Kalibration der Messapparatur (Messung ohne angekoppeltes Glas) kann der spezifische Einfluss der verwendeten Referenzzelle stark vermindert werden. Die Messungen mit einer spezifischen Referenzzelle bilden also nach der Kalibration eine gute Grundlage um den Einfluss des Testglases auf das IAM-Verhalten von c-Si Modulen (auch mit anderer Zelloberfläche) generell zu beurteilen.

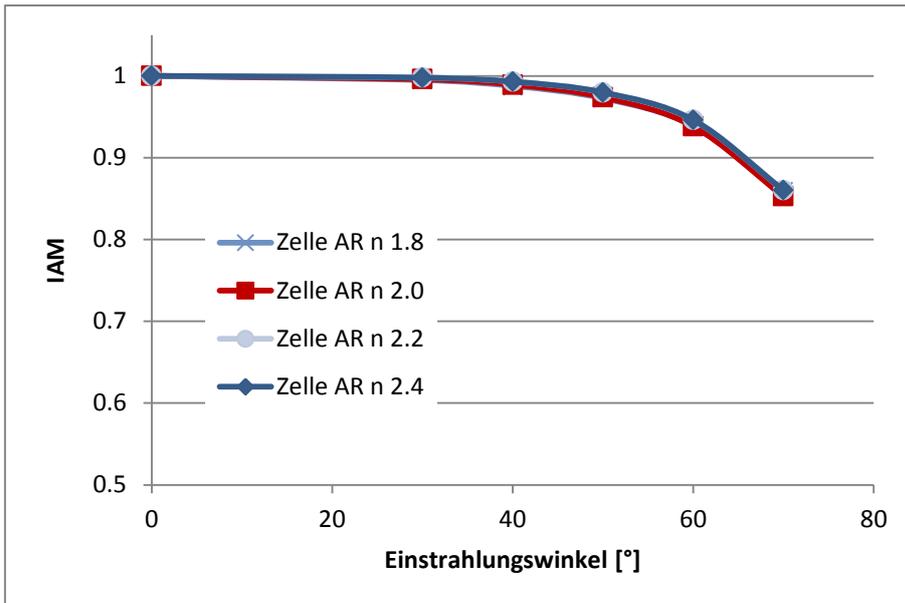


Abbildung 14 Einfluss des Brechungsindex und der Antireflexschicht auf das IAM-Verhalten des modellierten Moduls. Ein Brechungsindex von  $n= 2.0$  entspricht dem Standardmodul.

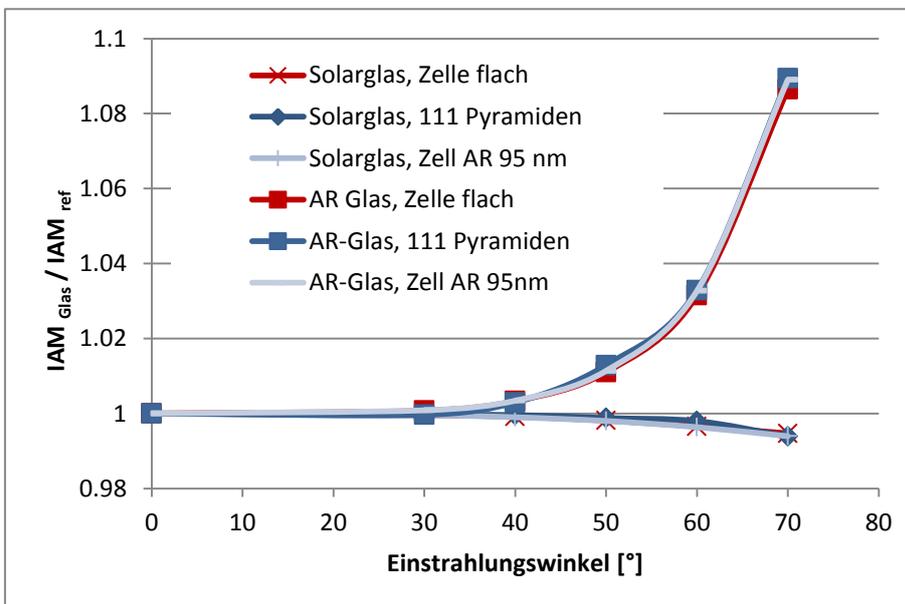


Abbildung 15 Beurteilung eines AR-beschichtetes Glases und eines flachen Standard-Solarglases mit Zellen unterschiedlicher Oberflächencharakteristik. Nach der Durchführung einer „Kalibrierung“ am Zellaufbau ohne Glas ist praktisch keine Abhängigkeit des Resultates von der Zelloberflächen mehr zu erkennen.

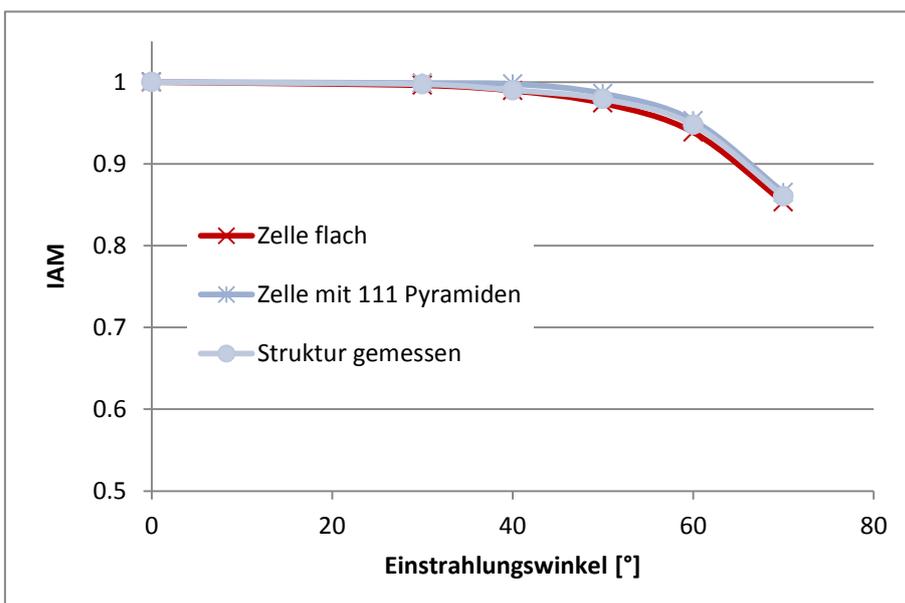


Abbildung 16 Einfluss der unterschiedlicher Oberflächenstrukturen auf das IAM-Verhalten des modellierten Modulaufbaus. Eine flache Oberfläche entspricht dem Standardmodul, zusätzlich wurden ideale Pyramiden (Spitzenwinkel  $70.5^\circ$  für 111-Ätzung) modelliert und die Oberfläche der Testzelle mit einem AFM vermessen und in das Modell integriert.

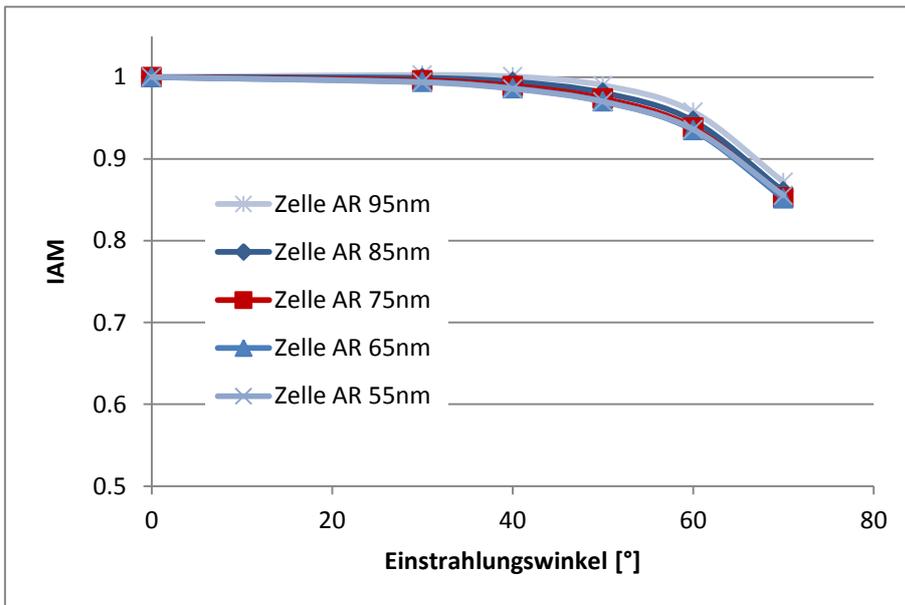


Abbildung 17 Einfluss der Dicke der Antireflexschicht auf das IAM-Verhalten des modellierten Moduls. Eine Schicht von 75 nm entspricht dem Standardmodul.

#### 6.4.2 Einbettungsmaterial

Für die Messung des IAM am SPF Teststand wird die zu vermessende Glasscheibe mittels Glycerin an eine in EVA eingebettete Solarzelle gekoppelt. Um aufzuzeigen, dass dieser Aufbau mit der üblichen direkten Lamination mittels EVA vergleichbar ist, wurde die Glycerinschicht und die EVA Schicht variiert. In Abbildung 18 wird dargestellt, dass Variationen in der Schichtdicke der Ankoppelungsflüssigkeit Glycerin keinen messbaren Unterschied auf die IAM-Kurve verursachen, und dass die optische Kopplung mit einer dünnen Glycerinschicht sehr gut mit einer direkten Lamination vergleichbar ist.

In Abbildung 19 wird der Einfluss von unterschiedlichen Einbettungsmaterialien untersucht. Dabei verursachen unterschiedliche Brechungsindizes wie sie beispielsweise durch den Einsatz von verschiedenen Silikonen erreicht werden könnte [16] nur minimale Unterschiede im IAM Verhalten des modellierten Standardmoduls. Die Messwerte an einer mit Glycerin gekoppelten und in EVA eingebetteten Solarzelle sind also sehr gut auf andere Einbettungsarten übertragbar.

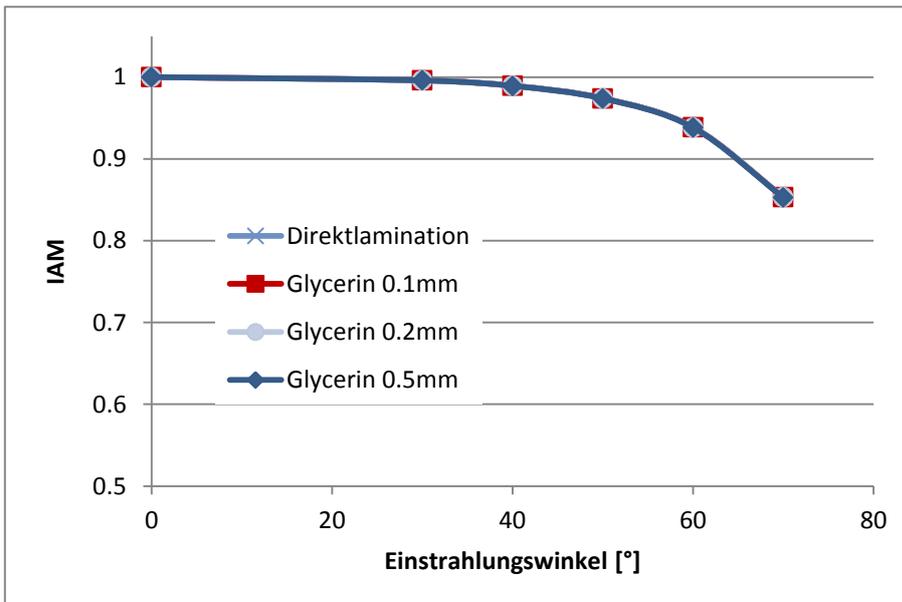


Abbildung 18 Einfluss der Dicke der Glycerinschicht auf das IAM Verhalten der modellierten Standardzelle. Unterschiedliche Dicken beeinträchtigen den IAM in einem sehr geringen Masse.

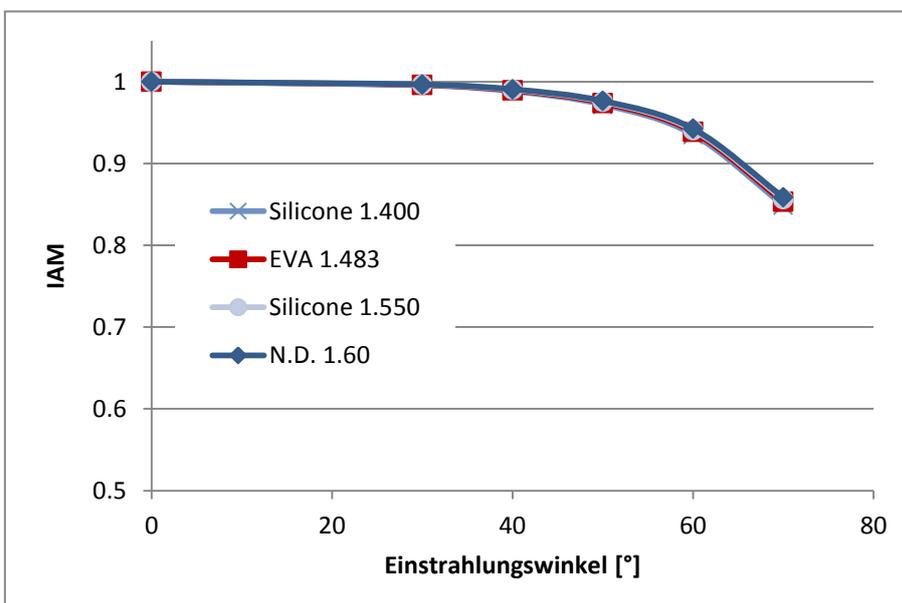


Abbildung 19 Einfluss des Brechungsindex des Einbettungsmaterials auf das IAM-Verhalten des modellierten Modules. Ein Brechungsindex von 1.483 entspricht dem verwendeten EVA für das Standardmodul.

### 6.4.3 Frontkontakte

Das modellierte Standardmodell vernachlässigt den Einfluss der metallischen und somit spiegelnden Frontkontakte, welche üblicherweise auf Solarzellen aufgebracht werden. Um diesen Einfluss zu quantifizieren wurde ein Modell mit Frontkontakten erstellt. Dabei wurde sowohl eine Busbar (2mm Breite, spiegelnd) und Finger (0.1mm Breite, diffus reflektierend) modelliert. In Abbildung 20 wird der IAM des Modells ohne Frontkontakte mit dem modellierten IAM unterschiedlicher Konfigurationen von Frontkontaktierung verglichen. Dabei hat sich gezeigt, dass metallische Frontkontakte zu einem nur leicht erhöhten IAM führen. Selbst der grosse Frontkontaktanteil von 10% Busbar (der verwendete Detektor besitzt eine aktive Fläche von 20x20cm bei einer Busbar von 2mm) führt zu einer Änderung des gesamten IAM-Verhaltens im Subprozentbereich für Winkel bis 60° und im Prozentbereich bei 70°. Durch die Kalibration der Messapparatur ohne Testglas und durch die schwache Gewichtung der Werte bei 70° kann der Einfluss der Frontkontaktierung auf den Winkelgewichtungsfaktor vernachlässigt werden.

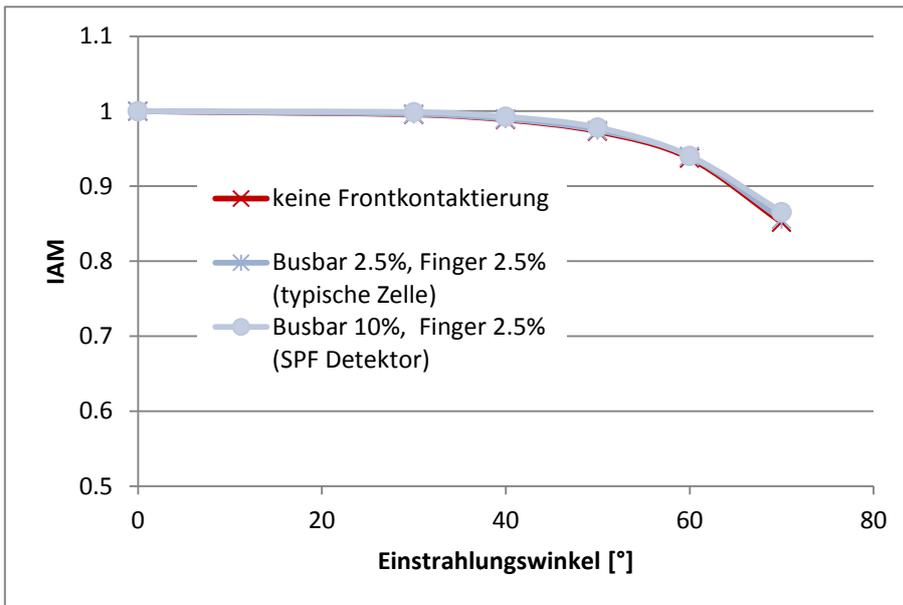


Abbildung 20 Einfluss von unterschiedlichen Frontkontakten auf das IAM-Verhalten des modellierten Modules. Für die anderen Parametervariationen wurde ein Modell ohne Frontkontaktierung verwendet.

#### 6.4.4 Wellenlänge

In der folgenden Abbildung 21 wird das IAM Verhalten bei monochromatischer Modellierung mit einer spektralen und mit dem in Kapitel 5 eingeführten Wichtungsspektrum gewichteten Modellierung verglichen. Dabei sind mit für die drei modellierten Gläser, das 3mm Standardglas, ein antireflexbeschichtetes Glas und ein eisenhaltiges Fensterglas, nur sehr geringe Unterschiede zwischen der monochromatischen und der spektral gewichteten Modellierung auszumachen. Dazu wurde eine Antireflexschicht bestehend aus drei Schichten mit aufsteigendem Brechungsindex modelliert. Erstaunlicherweise wird der IAM durch die stärkere Absorption im eisenhaltigen Fensterglas nur sehr wenig beeinflusst, so dass die IAM-Kurven des Standardglases und des eisenhaltigen Fensterglases in der Grafik übereinander liegen.

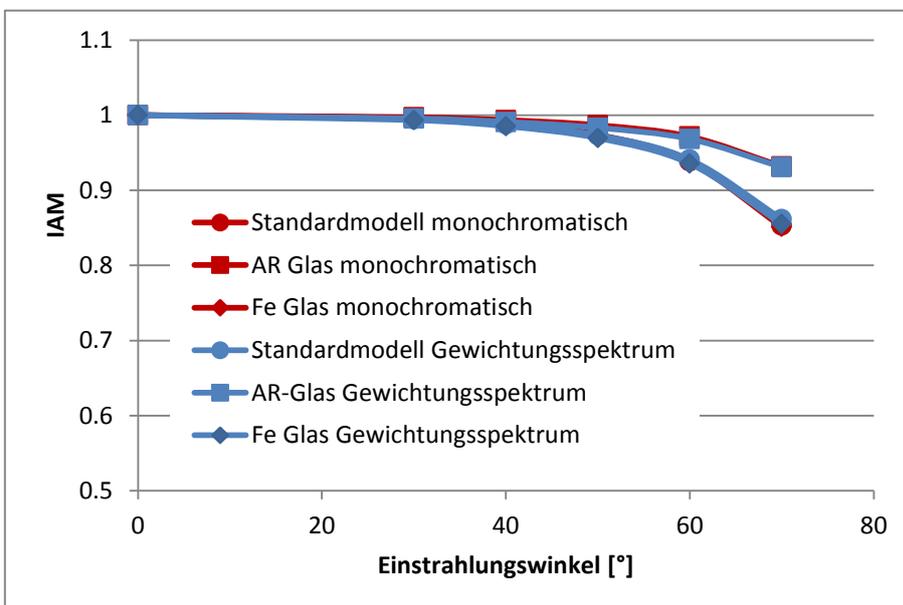
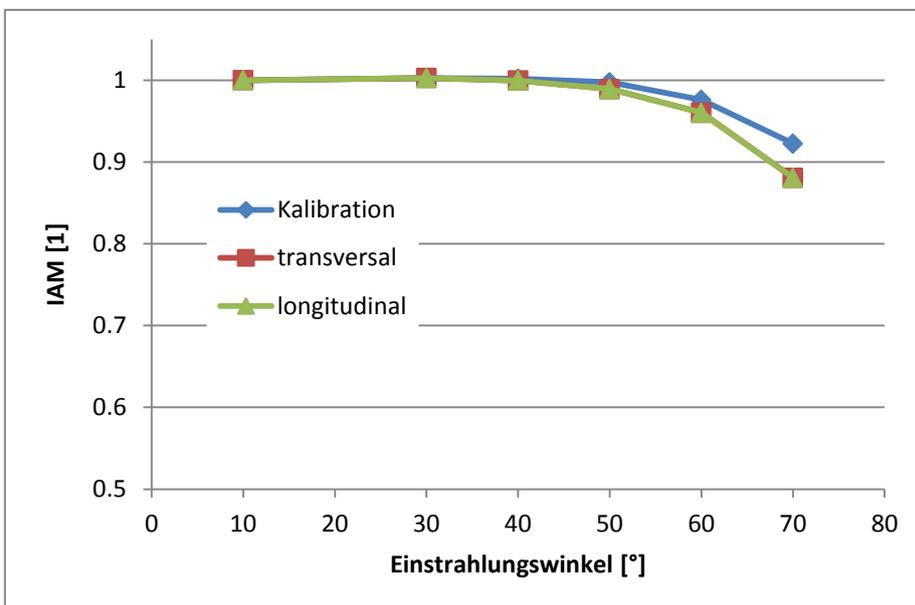


Abbildung 21 Vergleich einer monochromatischen und einer spektral gewichteten Modellierung mit drei unterschiedlichen Gläsern; das 3mm Standardglas, ein antireflexbeschichtetes Glas und ein eisenhaltiges Fensterglas.

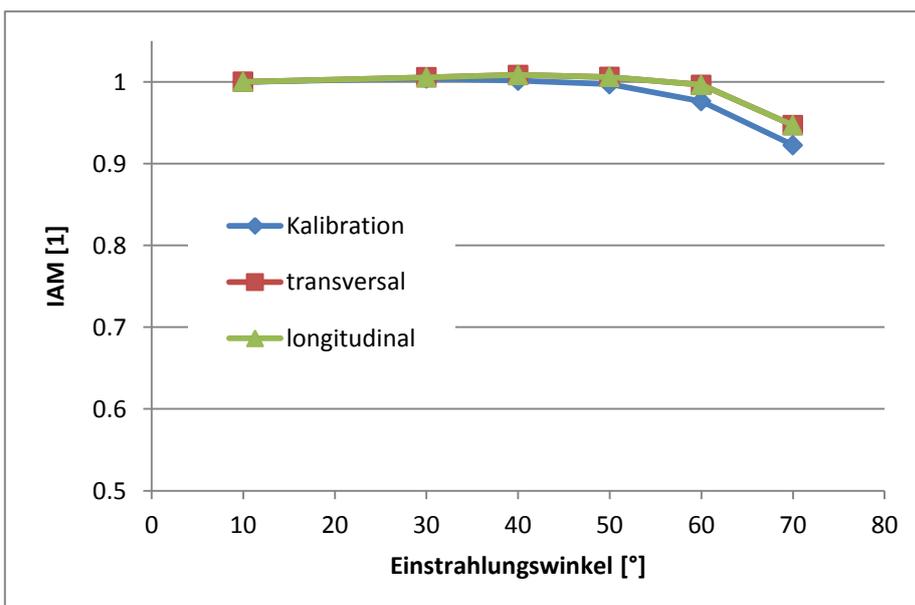
## 6.5 MESSRESULTATE

In Abbildung 22 & Abbildung 23 werden die Gemessenen IAM Kurven der Referenzzelle (Kalibration) und mit unterschiedlichen Gläsern dargestellt. Ein mit 5mm eher dickes und flaches Glas erreicht dabei ein Winkelgewichtungsfaktor von 0.995, ein antireflexbeschichtetes und leicht strukturiertes Glas einen Winkelgewichtungsfaktor von 1.010. In der Tabelle 5 werden die Winkelgewichtungsfaktoren für die Thermie- und die PV-Solarglaszertifizierung für einige Beispielgläser miteinander Verglichen. Dabei zeigt sich, dass Strukturen, welche einen deutlichen negativen Effekt auf den Thermie-Winkelgewichtungsfaktor haben, eher einen positiven Effekt auf den PV-Winkelgewichtungsfaktor ausüben. Die beiden Beispiele prismierter Gläser weisen einen PV-Winkelgewichtungsfaktor auf, der leicht über eins liegt. Für Thermie-Anwendungen hingegen haben dieselben Strukturen einen negativen Einfluss von mehreren Prozent. Die Unterschiede im winkelabhängigen Verhalten von unterschiedlichen Strukturen sind also für PV-Anwendungen relativ gering. Hingegen zeigt sich der positive Einfluss einer Antireflexschicht für die PV-Anwendung deutlicher als für die Thermie-Anwendung. Zusätzlich zur erhöhten Transmission (ca. 3.0..3.5% Mehrertrag) kann eine Antireflexschicht durch ein verbessertes IAM-Verhalten nochmals 1.0..1.5% Mehrertrag bei einer typischen Installation in Mitteleuropa generieren.



**Abbildung 22** Gemessene IAM-Werte der Referenzzelle (Kalibration) und eines 5mm dicken, flachen Glases. Aus diesen Messwerten ergibt sich ein Winkelgewichtungsfaktor

$$F_{IAM,PV}=0.995.$$



**Abbildung 23** Gemessene IAM-Werte der Referenzzelle (Kalibration) und eines 3.2mm dicken, leicht strukturierten und antireflexbeschichteten Glases. Aus diesen Messwerten ergibt sich ein Winkelgewichtungsfaktor  $F_{IAM,PV}=1.010$ .

**Tabelle 5 Vergleich von Winkelgewichtungsfaktoren für die Thermie- und PV-Solarglas Zertifizierung von unterschiedlichen Gläsern.**

Probennummer	Oberfläche	Dicke [mm]	$F_{IAM,TH}$	$F_{IAM,PV}$
1	flach	3	0.997	0.999
2	flach	5	0.997	0.995
3	Leichte Struktur	3.2	0.996	0.999
4	Leichte Struktur, AR	3.2	1.002	1.010
5	Prismiert 1	3.2	0.932	1.002
6	Prismiert 2	3.2	0.966	1.003

## 7. Fotodegradationsfaktor

Gewisse metallische Glaszusätze können mit der Zeit und unter Einwirkung von UV-Strahlung ihren Oxidationszustand ändern (Fotooxidation). Dies kann zu einer Veränderung der Glastransmission führen. Aus diesem Grund wird auch für die Bewertung von PV-Gläsern ein Fotodegradationsfaktor analog zum Fotodegradationsfaktor für Thermie-Gläser eingeführt.

### 7.1 MODELLIERUNG

Der PV-Fotodegradationsfaktor  $F_{UV,PV}$  beschreibt die Änderung des Transmissionsgrades durch UV Strahlung ausgelöste Fotodegradation (Solarisation). Damit quantifiziert dieser den Einfluss der Fotodegradation auf den Jahresertrag einer PV-Anlage. Er wird wie folgt bestimmt:

$$F_{UV,PV} = \frac{\tau_{cSi}^{UV}}{\tau_{cSi}^{ref}} \quad (10.)$$

Dabei bezeichnet  $\tau_{cSi}^{ref}$  den für Module mit kristallinen Siliziumzellen relevanten, einseitig grenzflächenkorrigierten Transmissionsgrad des unbelasteten Glases, wie er bereits im Kapitel 3 (Transmissionsfaktor) eingeführt wurde, und  $\tau_{cSi}^{UV}$  denselben, nachdem das Glas mit ultravioletter Strahlung belastet wurde. Eine Veränderung der Transmission ist dabei hauptsächlich auf Veränderungen der internen Transmission oder der Antireflexschicht auf der Glasvorderseite zurückzuführen. Diese kann auch in einer guten Näherung durch die Veränderung der direkt hemisphärischen Transmission ohne einseitige Grenzflächenkorrektur angenähert werden (siehe auch Formel 2.):

$$\frac{\tau_{tot}^{UV}}{\tau_{tot}^{ref}} = \frac{(1-r_1^{UV})(1-r_2^{UV})t^{UV}}{(1-r_1^{ref})(1-r_2^{ref})t^{ref}} * \frac{(1+r_1^{UV}r_2^{UV}(t^{UV})^2 + \dots)}{(1+r_1^{ref}r_2^{ref}(t^{ref})^2 + \dots)} \quad (11.)$$

Die Größen in Formel 11. sind wellenlängenabhängig, dies wurde in der Notation zwecks Übersichtlichkeit nicht explizit dargestellt. Unter der Annahme, dass die Reflexionen an den Grenzflächen bei ca. 4% (für typische Gläser) oder deutlich darunter (für Antireflexschichten) liege, kann gezeigt werden, dass die ersten Mehrfachreflexion weniger als 1.6 Promille des direkt transmittierten Lichtstrahles ausmacht. Weitere Mehrfachreflexionen (wurden in der Formel 11. nicht mehr ausgeschrieben) liegen im Tausendstel-Promille-Bereich und können vernachlässigt werden. Im Weiteren wird angenommen, dass sich die Reflexion an der un-

beschichteten Glasrückseite  $r_2$  nicht verändert und sich somit der Term  $(1-r_2)$  in Gl. 11 kürzen lässt. Somit ergibt sich ohne Berücksichtigung der Mehrfachreflexionen:

$$\frac{\tau_{tot}^{UV}}{\tau_{tot}^{ref}} \approx \frac{(1-r_1^{UV})t^{UV}}{(1-r_1^{ref})t^{ref}} * \frac{(1)}{(1)} = \frac{\tau_{Kor,G2}^{UV}}{\tau_{Kor,G2}^{ref}} \quad (12.)$$

Somit kann die Grenzflächenkorrigierte Transmission nach der UV-Exposition durch eine Korrektur der grenzflächenkorrigierten Transmission im Ursprungszustand angenähert werden:

$$\Rightarrow \tau_{Kor,G2}^{UV} \approx \tau_{Kor,G2}^{ref} * \frac{\tau_{tot}^{UV}}{\tau_{tot}^{ref}} \quad (13.)$$

$\tau_{CSi}^{UV}$  kann somit nach Formel 7. bestimmt werden. Durch diese Vereinfachung kann auf eine zweite Messung der direkt-hemisphärischen Reflexion mit und ohne Lichtfalle verzichtet werden. Der Fehler, der durch diese Vereinfachung in Kauf genommen wird, liegt bei weniger als 0.2 Promille bei einer Veränderung der internen Transmission um 5% über den gesamten Wellenlängenbereich (was im besten Fall noch zu einer Klassifizierung in der letzten Klasse führen würde). Eine Veränderung der Reflexion an der Vorderseite  $r_1$  ist bei antireflexbeschichteten Gläsern nicht auszuschliessen. Aber selbst bei einer gravierenden Veränderung der Antireflexeigenschaften um  $\Delta r_1=0.02$  (was in etwa einer Halbierung des maximal möglichen Zugewinnes durch die Antireflexschicht entsprechen würde) liegt der Fehler, welcher durch diese Vereinfachung in Kauf genommen wird, deutlich unter einem Promille. Die Veränderung eines Testglases durch Solarisation (relativ zum Ursprungszustand) kann also mit ausreichender Genauigkeit auch ohne Grenzflächenkorrektur quantifiziert werden.

Die Strahlungs-dosis für die Belastung soll analog zur Thermie-Zertifizierung mindestens 80 kWh/m<sup>2</sup> für UVA und 3 kWh/m<sup>2</sup> für UVB betragen. Diese Energie entspricht in etwa der UV Belastung während eines Zeitraumes von 1 Jahr in Zentraleuropa.

## 7.2 MESSMITTEL UND MESSRESULTATE

Als Strahlenquelle wird eine SOL 100 von Dr. Hönle AG eingesetzt. Mit dieser Quelle können gleichzeitig vier bis sechs Gläser bestrahlt und die erforderliche Strahlendosis in 10 Tagen erreicht werden.

Da der Fotodegradationsfaktor analog zum Thermie-Zertifikat bestimmt wird, wurden während der Entwicklung des PV-Zertifikates keine zusätzlichen Fotodegradations-Messungen durchgeführt. Die Fotodegradationsfaktoren der zertifizierten Thermie-Gläser sind online verfügbar ([www.solarenergy.ch](http://www.solarenergy.ch); [17]) und geben ein gutes Bild der zu erwartenden Fotodegradationsfaktoren auch für PV-Gläser.

## 8. Klassifizierung

Als Basis für die Klasseneinteilung dienen die Leistungsklassen der Thermie-Zertifizierung. Durch die Grenzflächenkorrektur mussten die Grenzwerte aber höher angesetzt werden. Die Grenzwerte in Tabelle 6 & Tabelle 7 liegen aus diesem Grund deutlich über den Grenzwerten der Thermie-Zertifizierung. Die Klassenbezeichnungen wurden aber absichtlich anders als bei der Zertifizierung für Thermie-„Solarglas“ gewählt, um falsche Anwendungen auszuschliessen.

In Tabelle 8 wird die Thermie und die PV-Klassifizierung für einige Beispiele verglichen. Gute Thermie-Solargläser (U1) mit flacher Oberfläche oder leichter Struktur (Nr. 1 und 3) werden auch bei der PV-Zertifizierung in die oberste Klasse eingeteilt (P1). Gläser, welche aufgrund von Absorption (verminderte interne Transmission) in schlechtere Klassen eingeteilt werden (Nr. 2), werden auch bei der PV-Klassifizierung schlechter eingestuft. Das Beispiel Nr. 2 liegt nahe an der Grenze zwischen der 2. und der 3. Klasse. Es wurde für die Thermie-Anwendung gerade noch in die 2. Klasse (U2) eingeteilt, für die PV-Klassifizierung wird der

Grenzwert aber knapp verpasst und es erfolgt eine Einteilung in Klasse P3. Das Beispiel mit einer Antireflexschicht (Nr. 4) wird auch bei beiden Klassifizierungen in die oberste Klasse eingeteilt. Ein grosser Unterschied besteht aber bei den Beispielen mit prismierter Oberflächenstruktur (Nr. 5 & 6). Die Strukturen führen bei der Thermie-Zertifizierung zu einer schlechten Klassifizierung in U4 resp. U3 aufgrund von tiefen IAM-Gewichtungsfaktoren. Da sich die Struktur bei der PV-Zertifizierung aber auf den Winkelgewichtungsfaktor auswirkt, werden diese Gläser auch klar in die beste Klasse P1 eingeteilt. Gläser mit deutlicher Oberflächenstruktur sind also für Thermie-Anwendungen weniger geeignet, für PV- Anwendungen hingegen schon.

**Tabelle 6 Klasseneinteilung unbehandeltes Solarglas**

unbehandelte Gläser				
Klasse P1			$\eta_{PV}$	$\geq 0.940$
Klasse P2	0.940	>	$\eta_{PV}$	$\geq 0.925$
Klasse P3	0.925	>	$\eta_{PV}$	$\geq 0.910$
Klasse P4	0.910	>	$\eta_{PV}$	$\geq 0.890$
Kein Solarglas	0.890	>	$\eta_{PV}$	

**Tabelle 7 Klasseneinteilung AR-behandeltes Solarglas**

einseitig AR-behandelte Gläser				
Klasse R1			$\eta_{PV}$	$\geq 0.98$
Klasse R2	0.98	>	$\eta_{PV}$	$\geq 0.965$
Klasse R3	0.965	>	$\eta_{PV}$	$\geq 0.95$
Klasse R4	0.95	>	$\eta_{PV}$	$\geq 0.925$
Kein Solarglas	0.925	>	$\eta_{PV}$	

**Tabelle 8 Vergleich der Thermie- und PV-Klassen für unterschiedliche Gläser.**

Nr.	Oberfläche	Dicke [mm]	$F_{\tau,TH}$	$F_{IAM,TH}$	$F_{UV,TH}$	Kl.	$F_{\tau,PV}$	$F_{IAM,PV}$	$F_{IAM,PV}$	Kl.
1	flach	3	0.909	0.997	1.000	U1	0.944	0.999	1.000	P1
2	flach	5	0.888	0.997	1.001	U2	0.928	0.995	1.001	P3
3	leichte Struktur	3.2	0.916	0.996	0.999	U1	0.955	0.999	0.999	P1
4	leichte Struktur, AR	3.2	0.940	1.002	1.000	Y1	0.985	1.010	1.000	R1
5	prismiert 1	3.2	0.914	0.932	1.000	U4	0.952	1.002	1.000	P1
6	prismiert 2	3.2	0.915	0.966	1.000	U3	0.954	1.003	1.000	P1

## 9. Schlussfolgerung

Die Beurteilung von Gläsern für Solarthermie und PV-Anwendungen sollte nach unterschiedlichen angepassten Kriterien durchgeführt werden. Der Hauptunterschied zwischen den beiden Anwendungen liegt beim Medium welches direkt hinter dem Glas liegt. Bei Thermie-Anwendungen ergeben sich Reflexionen sowohl an der Glasvorder- als auch an der Rückseite durch die Grenzflächen zwischen Glas und Luft. Bei PV-Anwendungen ist die Reflexion an der Glasrückseite sehr stark reduziert, da die dominierenden Einbettungsmaterialien (EVA) einen ähnlichen Brechungsindex wie Glas aufweisen. Sie ist so gering, dass sie für die Beurteilung von Gläsern für den Einsatz in c-Si Modulen ausgeklammert werden kann. Es konnte eine Grösse definiert, sowie eine Messmethode gefunden werden, welche diesen Umstand berücksichtigt. Daher wird der gewählte Transmissionsfaktor, der *„direkt-hemisphärische einfach Grenzflächen korrigierte Transmissionsgrad bei nahezu senkrechtem Einfall mit c-Si Wichtung“* als adäquate Bewertungsgrundlage für PV-Solargläser angesehen. Dabei wird auch die spektrale Gewichtung an die Anwendung angepasst. Das typische Sensitivitätsspektrum von c-Si Zellen berücksichtigt nur einen relativ engen spektralen Bereich von ca. 400..1200nm. Durch die Grenzflächenkorrektur liegt der Transmissionsfaktor für PV-Anwendungen im Vergleich zu Thermie-Anwendungen bei den meisten Gläsern um ca. 4% höher. Bei Antireflexbeschichtungen, welche speziell auf den Sensitivitätsbereich ausgelegt sind, kann den Unterschied aber auch höher sein. Untersuchungen zur unterschiedlich strukturiertem Solarglas für PV-Anwendungen wurden auch schon von Fischer et al. [11] gemacht. Dabei wurde die Reflexion von speziell dafür produzierten ‚Minizellen‘ gemessen und weiterverwendet. Diese Messungen sind aber immer vom verwendeten Zelltyp (Zelloberfläche, Frontkontaktierung) abhängig und sind somit nur bedingt auf andere Zelltypen übertragbar. Mit der Messung der direkt-hemisphärischen, einseitig Grenzflächenkorrigierten Transmission konnte eine Grösse gefunden werden, welche das getestete Glas unabhängig vom verwendeten Zelltypen charakterisiert. Ein grosser Vorteil dieser Kenngrösse gegenüber der Reflexion von ‚Minimodulen‘ ist die korrekte Berücksichtigung der internen Transmission. Gläser mit Eisenrückständen können einige Prozent der Solarstrahlung absorbieren und sind somit deutlich schlechter einzustufen als gute Solargläser. Eine Messung der Reflexion von ‚Minimodulen‘ kann diesen Effekt nicht aufzeigen.

Auch für die Messung und Beurteilung der winkelabhängigen Transmission wurde eine neue Methode entwickelt. Dabei kann das Testglas direkt an eine Zelle angekoppelt werden, welche dann als Detektor genutzt wird. Zelle und Testglas bilden somit eine Einheit, welche einem typischen Si-Modul sehr nahe kommt. Der am SPF entwickelte IAM-Messtand erlaubt eine monochromatische Messung bei 650nm und verzichtet auf eine korrekte spektrale Gewichtung. Im Kapitel 6.4.4 konnte für einige Beispiele aufgezeigt werden, dass zwischen monochromatischen und spektral gewichteten Messungen nur sehr geringe Unterschiede bestehen. Auch die von Fischer et al. publizierten Reflexionsspektren weisen eine sehr geringe Wellenlängenabhängigkeit auf. Durch eine zusätzliche Kalibrierung durch eine Messung ohne Glas wird eine gute Übertragbarkeit der Resultate auf unterschiedliche Zelloberflächen erreicht. Zusätzlich werden mögliche Absorptionen im Glas korrekt berücksichtigt. Für den Vergleich von unterschiedlichsten Gläsern in Kombination mit unterschiedlichen c-Si Zellen werden diese Möglichkeiten als wichtig erachtet. Sowohl Messungen am SPF als auch von Fischer et al. haben aufgezeigt, dass strukturierte Glasoberflächen zu eher besseren Transmissionswerten bei hohen Einfallswinkeln führen als flache Gläser. Dies ist ein wichtiger Unterschied zur Thermie-Anwendung bei welcher strukturierte Oberflächen in allen getesteten Fällen zu einer Verschlechterung des IAM Faktors (teilweise um mehrere Prozent) beigetragen haben. Im Gegensatz zur Thermie-Anwendung sind die Unterschiede im PV-Winkelgewichtungsfaktor zwischen verschiedenen Gläsern eher gering. Sie liegen zwischen +1..1.5% für Antireflexgläser und -0.5..1% für eisenhaltige Gläser.

Die Photodegradation wird analog zur Thermiebewertung durchgeführt. Viele Gläser zeigen keinen oder nur eine unbedeutende Fotodegradation. Bei der Zertifizierung von Thermie-Solargläsern wurden aber auch einige Gläser getestet, welche dabei deutliche Qualitätsmängel zeigen.

## 10. Danksagung

Die Anpassung der Solarglaszertifizierung für PV-Anwendungen wurde vom schweizerischen Bundesamt für Energie unterstützt. Des Weiteren danken wir auch unseren Kollegen vom Fraunhofer ISE [11], von Teknova (No) und REC Solar für Ihre Anregungen und wertvollen Informationen.

## 11. Referenzen

- [1] S. Brunold und U. Frei, „Was ist Solarglas?“, präsentiert am the OTTI-Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, Deutschland, 2002.
- [2] S. Brunold, „SPF: Solarglas - Zertifizierung; Unterlagen zum Zertifizierungsverfahren“. [Online]. Verfügbar: <http://solarenergy.ch/Zertifizierung.94.0.html>. [Zugriff: 23-Apr-2012].
- [3] „ISO 9845-1:1992-10 Solar energy; reference solar spectral irradiance at the ground at different receiving conditions; part 1: direct normal and hemispherical solar irradiance for air mass 1,5“. International Organization for Standardization, Genève, Switzerland, 15-Okt-1992.
- [4] C. P. Thomas, A. B. Wedding, und S. O. Martin, „Theoretical enhancement of solar cell efficiency by the application of an ideal ‘down-shifting’ thin film“, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Bd. 98, Nr. 0, S. 455–464, März 2012.
- [5] F. Duerinckx und J. Szlufcik, „Defect passivation of industrial multicrystalline solar cells based on PECVD silicon nitride“, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Bd. 72, Nr. 1–4, S. 231–246, Apr. 2002.
- [6] C. K. Huang, H. H. Lin, J. Y. Chen, K. W. Sun, und W.-L. Chang, „Efficiency enhancement of the poly-silicon solar cell using self-assembled dielectric nanoparticles“, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Bd. 95, Nr. 8, S. 2540–2544, Aug. 2011.
- [7] „Online Materials Information Resource - MatWeb“. [Online]. Verfügbar: <http://www.matweb.com/>. [Zugriff: 13-März-2012].
- [8] *Polysun 5. Velasolaris*, 8400 Winterthur.
- [9] *Meteonorm. METEOTEST*, 3012 Bern.
- [10] R. Perez, R. Stewart, C. Arbogast, R. Seals, und J. Scott, „An anisotropic hourly diffuse radiation model for sloping surfaces: Description, performance validation, site dependency evaluation“, *Solar Energy*, Bd. 36, Nr. 6, S. 481–497, 1986.
- [11] R. Fischer, M. Köhl, K. A. Weiss, und M. Heck, „Evaluation of the Transmittance of Glass for PV-Modules“, präsentiert am the GLASS PERFORMANCE DAYS, Tampere, Finnland, 2011.
- [12] D. Berman, D. Faiman, und B. Farhi, „Sinusoidal spectral correction for high precision outdoor module characterization“, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Bd. 58, Nr. 3, S. 253–264, Juli 1999.
- [13] Baker und P. Norton, „Predicting Long-Term Performance of Photovoltaic Arrays Using Short-Term Test Data and an Annual Simulation Tool“, präsentiert am the America’s Secure Energy, Austin, Texas, USA, 2003.
- [14] W. DeSoto, „Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance“. Solar Energy Laboratory University of Wisconsin-Madison, 2004.
- [15] *Opti CAD*. Opti CAD Corporation, Santa Fe, USA.
- [16] K. R. McIntosh, J. N. Cotsell, J. S. Cumpston, A. W. Norris, N. E. Powell, und B. M. Ketola, „AN OPTICAL COMPARISON OF SILICONE AND EVA ENCAPSULANTS FOR CONVENTIONAL SILICON PV MODULES: A RAY-TRACING STUDY“. Dow Corning Coperation, 2009.
- [17] „SPF: Home“. [Online]. Verfügbar: <http://solarenergy.ch/>. [Zugriff: 16-Apr-2012].