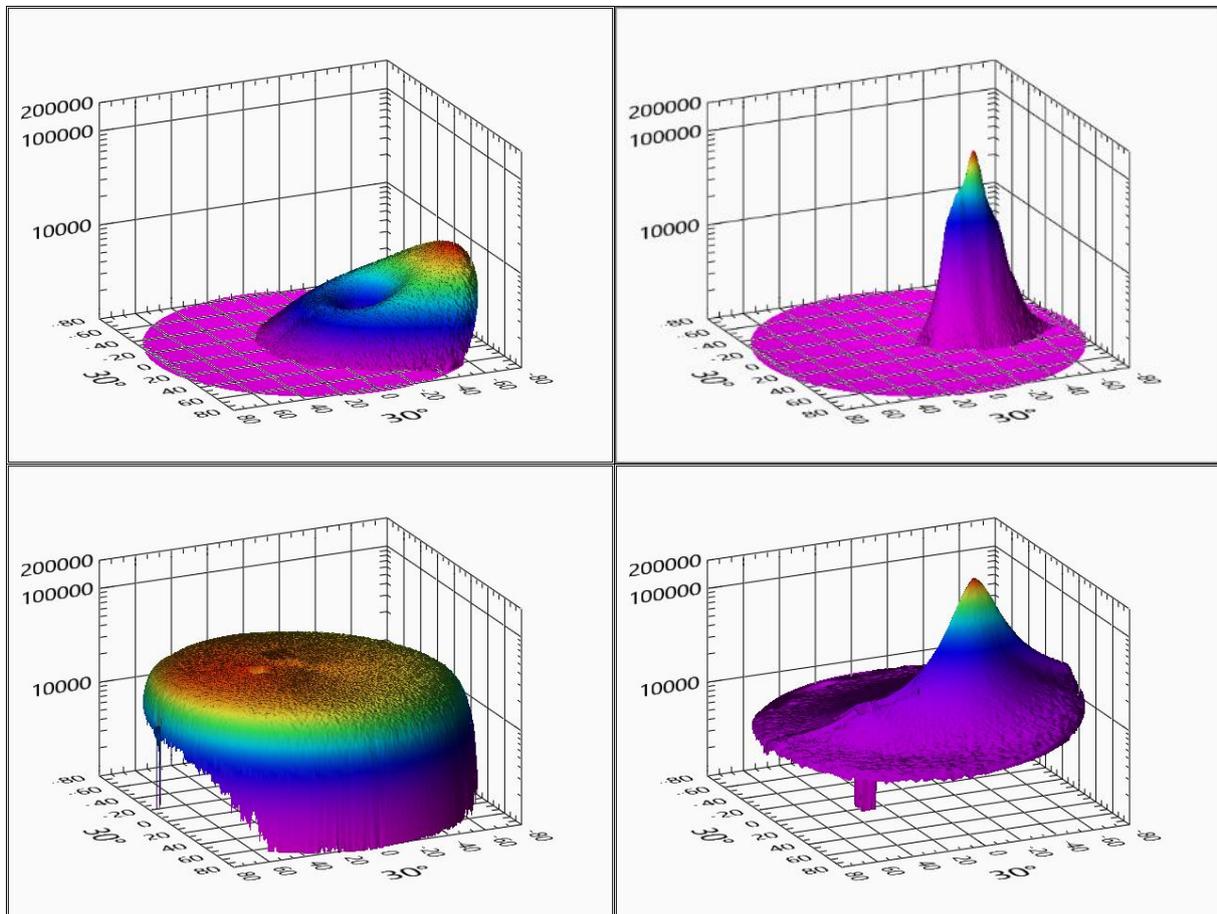


Bericht, Oktober 2024

Stand der Technik zu blendarmen Oberflächen bei PV-Modulen



Autoren

Peter Toggweiler, Basler & Hofmann AG
Dr. Andreas Bohren, SPF, Fachhochschule OST
Prof. Dr. Christof Bucher, Berner Fachhochschule BFH
Thomas Rechsteiner, Swissolar

Diese Studie wurde im Auftrag von EnergieSchweiz erstellt.
Für den Inhalt sind allein die Autoren verantwortlich.

Titelbild: Beispiele von BSDF-Messungen unter 30° Einfallswinkel (o. l. blendarmes PV-Modul aus dem Projekt, o. r. konventionelle Oberfläche mit leicht strukturiertem Glas, u. l. weisser Verputz, u. r. verzinnertes Stahlblech), Dr. Andreas Bohren, OST

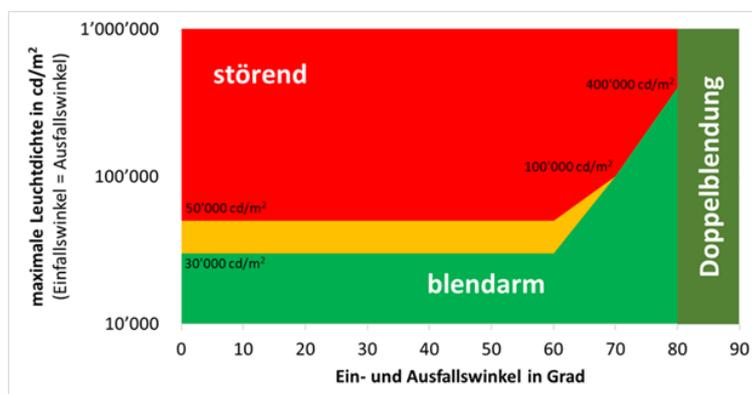
Die Autoren danken den Mitgliedern der Begleitgruppe für kritische Rückmeldungen und die Diskussion der Zwischenergebnisse und Ergebnisse: Reto Nussbaumer, Zürisee Power, Gebäudehülle Schweiz; Mauro Caccivio, SUPSI; Peter Blattner, Metas; Stephan Kämpfen, Kanton Aargau; Claude Anthamatten, Kanton Bern; Philipp Wälchli, 3S Swiss Solar Solutions AG; Alexander Reichenbach, Bundesamt für Umwelt; Yannick Fillion, SIG; Wieland Hintz, Bundesamt für Energie; Thomas Hostettler, Ingenieurbüro Hostettler; Yannick Sauter, Planair/Swissolar; Roland Schregle, HSLU; Robin Gut, suissetec; und weiteren hier nicht genannten Personen.

Zusammenfassung

Praktisch alle PV-Anlagen werden heute «reflexionsarm nach dem Stand der Technik» gebaut. Insbesondere auf Dächern, die stark von der Südausrichtung abweichen, können PV-Anlagen trotzdem störende Blendungen auslösen. Wann möglicherweise Blendungen vorkommen können, kann auf www.blendtool.ch berechnet werden. Das Projektteam begleitete die Entwicklung und den Testbetrieb des Blendtools und machte Vorschläge für weitere Verbesserungen. Bei gut einsehbaren Schrägdächern mit Ausrichtung gegen Norden ist eine genaue Analyse besonders wichtig und die Anwendung des Blendtools unerlässlich.

Aktuell kommen vermehrt neue PV-Modul-Varianten mit speziellen Oberflächenbehandlungen auf den Markt, die die Reflexionen weiter reduzieren können. Allerdings müssen mit diesen Produkten noch mehr Erfahrungen gesammelt werden, und sie sind im Markt, unter anderem auch wegen der relativ hohen Kosten, noch nicht weit verbreitet. Die im vorliegenden Projekt durchgeführten Messungen zeigen die Einsatzmöglichkeiten und die Wirkung dieser neuen Glasoberflächen. Seit Kurzem werden zudem Folien angeboten, mit denen unter Umständen eine PV-Anlage auch im Nachhinein «blendsaniert» werden könnte. Auch für diese Lösung fehlen noch die Erfahrungen, ebenso sind auch die Kosten ein relevantes Kriterium.

Der reflektierte Lichtanteil steigt bei allen Materialien mit dem zunehmenden Einfallswinkel, das muss bei der Beurteilung an den jeweiligen Standorten immer beachtet werden. Für eine Einschätzung, ob eine Blendung störend ist oder nicht, sind Richtwerte notwendig. Das Projektteam hat zusammen mit der Begleitgruppe solche Richtwerte erarbeitet und unter anderem mit der nachstehenden Grafik dargestellt. Leuchtdichten von weniger als 30'000 cd/m² bei kleinem Einfallswinkel gelten als blendarm und sind vergleichbar mit einer weissen Wand, die sicher nicht kritisch ist. Leuchtdichten über 50'000 cd/m² (roter Bereich) können erfahrungsgemäss störende Blendungen verursachen.



Die Grafik zeigt mit dem roten Bereich die oft störenden Leuchtdichten der spekularen Reflexion und mit dem grünen Bereich die kaum störenden Leuchtdichten an. Im gelben Bereich sind nur ausnahmsweise Störungen zu erwarten. Der Einfallswinkel misst sich ab den senkrecht auf die Oberfläche eintreffenden Lichtstrahlen. Sehr flach eintreffende Strahlen haben demnach einen Winkel im Bereich von 80–90 Grad, was als Doppelblendung bezeichnet wird, weil dann gleichzeitig die Sonne im Gesichtsfeld erscheint.

Nahezu alle PV-Module reduzieren die Leuchtdichte, indem das Licht an der Oberfläche gestreut wird, was auch Bündelaufweitung genannt wird. Im Projekt konnte dieser Effekt gemessen und somit besser dokumentiert werden. Bei gewissen blendarmen Oberflächen zeigte sich zudem unerwartet ein neues Phänomen: Das optische Gesetz zur spekularen Reflexion (Einfallswinkel = Ausfallswinkel) gilt bei diesen Oberflächen nicht mehr in jedem Fall. Bei gegebenem Lichteinfall ist die hellste Stelle der Blendung nicht mehr dort, wo bei einem Spiegel die Blendung auftreten würde, sondern bei einem anderen, meistens flacheren Winkel. Zurzeit ist noch offen, wie dies in rechnerischen Nachweisen und Gutachten berücksichtigt werden kann. Die aktuell verfügbaren Berechnungsprogramme gehen alle von spekularen Reflexionen aus und können darum diese neuen Oberflächen noch nicht richtig simulieren. Wegen der starken Lichtstreuung können die Zeiten mit Blendungen länger, häufiger und an anderen Orten auftreten, als es die aktuellen Berechnungen erwarten lassen.

Zudem brachten die Projektarbeiten viele neue Erkenntnisse, die von der Solarbranche und involvierten Organisationen jetzt schon oder in Zukunft angewendet werden. Aber wie so oft sind auch viele neue Fragen und unerwartete Ergebnisse aufgetaucht, die zusätzliche Untersuchungen zu Blendlicht notwendig machen. Einige davon betreffen zum Beispiel die Leuchtdichte in Abhängigkeit von der Anlagengrösse, die Langzeiterfahrungen mit neuartigen Oberflächenbehandlungen und Folien, die Berücksichtigung der nicht spekularen Reflexion in den Berechnungsprogrammen, und schliesslich ist die Koordination mit den umliegenden Ländern auszubauen.

Die vorliegenden Ergebnisse sind nützlich für die Praxis, ausserdem werden sie in die Schulungsunterlagen eingebunden und – sofern passend – in die Überarbeitung des Leitfadens zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen einfließen.

Es sei aber auch betont, dass mit weiteren Untersuchungen neue Erkenntnisse und Empfehlungen folgen werden.

An den Arbeiten beteiligt waren vorwiegend Swissolar, das Institut für Solartechnik SPF an der Fachhochschule OST, das Labor für Photovoltaiksysteme der Berner Fachhochschule BFH und die Firma Basler & Hofmann AG.

Weiter hat eine Gruppe von rund zwanzig Fachleuten das Vorhaben begleitet und ebenfalls unterstützt.

Kontakt für Rückfragen: Thomas Rechsteiner, Swissolar; rechsteiner@swissolar.ch

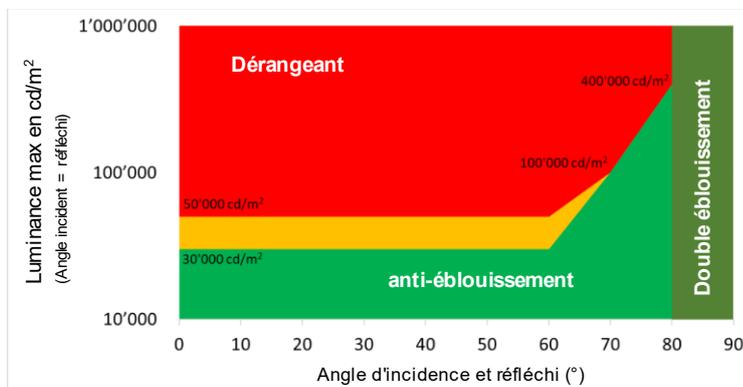
Résumé

Pratiquement toutes les installations photovoltaïques sont aujourd'hui construites de manière "peu réfléchissante selon l'état de la technique". Les installations photovoltaïques peuvent malgré tout causer des éblouissements gênants chez les riverains, en particulier sur les toits dont l'orientation s'écarte fortement de l'orientation inclinée face sud. Le site www.blendtool.ch permet de simuler les moments où des éblouissements peuvent se produire ainsi que les durées. L'équipe du projet a accompagné le développement et le test de l'outil de mesure de l'éblouissement et a fait des propositions pour d'autres améliorations. Pour les toits inclinés bien visibles et orientés vers le nord, une analyse précise est particulièrement importante et l'utilisation de l'outil d'éblouissement est indispensable.

Actuellement, de plus en plus de nouvelles variantes de modules photovoltaïques dotées de traitements de surface spéciaux pour réduire les réflexions arrivent sur le marché. Toutefois, ces produits doivent encore faire l'objet de plus d'expériences et ils ne sont pas encore très répandus sur le marché, notamment en raison de leur coût relativement élevé. Les mesures effectuées dans le cadre du présent projet montrent les possibilités d'utilisation et l'effet de ces nouveaux traitements de surface sur le verre. Depuis peu, on trouve également sur le marché des films permettant, dans certaines circonstances, de « modifier » une installation photovoltaïque existante. Cette solution est également encore peu expérimentée et les coûts sont un critère important.

Pour tous les matériaux, la part de lumière réfléchie augmente avec l'angle d'incidence, ce qui doit toujours être pris en compte lors de l'évaluation sur les sites concernés. Pour évaluer si un éblouissement est gênant ou non, des valeurs indicatives sont nécessaires. L'équipe de projet a établi de telles valeurs indicatives en collaboration avec le groupe d'accompagnement et les a représentées, entre autres, dans le graphique ci-dessous. Les luminances inférieures à 30'000 cd/m² pour un angle d'incidence faible sont considérées comme peu éblouissantes et sont comparables à un mur blanc, qui n'est certainement pas critique. L'expérience montre que des luminances supérieures à 50'000 cd/m² (zone rouge) peuvent provoquer des éblouissements gênants.

Presque tous les modules PV réduisent la luminance en diffusant une fraction de la lumière réfléchie, ce que l'on appelle également l'élargissement du faisceau. Le projet a permis de mesurer cet effet et donc de mieux le documenter. De plus, un nouveau phénomène inattendu a été observé sur certaines surfaces peu brillantes : la loi optique de la réflexion spéculaire (angle d'incidence = angle réfléchi) ne s'applique plus dans tous les cas à ces surfaces. Pour un angle d'incidence donné, la zone la plus claire sur la surface n'est plus là où l'éblouissement se produirait avec un



Le graphique indique dans la zone rouge les luminances de la réflexion spéculaire pouvant être gênantes et dans la zone verte les luminances acceptables. Dans la zone jaune, une gêne peut survenir dans certains cas rares. L'angle d'incidence correspond à l'angle entre le faisceau incident et la perpendiculaire de la surface. Les angles d'incidence élevés, correspondant à une lumière rasante, causent un double éblouissement, car le soleil se trouve alors proche (<20°) du point d'éblouissement.

miroir, mais correspond à un autre angle, généralement plus rasant. Actuellement, on ne sait pas encore comment prendre en compte cet aspect dans les calculs et les expertises. Les programmes de calcul actuellement disponibles se basent tous sur des réflexions spéculaires et ne peuvent donc pas encore simuler correctement ces nouvelles surfaces. En raison de la forte diffusion de la

lumière sur la surface, les périodes d'éblouissement peuvent être plus longues, plus fréquentes et se produire à d'autres emplacements de la surface que ne le laissent supposer les calculs actuels.

En outre, les résultats du projet ont permis d'apporter de nombreuses nouvelles connaissances qui sont déjà appliquées ou le seront à l'avenir par le secteur solaire et les organisations impliquées. Cependant, comme c'est souvent le cas, de nombreuses nouvelles questions et des résultats inattendus sont apparus, nécessitant des études supplémentaires sur l'éblouissement. Certains d'entre eux concernent par exemple la luminance en fonction de la taille de l'installation, les expériences à long terme avec les nouveaux traitements de surface et les films, la prise en compte de la réflexion non spéculaire dans les programmes de calcul, et enfin, un besoin de développement de la coordination avec les pays voisins.

Les présents résultats sont utiles pour la pratique ; ils seront intégrés dans les documents de formation et - si cela est approprié - dans la révision du guide sur la procédure d'annonce et d'autorisation des installations solaires. Il convient toutefois de souligner que d'autres études permettront d'acquérir de nouvelles connaissances et recommandations.

Ont principalement participé aux travaux Swissolar, l'Institut de technique solaire SPF de la Haute école spécialisée OST, le Laboratoire des systèmes photovoltaïques de la Haute école spécialisée bernoise BFH et l'entreprise Basler & Hofmann AG. Un groupe d'une vingtaine d'experts a également accompagné et soutenu le projet. Contact pour les questions : Thomas Rechsteiner, Swissolar ; rechsteiner@swissolar.ch

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung.....	9
1.1	Ausgangslage und Hintergrund	9
1.2	Motivation des Projekts.....	9
1.3	Projektziele	10
2.	Begriffe.....	11
3.	Bisherige Erfahrungen	12
3.1	Erhebungsbasis	12
3.2	Erfahrungen mit Blendgutachten	12
3.2.1	Anfragen Infodienst.....	13
3.3	Mehrfachblendungen	14
3.4	Erfahrung mit der «Empfehlung zur Vermeidung von Lichtemissionen» des Bundesamts für Umwelt BAFU	16
3.5	Doppelblendung.....	16
3.6	Diskussion.....	17
4.	Messungen zu Produkteigenschaften und PV-Anlagen	17
4.1	Vorgehen.....	17
4.2	Methoden	18
4.3	Aufbau.....	18
4.4	Ergebnisse der Labormessungen	21
4.5	Feldmessungen	24
5.	Projektergebnisse und Empfehlungen	24
5.1	Überblick	24
5.2	Richtwerte für Planung und Bewertung	25
5.3	Berücksichtigung der Bündelaufweitung.....	28
5.4	Winkelabhängigkeit.....	29
5.5	Empfehlungen zur Vorgehensweise in der Praxis	30
5.6	Empfehlungen betreffend Anpassungen im «Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen»	31
5.6.1	Ausschlusskriterium	31
5.6.2	Anzahl Ereignisse pro Jahr	31
5.6.3	Bündelaufweitung	32
5.6.4	Richtwert für die Leuchtdichte	32
5.6.5	Mehrfachblendung	32

6.	Ausblick	32
7.	Publikationen im Rahmen dieses Projekts	33
7.1	Posterbeitrag Nationale PV-Tagung 2021	33
7.2	Publikation im Bulletin, Oktober 2021	33
7.3	ISES Solar World Congress, Oktober 2021	33
7.4	EU PVSEC, Oktober 2023	33
	Anhang 1: PV-Produkte und ihr Blendverhalten	35
	Anhang 2: Instrumente, Software und Tools	43
	Anhang 3: Fallstudie Mettmenstetten	44
	Anhang 4: BSDF-Messungen	46
	PV-Modul mit Typ-I-Glas	46
	PV-Modul mit Typ-II-Glas	47
	PV-Modul mit Folie	48
	Flexibles Kunststoffmodul	49
	Anhang 5: Hersteller	50
	Anhang 6: Informationen zur Entstehung von Blendtool.ch	53
	Anhang 7: Übrige sonstige Richtwerte und Grenzwerte	55
	Anhang 8: Poster an der PVSEC im September 2023	56

1. Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Die Solarbranche ist in den letzten Jahren stark gewachsen. So wurde 2023 insgesamt eine Leistung von 1641 MW an neuen Solaranlagen gebaut. Dies entspricht einem Wachstum von rund 51 % gegenüber dem Vorjahr [1]. Vermehrt werden die Anlagen Ost-West ausgerichtet oder gar nach Norden gebaut, dadurch vermehren sich die Konflikte um störende Blendungen.

Seit einiger Zeit sind neue Glasprodukte, Beschichtungen und Folien verfügbar, die ganz andere Reflexionseigenschaften aufweisen als herkömmliche Gläser. Bekannte Beispiele sind satiniertes, geätztes, beschichtetes oder strukturiertes (prismiertes) Glas.

Oberflächenstrukturen zur Reduktion der Blendung bewirken oft eine mehr oder weniger ausgeprägte Bündelaufweitung des reflektierenden Sonnenlichts. Dadurch wird zwar die Intensität der Reflexion reduziert, dafür aber oft die Blenddauer verlängert. Mit neuen Berechnungsmethoden und den dafür notwendigen optischen Messungen an den Modulen lässt sich die Bündelaufweitung darstellen. Es ist aber unklar, welche Rahmenbedingungen für solche Berechnungen gelten sollen und ob die Berechnungen die realen Situationen genügend gut darstellen.

Die Empfindlichkeit der Augen kann von Person zu Person sehr unterschiedlich sein. Es ist schwierig zu beurteilen, warum manche Menschen empfindlicher auf Blendung reagieren als andere. Die Augenhelligkeit (blau/grün vs. braun) kann eine unterschiedliche Wahrnehmung erklären, ist aber nicht der einzige Faktor. Daher sind die in diesem Bericht vorgeschlagenen Richtwerte Empfehlungen, die aus dem Stand der Technik der heute in der Bauindustrie verwendeten Materialien (z. B. technische Oberflächen aus Glas, Metall und Stein oder auch verputzte und bemalte Oberflächen) abgeleitet wurden. Es ist nicht auszuschliessen, dass je nach Umgebung eines Photovoltaikprojekts auch höhere Richtwerte von der Öffentlichkeit toleriert werden können.

Reflexionen von Sonnenlicht an künstlichen Elementen kommen aufgrund der verwendeten Baumaterialien häufig vor. Umweltrechtliche Bedeutung erlangen sie erst, wenn sie an einem Ort regelmässig während einiger Zeit auftreten und Anwohnende betroffen sind. In Bezug auf Reflexionen von Solaranlagen sind zwei Aspekte zu berücksichtigen:

a) Das Erscheinungsbild, Emission (reflexionsarm)

Die Reflexion betrifft die Emission einer PV-Anlage. Gemäss der Raumplanungsverordnung (RPV; SR 700.1) gelten Solaranlagen als «auf einem Dach genügend angepasst», wenn sie unter anderem nach dem Stand der Technik reflexionsarm ausgeführt werden (Art. 32a Abs. 1 Bst. c RPV). Somit sind nur reflexionsarme PV-Module bewilligungsfrei. Standard-Solargläser sind antireflexbeschichtet und gelten damit als reflexionsarm.

b) Die belästigende Blendung, Immission

Für die belästigende Blendung (Immission) einer Anlage ist das Umweltschutzgesetz massgebend. Demzufolge müssen Solaranlagen dem Grundsatz der vorsorglichen Emissionsbegrenzung genügen. Vom Umweltschutzgesetz nicht erfasst werden natürliche Phänomene wie Reflexionen an Seeoberflächen oder Schnee.

1.2 Motivation des Projekts

Da es immer mehr zu Auseinandersetzungen bezüglich der Blendwirkung von Solaranlagen kommt, soll in diesem Projekt die Eignung und Praxistauglichkeit von «blendarmen Modulen» untersucht werden.

Sogenannte «blendarme Module» sind heute noch Sonderanfertigungen und nicht Stand der Technik. Entsprechend sind sie teurer und würden Photovoltaikanlagen potenziell unwirtschaftlich machen. Aufgrund des Herstellungsprozesses kann jedoch erwartet werden, dass das Potenzial einer

Kostensenkung bei diesen Produkten vorhanden ist. Heute werden die Produkte jedoch kaum eingesetzt, weil neben dem Nachteil des höheren Preises nicht klar ist, ob sie wirklich die gewünschte Wirkung erzielen.

Mit den hier beschriebenen Arbeiten wurden die Eignung und die Praxistauglichkeit solcher Oberflächenbehandlungen untersucht. Die Bewertung der Praxistauglichkeit zielt darauf ab, der Solarbranche und ihrer Kundschaft zu zeigen, wie vorsorglich allfällig störende Blendungen vermieden werden können und ob die Solaranlage gemäss der bisherigen Rechtsprechung in Ordnung ist. Dazu zeigen die Ergebnisse unter anderem, welche Lösungen zur Reduktion der Blendwirkung bei kritischen Situationen möglich sind.

Die psychologischen Aspekte bei Reflexionen, beispielsweise die Frage, ab wann Reflexionen als störend wahrgenommen werden bei guten bzw. schlechten nachbarschaftlichen Verhältnissen, werden in diesem Bericht nicht untersucht.

1.3 Projektziele

Die Studie bezieht sich hauptsächlich auf Photovoltaikmodule, die Ergebnisse können aber sinngemäss auf andere blendende Oberflächen angewendet werden.

1. Es soll quantitativ und qualitativ aufgezeigt werden, wie eine Anlage gestaltet werden soll (Orientierung und Auswahl der Module), damit die Störung durch Blendung in einer bestimmten Situation minimal wird. Ebenso soll aufgezeigt werden, welche typischen Vor- und Nachteile sowie Mehrkosten gegenüber einem herkömmlichen Produkt eine entsprechende Lösung nach sich zieht.
➔ Anhang 5, Tabelle 1: Vor- und Nachteile der verschiedenen Lösungen
2. Die bisher im «Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen» von EnergieSchweiz [2] publizierten Richtwerte sollen überprüft und nach Bedarf ergänzt oder geändert werden.
➔ 5. Empfehlungen Richtwerte
3. Die Praxistauglichkeit entsprechender Produkte soll getestet und aufgezeigt werden. Dies betrifft insbesondere die Verfügbarkeit am Markt, die Einsatzbereiche, die ästhetische Eignung und das Ausmass allfälliger verbleibender Blendwirkungen.
➔ Anhang 1: PV-Produkte und ihr Blendverhalten
4. Das Projekt hatte auch die Aufgabe, zu prüfen, wie weit die kritischen Situationen mit den verfügbaren Berechnungsprogrammen korrekt erfasst werden können, insbesondere auch mit dem durch den Kanton Bern initiierten Blendtool. Die Ergebnisse aus diesem Projekt sollen zudem eine Hilfestellung geben für die Weiterentwicklung dieses Tools.

2. Begriffe

Absolutblendung: Blendung, an deren Helligkeit sich das menschliche Auge aus biologischen Gründen nicht gewöhnen kann, das Auge ist gesättigt. Die Situationen, in denen dies Eintritt, können nicht exakt beschrieben werden. Ein wichtiges Mass dazu ist die Leuchtdichte der blendenden Fläche. Die Erfahrungswerte variieren in der Literatur jedoch mit mehr als einem Faktor 10, siehe [3].

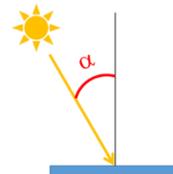
Blendarm: Eine Oberfläche ist blendarm, wenn sie aus jedem relevanten Betrachtungswinkel eine gleiche oder geringere Leuchtdichte aufweist als ein Material, das gemeinhin als «nicht blendend» bekannt ist, zum Beispiel eine weisse Wand. Die klare Definition von «blendarm» ist eines der Ergebnisse aus diesem Projekt.

Blendmass k_s : Gemäss [4] ist das Blendmass eine Hilfsgrösse, die die mittlere Leuchtdichte der Blendlichtquelle, deren Fläche (ausgedrückt als Raumwinkel) und die Umgebungsleuchtdichte zueinander ins Verhältnis setzt. Je nachdem, wie dieses Verhältnis aussieht, welchen Zahlenwert k also erreicht, wird dies von unterschiedlich vielen Personen als störend wahrgenommen, wie anhand von Experimenten mit Versuchspersonen eruiert wurde.

Blendung: Visuelle Störung, die aufgrund der Helligkeit und/oder des zeitlichen oder räumlichen Kontrasts einer Oberfläche oder einer Lichtquelle verursacht wird. Je nach Situation kann eine Blendung bei sehr unterschiedlichen Helligkeiten eintreten. An gewisse Blendungen kann sich das Auge gewöhnen, beispielsweise an das nach der Ausfahrt aus einem Tunnel blendende Tageslicht.

Bündelaufweitung (Beam Spread): Öffnungswinkel des Reflexionskegels aus einer parallelen Lichtquelle. Es wird nur der Teil des Reflexionskegels betrachtet, dessen Strahlungsdichte höher ist als die eines idealen diffusen Strahlers. Wird die Bündelaufweitung mit Grad angegeben, so bezieht sich dieser Wert auf eine kreisrunde Bündelaufweitung. Falls die Bündelaufweitung nicht kreisrund ist, bezieht sich der Wert auf den Kegelöffnungswinkel eines idealen Reflexionskegels mit derselben Schnittfläche in 1 m Distanz wie der betrachtete nicht ideale Reflexionskegel.

Einfallswinkel: Winkel, in welchem das Licht auf die Oberfläche auftrifft, gemessen wird der Winkel zur Senkrechten der betreffenden Fläche. Im vorliegenden Dokument wird er mit Alpha (α) bezeichnet.



Idealer diffuser (matter) Reflektor: Eine weisse Oberfläche, die 100 % des einfallenden Lichts reflektiert und die Reflexion homogen in die Hemisphäre abstrahlt. Eine weisse Wand oder ein mattes weisses Papierblatt haben ähnliche Eigenschaften wie ein idealer diffuser Reflektor.

Idealer gerichteter (spiegelnder) Reflektor: Spiegel, der 100 % des einfallenden Lichts exakt nach der Gesetzmässigkeit «Einfallswinkel = Ausfallswinkel» reflektiert.

Leuchtdichte

Die Leuchtdichte ist das fotometrische Mass für die Helligkeit und unter anderem massgebend für die vom Auge aufgenommene Helligkeit. Sie kann vor Ort in der Praxis mit einem Leuchtdichtemessgerät oder im Labor mit speziellen Geräten gemessen werden.

Einheit: Candela pro Quadratmeter [cd/m^2]

Reflexion: Zurückwerfen von Wellen, im Zusammenhang mit der Blendung also von Sonnenlicht. Jede Oberfläche auf der Erde reflektiert einen gewissen Teil des einfallenden Lichts. Die einzigen Objekte, die kein Licht reflektieren, sind schwarze Löcher.

Reflexionsarm: Eine Oberfläche ist dann reflexionsarm, wenn nur ein geringer Teil des Lichts reflektiert wird. Standard-Solargläser sind heute fast immer sogenannte AR-Gläser (AR = Antireflex) und reflektieren über einen grossen Winkelbereich weniger als 5 % des einfallenden Lichts. Damit gelten sie als reflexionsarm. AR-Gläser werden eingesetzt, um den Ertrag zu optimieren, und nicht, um eine mögliche Blendung zu reduzieren.

Reflexionskegel: Der räumliche Bereich, in dem die Reflexion der Sonne sichtbar und messbar stärker ist als ausserhalb des Bereiches. Ein idealer diffuser Reflektor hat keinen Reflexionskegel.

Spekulare Reflexion: Die Reflexionen mit Einfallswinkel = Ausfallswinkel ($E=A$) werden mit «spekulare Reflexion» bezeichnet, die nicht spekulare Reflexion dagegen als diffuse Reflexion.

3. Bisherige Erfahrungen

3.1 Erhebungsbasis

Das Thema Blendwirkungen von Solaranlagen beschäftigt die Branche punktweise schon seit vielen Jahren, aus den zuvor erwähnten Gründen in jüngster Zeit vermehrt. Swissolar und die wenigen in diesem Sektor tätigen Beratungsfirmen kennen die wichtigen Problemfälle und Beispiele. Darunter sind auch einige Fälle von störenden Blendungen von Blechdächern. Entsprechend besteht ein umfangreicher Schatz an Erfahrungen mit störenden Reflexionen durch PV-Anlagen und andere Dachoberflächen. Im Rahmen des Projekts wurden zusätzliche Gespräche mit Betroffenen (Bauherrschaften, Nachbarn, Planerinnen, Juristen und Juristinnen) durchgeführt. Zudem wurde eine grobe Auswertung der Anfragen an den Infodienst des Fachverbandes Swissolar durchgeführt. Die bisherigen Aktivitäten der Projektbeteiligten, besonders bei der Erstellung von Blendgutachten und Messungen, liefern ein breites Spektrum an Ergebnissen.

Weitere Beispiele und Erfahrungswerte wurden aus der Begleitgruppe eingebracht.

Die Vorgehensweise und die Bestimmungen in anderen Ländern, wie zum Beispiel Deutschland und Österreich, werden durch die bestehende Kontaktgruppe erfasst. Es findet in kleinem Rahmen ein regelmässiger Austausch statt, ergänzend konnte an internationalen Konferenzen das Netzwerk erweitert werden.

3.2 Erfahrungen mit Blendgutachten

Bei Basler & Hofmann wurden bisher in mehr als 100 Fällen Blendberechnungen und/oder -gutachten erstellt. Dabei dienen die im «Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen» von EnergieSchweiz [2] publizierten Richtwerte als entscheidendes Hilfsmittel, um den Betroffenen mitteilen zu können, ob eine bestimmte Blendstörung als tolerierbar einzuordnen ist oder nicht. Diese Richtwerte wurden bisher nie grundsätzlich infrage gestellt. Im Gegenteil, sie sind allgemein anerkannt und erwirken zum Beispiel Massnahmen gegen lang andauernde Blendereignisse oder verstärkte Vorsorgemassnahmen in sichtlich kritischen Situationen.

Die Erfahrungen zeigen aber auch einige Lücken im aktuellen «Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen» und wo noch Verbesserungsbedarf besteht. In Kapitel 5 sind einige Beispiele mit Empfehlung zur Übernahme ab der nächsten Ausgabe des «Leitfadens zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen» aufgeführt. Kleinere Anpassungen wurden bereits bei der letzten Revision vorgenommen.

Es gab in der Vergangenheit einige Fälle, wo gemäss Aussagen von Betroffenen die Berechnungen nicht präzise genug der Situation vor Ort entsprachen. Dies wurde oft mit dem Argument des fließenden Beginns und Endes der Blendzeit begründet. Die Ergebnisse in diesem Projekt zeigen nun, dass auch andere Gründe diese Differenz bewirken können. Dazu zählen insbesondere zwei Feststellungen:

- Bei sehr flachen Einfallswinkeln der Sonne leuchten die Moduloberflächen teilweise sehr stark, was stören kann. Dabei ist allerdings oft das Kriterium der Doppelblendung erfüllt.
- Bei stark strukturierten Oberflächen kann es vorkommen, dass das Leuchtdichtemaximum nicht mehr da sichtbar ist, wo es nach der spekularen Reflexion erwartet würde, sondern bei anderen Abstrahlwinkeln. Beispiele dazu sind im Anhang gezeigt.

Diese Erkenntnisse werden fortan in Berechnungen und Gutachten einfließen.

3.2.1 Anfragen Infodienst

Die Anfragen zu Blendung beim Infodienst von Swissolar haben in den letzten Jahren zugenommen, sowohl in absoluten Zahlen als auch im Verhältnis zu allen Anfragen. Der Infodienst steht sowohl Installateuren als auch der Öffentlichkeit für alle Fragen rund um Solarenergie zur Verfügung.

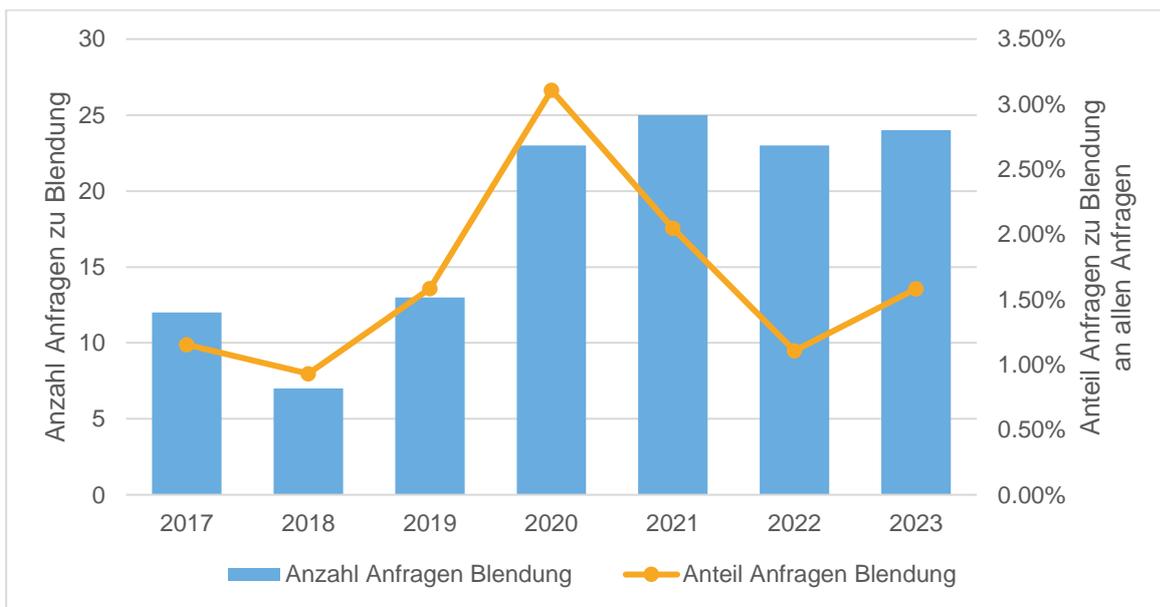


Abbildung 1: Anfragen zu Blendung und Reflexion beim Infodienst von Swissolar in den letzten Jahren.

3.3 Mehrfachblendungen

Neu kommt in der Praxis häufiger die Situation vor, dass mehrere Dächer auf ein Grundstück oder auf einen Immissionspunkt blenden.

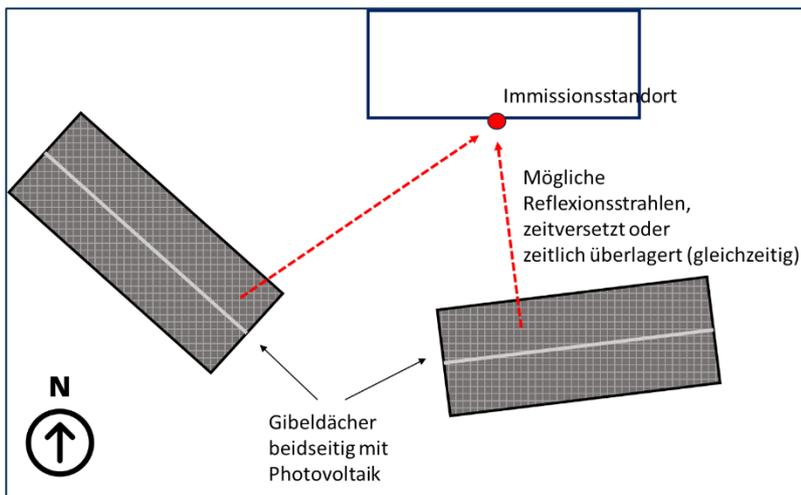


Abbildung 2: Zwei Giebdächer blenden auf einen Immissionspunkt.

Klar ist, dass Blendwirkungen auf unterschiedliche Beobachtungspunkte nicht addiert werden. Eine allfällige Belastungssituation wird in der Regel auf einen bestimmten Beobachtungspunkt bzw. Immissionsstandort bezogen. Die Situation mit Blendung von mehreren Flächen auf einen Immissionspunkt ist bisher im «Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen» nicht beschrieben. Für die zukünftige Festlegung wird empfohlen, die Emissionen auf einen bestimmten Immissionsstandort zu addieren. Dabei gibt es verschiedene Varianten, wie zum Beispiel:

- Blendwirkungen treten zusammenhängend am gleichen Tag auf (= ein Blendereignis pro Tag), vgl. Abbildung 3
- Blendwirkungen treten mit einem zeitlichen Abstand am gleichen Tag auf (= zwei Blendereignisse pro Tag), vgl. Abbildung 4
- Blendwirkungen treten zeitgleich am gleichen Tag auf (= ein und zwei Blendereignisse pro Tag), vgl. Abbildung 5
- Blendwirkungen treten nicht am gleichen Tag auf, zum Beispiel ein Dach im Juni und das zweite Dach im September und im Oktober.

Ein Blendereignis pro Tag:

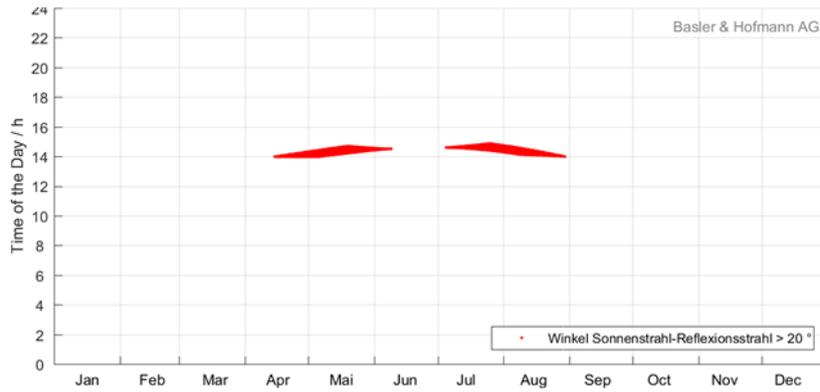


Abbildung 3: Eine Fläche mit Blendwirkung auf einen Immissionsstandort, der typische Fall, wie er im bisherigen «Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen» behandelt ist.

Zwei Blendereignisse pro Tag:

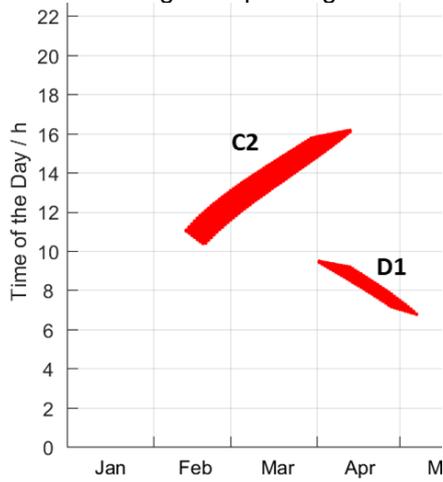


Abbildung 4: Zwei Flächen mit Blendwirkung auf einen Immissionsstandort. Anfang April blendet ein Dach am Morgen um 9 Uhr und am Nachmittag kurz nach 15 Uhr.

Ein und zwei Blendereignisse pro Tag:

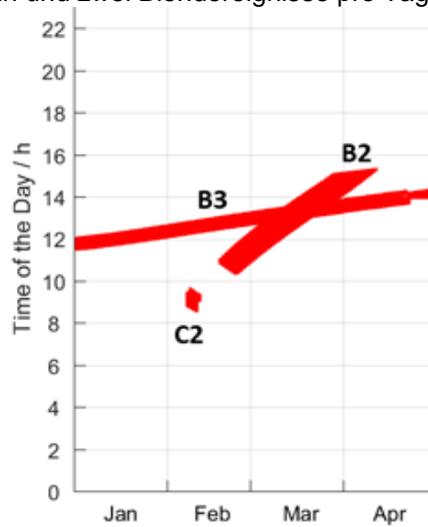


Abbildung 5: Drei Flächen mit Blendwirkung auf einen Immissionsstandort. Mitte März um 13 Uhr blenden die Flächen B2 und B3 zeitgleich, das heisst, diese Zeiten sind nicht zu addieren. Ende Februar blenden die beiden Flächen nicht zeitgleich, entsprechend sind die Zeiten zu addieren.

Zwei Flächen mit Blendwirkung auf einen Immissionsstandort:



Abbildung 6: Zwei Flächen mit Blendwirkung auf einen Immissionsstandort, keine Kumulation am gleichen Tag, hingegen relevant für die Jahressumme.

3.4 Erfahrung mit der «Empfehlung zur Vermeidung von Lichtemissionen» des Bundesamts für Umwelt BAFU

Seit ihrem Erscheinen wird in der Beratertätigkeit oft auf die BAFU-Publikation «Empfehlung zur Vermeidung von Lichtemissionen» Bezug genommen. Der «Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen» und die BAFU-Publikation stimmen betreffend Blendwirkungen recht gut überein. Im Rahmen dieses Projekts wurde die Aktualisierung des «Leitfadens zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen» im Jahr 2023 zum Thema «reflexionsarm» betreut. Zwecks Angleichung der beiden Dokumente war im «Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen» eine kleine Anpassung notwendig. Bei der Ersteinschätzung dient, bei beiden Dokumenten, der Sichtwinkel auf die möglicherweise störende Solaranlage als Kriterium dafür, ob die zulässigen Blendzeiten überschritten sein könnten. In der BAFU-Empfehlung steht 6,5°, im Swissolar-Leitfaden stand hingegen 7,5°. Nun wurde der betreffende Grenzwert angepasst, sodass jetzt der Sichtwinkel als Richtwert in beiden Publikationen 6,5° ist.

3.5 Doppelblendung

Im «Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen» ist das Kriterium Winkel zwischen reflektiertem Sonnenstrahl und direkt einfallendem Sonnenstrahl aufgeführt. Der Grenzwert beträgt aktuell 20°, und Basler & Hofmann zeigt diesen Wert in den Blenddiagrammen, wie das Beispiel in Abbildung 7 zeigt.

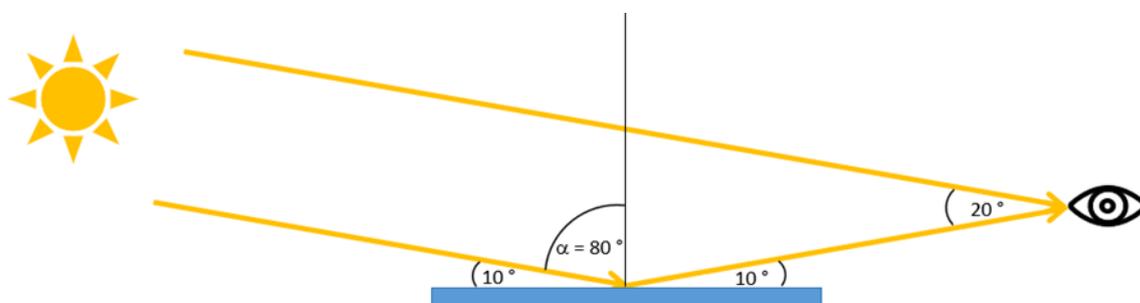


Abbildung 7: Winkel, ab dem Blendung durch den Reflexionsstrahl auftreten kann (grösser als 20°).

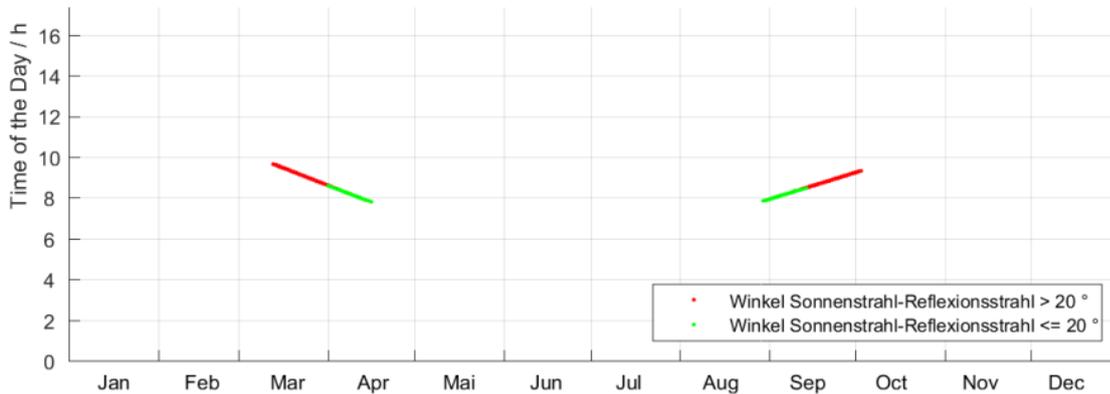


Abbildung 8: Beispiel von Blendzeiten mit Unterscheidung nach Winkeldifferenz.

Für den Vergleich mit den Richtwerten werden nur die rot markierten Blendzeiten berücksichtigt. Bisher wurde diese Differenzierung in den meisten Fällen akzeptiert. Es wurde auch diskutiert, diesen Wert zu erhöhen. Eine Reduktion auf weniger als 20° ist aufgrund der Praxiserfahrung nicht notwendig. Die Erhöhung wäre aus Sicht «Priorität für die Sonnenenergienutzung» erwünscht und begründet. Wegen des Risikos, dass tatsächlich störende Blendungen nicht erfasst werden, wurde der Vorschlag verworfen.

3.6 Diskussion

Es gab im Projektverlauf zahlreiche Diskussionen, Vorschläge und Empfehlungen zwischen verschiedenen Fachleuten. Vieles davon wurde im Projekt weiterbearbeitet und ist in diesen Bericht eingeflossen. Hier sind zusammengefasst einige Themen aufgelistet:

- Wir arbeiten an Richtwerten, nicht an Grenzwerten
- Für die Relevanz von Blendungen sind in der Regel
 - Zeitdauer
 - Leuchtdichte
 - Distanz
 - Grösse der Blendfläche
 - Blick- und Eintreffwinkel
 - Hauptnutzung beim Immissionsstandort
 - Bündelaufweitung
 zu berücksichtigen.
- Unterschiedliche Meinungen gibt es zur Frage, ob und wie die Witterung zu berücksichtigen ist.
- Handelsübliche Solarmodule mit entspiegelten Glasoberflächen (Antireflective coating) gelten als «reflexionsarm».
- Sonderanfertigungen für blendarme Module eignen sich für Standorte, an denen starke und langandauernde Blendwirkungen vorkommen.

Weitere Details sind dem PVSEC-Papier vom September 2023 von Christof Bucher et al. zu entnehmen (siehe Anhang 7).

4. Messungen zu Produkteigenschaften und PV-Anlagen

4.1 Vorgehen

Verschiedene Produkte, die von Herstellern als blendarm oder nahezu blendfrei bezeichnet werden, wurden wie folgt untersucht:

- Verschiedene Messungen der optischen Eigenschaften
- Vergleich der Messergebnisse mit den optischen Eigenschaften von konventionellen Modulen
- Exposition auf dem Dach des Instituts SPF in Rapperswil. Damit kann festgestellt werden, ob die Reduktion der Blendung nachhaltig ist oder mit der Zeit nachlässt, zum Beispiel wegen Verschmutzung.
- Die optischen Messungen wurden wiederholt, um eine solche Abnahme zu quantifizieren.
- Die BSDF-Messungen wurden ergänzt durch Messungen mit anderen Geräten und Instrumenten. Allenfalls gibt es einfachere Geräte, die eine ähnliche Aussage zum Reflexions- oder Blendverhalten zulassen.
- Um den visuellen Eindruck der verschiedenen Module zu vergleichen, wurden die Module während der Exposition nebeneinandergelegt.
- Damit konnte der visuelle Eindruck qualitativ unter verschiedenen Einstrahlungsbedingungen und von verschiedenen Personen verglichen werden.

4.2 Methoden

Das optische Reflexionsverhalten einer Oberfläche wird mit der Bidirectional Scattering Distribution Function (BSDF) beschrieben. Mit dieser Messung kann das Blendverhalten einer beliebigen Oberfläche vollständig charakterisiert werden.

Der Begriff Bidirectional Scattering Distribution Function (BSDF) steht für Streuung im Allgemeinen. Bei der Messung wird differenziert zwischen Reflexionseffekten (Bidirectional Reflectance Distribution Function, BRDF) und Transmissionseffekten (Bidirectional Transmittance Distribution Function, BTDF).

Die BSDF-Messungen sind unter <https://www.ost.ch/de/forschung-und-dienstleistungen/technik/erneuerbare-energien-und-umwelttechnik/spf-institut-fuer-solartechnik/testing/bsdf> beschrieben.

Die anderen Methoden sind im Wesentlichen Leuchtdichtemessungen, Messungen mit anderen BSDF-ähnlichen Geräten sowie mit einfachen Glanzgradmessgeräten.

4.3 Aufbau

Mehrere Hersteller haben Muster mit reduzierter Blendwirkung («blendarme» Module) für das Projekt bereitgestellt. Allerdings wurden deutlich weniger Muster eingereicht als erwartet. Diese Muster wurden einer BSDF-Messung unterzogen. Anschliessend wurden die Muster im Freien exponiert mit der Absicht, sie gegen Ende des Projekts erneut zu vermessen, um festzustellen, ob sich das Reflexionsverhalten über die Zeit verändert hat (siehe Abbildung 9). Zusätzlich zu den Mustern wurden auch normale PV-Module sowie ein Element aus weissem Verputz und eine transparente Kunststoffplatte aus Plexiglas aufgebaut.

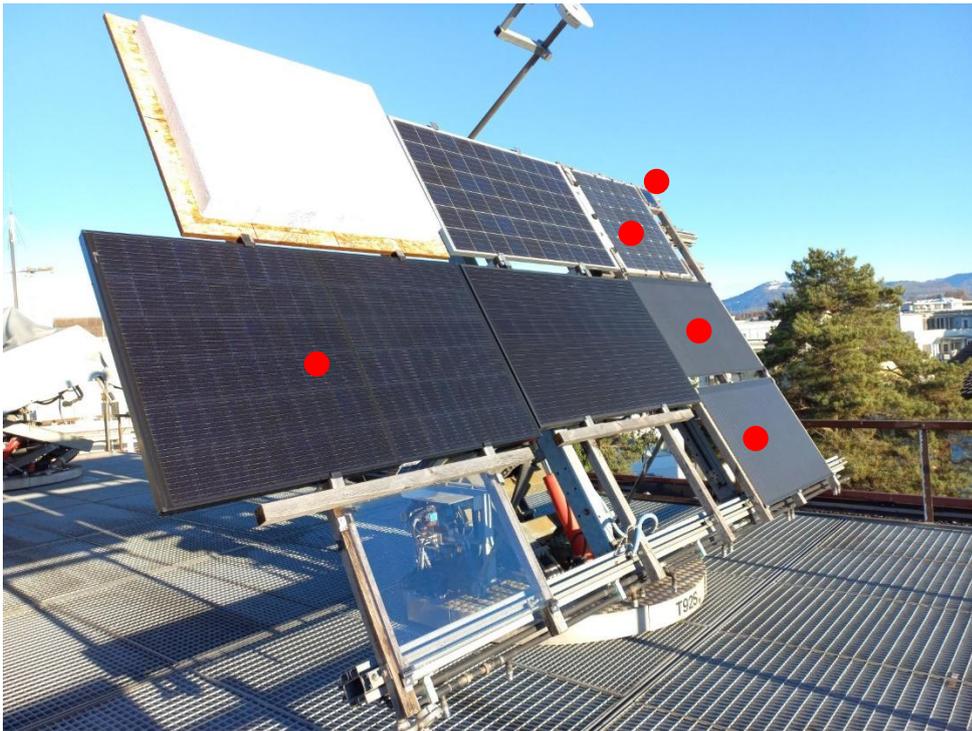


Abbildung 9: Proben auf dem Solartracker des SPF. Die «blendarmen» Module sind mit einem roten Punkt markiert.

Unter vielen Betrachtungswinkeln ist bezüglich des Blendverhaltens von Auge eigentlich kein sehr grosser Unterschied zwischen den verschiedenen Proben festzustellen. Der Tracker liegt im Sichtfeld eines Grossraumbüros. Die einzige Beschwerde hat das verputzte Element betroffen, das offenbar in dieser Konstellation als unangenehm hell empfunden wurde. Die Unterschiede zwischen den Elementen sind unter sehr steilen Winkeln und unter sehr flachen Winkeln gut wahrnehmbar.

Als Beispiel sind in Abbildung 10 die drei Module aus der mittleren Reihe des Trackers zu sehen, alle unter relativ steilem Winkel betrachtet und im direkten Reflexionsstrahl der Sonne.

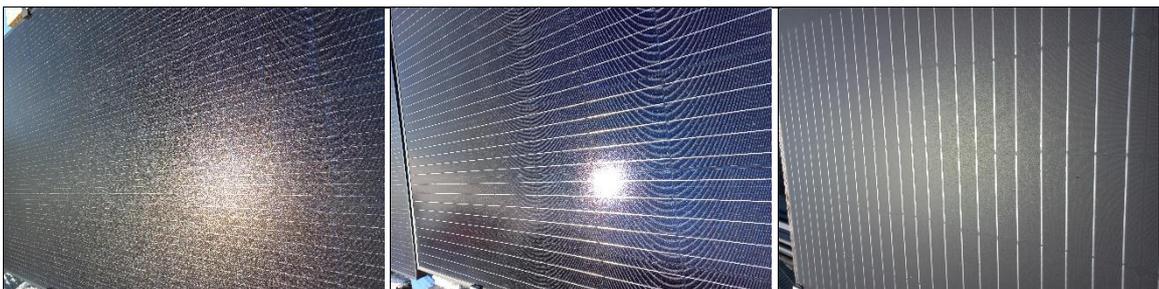


Abbildung 10: Proben in der mittleren Reihe des Trackers von links nach rechts, alle unter relativ steilem Winkel betrachtet und im direkten Reflexionsstrahl der Sonne. Das Modul in der Mitte ist ein Standardmodul, links und rechts «blendarme» Module.

Die Unterschiede in der Wahrnehmung sind sehr viel grösser, als es mit Fotos darstellbar ist. Werden die Module unter einem eher flachen Winkel betrachtet, kann die Wahrnehmung ganz anders sein. Die «blendarmen» Module erscheinen sehr hell aufgrund der starken Streuung. Das konventionelle Modul erzeugt keine Blendwirkung, solange man nicht direkt in den reflektierten Strahl schaut.

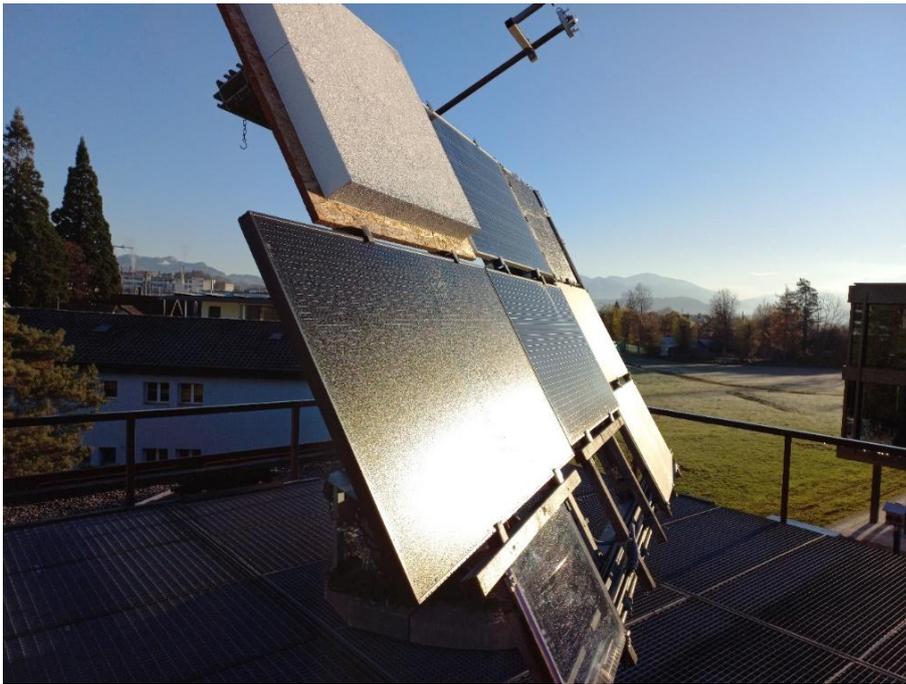


Abbildung 11: Tracker unter flachem Winkel betrachtet. Die «blendarmen» Module erscheinen sehr viel heller als die anderen Elemente auf dem Tracker.

Zur Beschaffung von Mustern für dieses Projekt wurden verschiedene Hersteller kontaktiert. Obwohl viele Hersteller Interesse zeigten, stellten nur wenige tatsächlich Muster zur Verfügung. Schliesslich wurden Messungen an den folgenden Produkten durchgeführt (siehe Nummern in Klammern in Abbildung 12):

- (1) Flexibles Kunststoffmodul
- (2) Modul A mit fein strukturiertem Glas Typ I
- (3) Konventionelles Modul mit einer Folie
- (4) Modul B mit fein strukturiertem Glas Typ II
- (5) Experimentelles Modul mit neuartiger Oberflächenbehandlung

Gläser vom Typ I sind Borosilikatgläser, beim Typ II handelt es sich vorwiegend um Natronkalk-Silikatglas.

Die übrigen Module sind konventionelle Modelle zum Vergleich. Zusätzlich wurden je eine Probe aus weissem Verputz (oben links) und eine Plexiglasplatte (unten links) untersucht.

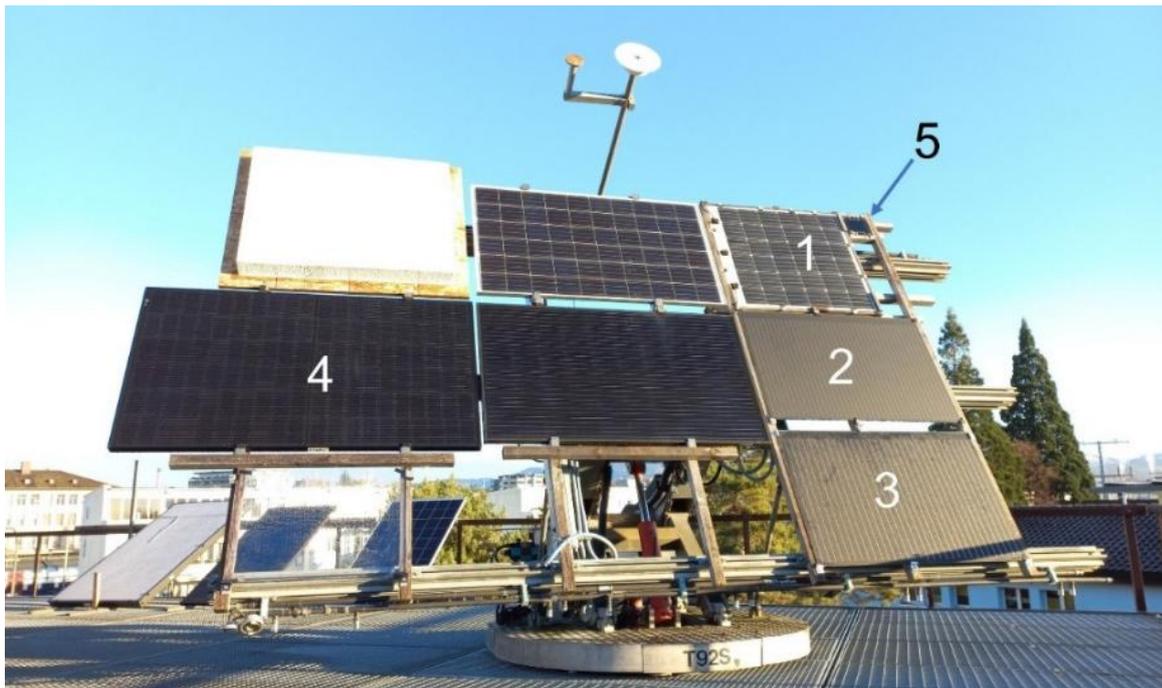


Abbildung 12: Tracker aus fast senkrechtem Winkel betrachtet. Die mit grossem Abstand hellste Fläche ist die Probe mit hellem Verputz.

Für die nummerierten Elemente wurde gleich nach Erhalt im Labor eine BSDF-Messung durchgeführt. Die Ergebnisse sind im Anhang im Detail grafisch aufgezeigt. Die Module wurden danach während rund eines Jahres in Stagnation exponiert, das heisst sie wurden auf dem Tracker der Sonne ohne Bezug von Elektrizität nachgeführt. Danach wurden die Module noch einmal vermessen, um festzustellen, ob sich durch diese Exposition das Reflexionsverhalten verändert hatte.

4.4 Ergebnisse der Labormessungen

Das experimentelle Modul (5) hat aussergewöhnlich tiefe Messwerte für die Leuchtdichte gezeigt. Allerdings ist die verwendete Folie nach kurzer Zeit abgefallen. Die Messung konnte darum nicht wiederholt werden. Die Firma hat offenbar mittlerweile das Produkt weiterentwickelt und auch erste Dächer mit dieser Technologie ausgerüstet.

Auch von anderen Firmen wurden – ausserhalb dieses Projekts – interessante Oberflächen zur Messung unterbreitet, die sehr tiefe Blendwirkung ermöglichen.

In *Abbildung 15* sind die Ergebnisse der Messungen an den vier verbleibenden Proben dargestellt, immer zusammen mit der vorgeschlagenen Grenze für blendarme Module. Die Messung zeigt jeweils den gemessenen Höchstwert der Leuchtdichte bei unterschiedlichen Einfallswinkeln. Dieser Höchstwert ist bei normalen glatten Oberflächen immer etwa bei einem Winkel zu finden, der dem Einfallswinkel entspricht. Bei stark «entblendeten» Oberflächen ist dieses Maximum oft zu höheren Winkeln verschoben. Der Beobachter sieht also das Maximum der Blendung bei einem Winkel, der deutlich höher ist als erwartet.

Die *Abbildung 13* zeigt den Vergleich bei einem Einfallswinkel von 30° auf ein Modul, das als sehr blendarm gilt (maximale Leuchtdichte bei etwa 70°), mit einer eher konventionellen Glasoberfläche (maximale Leuchtdichte bei etwa 30° , wie erwartet).

Tatsächlich ist der Winkelversatz ein wichtiger Unterschied zwischen Typ-I- und Typ-II-Gläsern. Wie die Messungen im Anhang zeigen, ist nur bei den Typ-I-Gläsern der starke Winkelversatz erkennbar.

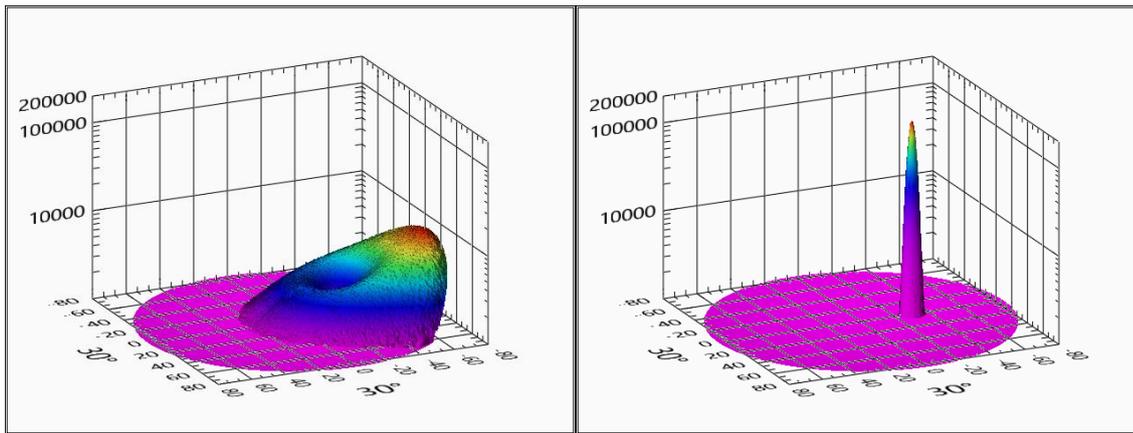


Abbildung 13: Links: Blendarmes Modul vom Typ I, rechts: konventionelle Glasoberfläche. Bei beiden Messungen ist der Einfallswinkel 30°, das Reflexionsmaximum wird beim blendarmen Modul bei etwa 70° gemessen, beim Glas bei etwa 30°.

Wird einfach die maximale Leuchtdichte als Maximum angenommen, so sind bei Einfallswinkeln über 50–60° fast alle Module über der vorgeschlagenen Grenze. Wird die Bewertung anhand des konventionellen Reflexionsgesetzes vorgenommen, also die spekulare Leuchtdichte bei Einfallswinkel = Ausfallwinkel gemessen, so sind die Werte sehr deutlich unter den Richtwerten (Abbildung 14).

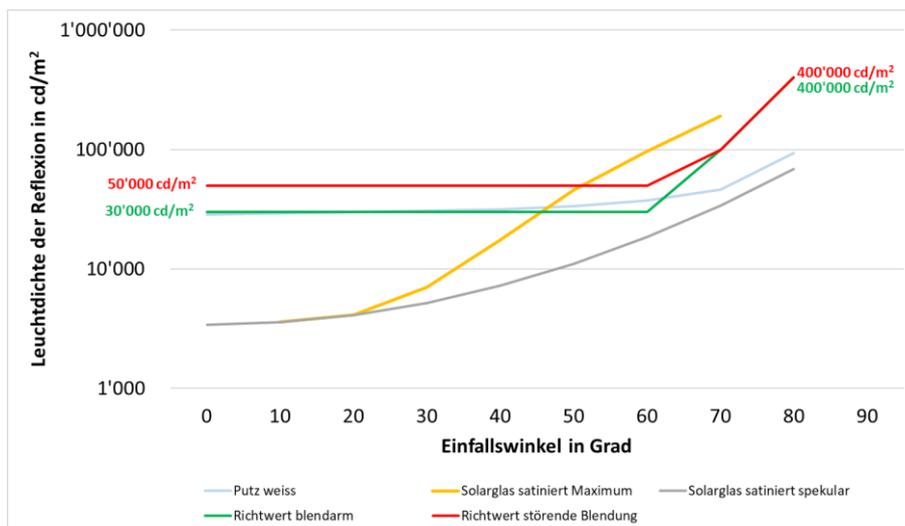


Abbildung 14: Vergleich der Leuchtdichtemaxima des Typ-I-Moduls mit satiniertes Glasoberfläche. In Gelb das globale Maximum, in Grau die spekulare Leuchtdichte nach Reflexionsgesetz, also bei Einfallswinkel = Ausfallwinkel.

Tatsächlich bedeutet dieser Strahlversatz, dass bei bestehenden Anlagen in vielen Fällen ein Blendproblem gelöst werden kann. Dies, weil das Maximum der Leuchtdichte nicht mehr bei dem Winkel auftritt, der zur Störung geführt hat, sondern bei einem anderen Winkel. Absolut gesehen kann das Maximum immer noch deutlich über der Blendgrenze liegen, aber die Richtung des Maximums ist so, dass sie die früher geblendeten Nachbarn nicht mehr trifft. Das impliziert auch die Möglichkeit, dass nach dem Ersatz der Module dafür jemand anders geblendet wird. Wie in *Abbildung 14* ersichtlich, wird das Maximum in diesem Fall zu flacheren Ausfallswinkeln verschoben. Ein Nachbar, der unter einem flacheren Winkel auf die Anlage blickt, könnte also jetzt vermehrt geblendet werden.

In der Zwischenzeit sind beim Labor noch weitere Proben von anderen Herstellern im Auftrag vermessen worden (<https://www.markoneill.com/2023-PVSC-Paper.pdf>). Diese Ergebnisse können hier nicht weiterverwendet werden, es ist aber offensichtlich, dass der Winkerversatz und das Streuverhalten bei sehr stark streuenden Gläsern relevant sind und für Simulationen berücksichtigt werden müssten.

Aus den Messungen wird klar ersichtlich, dass alle gemessenen Module bis zu einem Einfallswinkel von etwa 40–60° den Richtwert von 30'000 cd/m² deutlich unterschreiten. Es sei noch einmal erwähnt, dass die maximale Reflexion nicht zwingend in der erwarteten Richtung zu finden ist. Wird einfach die maximale Leuchtdichte als Maximum angenommen, so sind bei Einfallswinkeln über 50–60° eigentlich alle Module über der vorgeschlagenen Grenze.

Ebenso wird ersichtlich, dass nur bei einer Technologie (strukturierte Oberfläche Typ II) eine relevante Änderung durch die Langzeitexposition festgestellt wurde. Diese Messung konnte aber nicht verifiziert und abgesichert werden, da nur ein Modul zur Verfügung stand. Aus diesem Grund wird auch diese Technologie hier nicht genannt. Es ist aber sicher wichtig, das Ausmass der Blendreduktion über die Zeit weiter zu untersuchen.

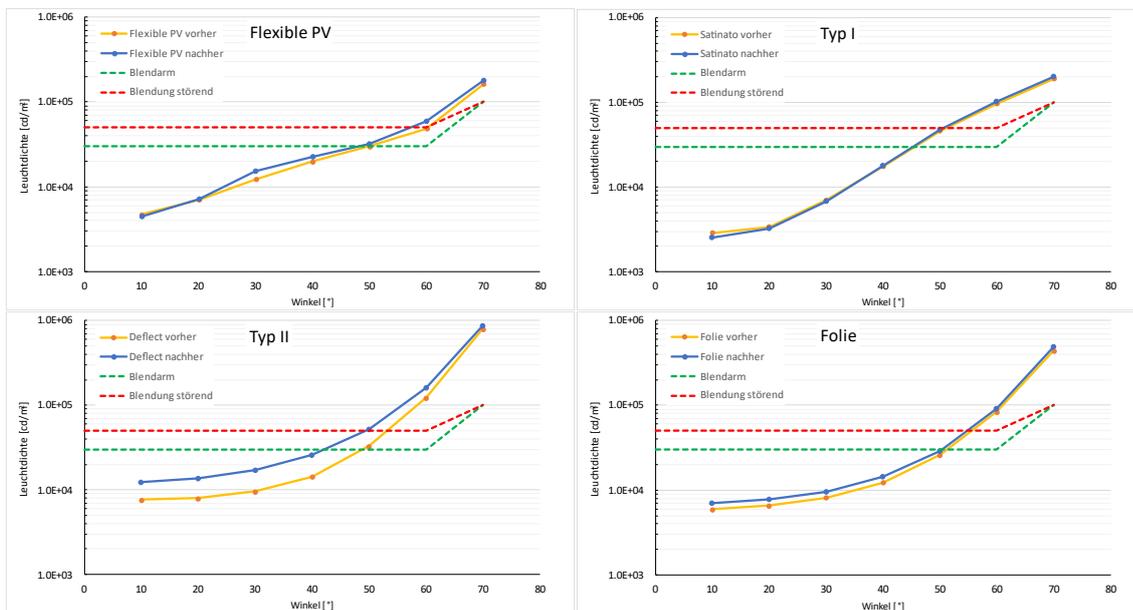


Abbildung 15: Übersicht der winkelabhängigen Leuchtdichten der Elemente im Test (Werte für 80° sind zurzeit nicht zuverlässig verfügbar).

Ein sehr gutes Ergebnis zeigt das flexible Modul mit einer relativ grob strukturierten Oberfläche. Ebenso ist es offenbar möglich, mit aufgeklebten Folien ein gutes Ergebnis zu erzielen. Das vermessene Produkt hat auch während der etwa 8-monatigen Exposition (das Modul wurde später eingereicht) keine Anzeichen von Ablösung gezeigt.



Abbildung 16: Links: Nahaufnahme des flexiblen PV-Moduls mit stark strukturierter Oberfläche. Rechts: Dieses Modul (oben rechts) erscheint als fast homogene helle Fläche, ähnlich wie Verputz.

4.5 Feldmessungen

Die Leuchtdichte von Oberflächen kann im Feld gemessen werden. Die Messgenauigkeit ist jedoch insbesondere aufgrund von Witterungseinflüssen nicht besonders hoch.

Dabei können zwei Fälle unterschieden werden:

- **Potenziell blendende Oberflächen mit hoher Leuchtdichte:**
Die Messresultate sind primär von der Direktstrahlung abhängig. Für eine genaue Messung ist es wichtig, dass der Himmel im Bereich der Sonne (z. B. in einem Radius von 20° um die Sonne) absolut wolkenlos ist. Bereits kleine Schleierwolken verfälschen die Resultate stark.
- **Blendarme Oberflächen mit geringer Leuchtdichte:**
Bei diesen Modulen spielt es keine grosse Rolle, ob das Modul von Direkt- oder Diffusstrahlung besonnt wird. Die Leuchtdichte des Moduls ist primär von der Gesamtstrahlung abhängig. Das führt aber dazu, dass ein trüber Himmel (z. B. ein mit Sahara-Staub durchzogener Himmel) zu höheren Messresultaten führen kann als ein klarer Himmel.

Aus diesen Gründen wird generell empfohlen, Feldmessungen nur bei klarem, wolkenlosem Himmel durchzuführen.

5. Projektergebnisse und Empfehlungen

5.1 Überblick

Die vorliegend dokumentierten Aktivitäten zeigen die Dynamik und die Komplexität der vorkommenden Blendungen von Gebäudeoberflächen, insbesondere bei Solarmodulen. Zwar konnten die zu Anfang des Projekts gestellten Ziele weitgehend erreicht werden. Doch zeigt sich deutlich, dass neue Fragen hinzukommen und einige (noch) nicht abschliessend beantwortet werden konnten. Nachfolgend die wesentlichen Aktivitäten in Stichworten:

- Durchführung von drei Meetings/Workshops einschliesslich Präsentationen und Diskussionen zu Zwischenergebnissen
- Begleitung und Unterstützung bei der Entwicklung und Programmierung des Blendtools
- Austausch zu Problemstellungen in der Praxis
- Recherche zu möglichen Lösungen, auch auf Seiten Modultechnik und Produkte. Unter anderem wurden zum Beispiel Folien zur Reflexionsminderung beschafft und ausgemessen.
- Messungen vorbereiten, durchführen, auswerten und Ergebnisse verifizieren
- Es sind drei Fachartikel entstanden, einer davon ist noch nicht publiziert. Ergänzend dazu sind verschiedene Ergebnisse in andere Publikationen eingeflossen.
- Vorschläge für diverse Richtwerte als klare Entscheidungshilfen für die Solar- und die Gebäudebranche
- Rückmeldungen aus der Vernehmlassung bearbeiten und wo sinnvoll im Bericht einfügen
- Neue Erkenntnisse zur Winkelabhängigkeit und zur nicht spekularen Reflexion

5.2 Richtwerte für Planung und Bewertung

Als unverbindliche Entscheidungshilfe für die Solarbranche werden weiterhin Richtwerte vorgeschlagen. Um verbindliche Grenzwerte festlegen zu können, sind nach wie vor zu wenig wissenschaftliche Grundlagen vorhanden.

Die bisherigen Richtwerte gelten ohne Bündelaufweitung. Die Bündelaufweitung wird derzeit mit dem Blendtool pauschal mit 5° berechnet. Eine wissenschaftliche Publikation von BFH und SPF zu den Effekten der Bündelaufweitung wurde an der EUPVSEC im September 2023 veröffentlicht.

Eine blendarme Oberfläche wird als Oberfläche definiert, die bei einer Einstrahlung von 1000 W/m^2 und einem Direktstrahlungsanteil von mindestens 80 % aus keinem relevanten Winkel eine höhere Leuchtdichte aufweist als eine dritte, allgemein nicht blendende Oberfläche (z. B. ein matter Tonziegel oder eine weisse Wand). Eine reflektierte Leuchtdichte von weniger als $30'000 \text{ cd/m}^2$ wird oft mit «keine Blendung» angenommen und gilt darum als «blendarm». Die störende Grenze liegt vielfach bei $50'000 \text{ cd/m}^2$. Besonnte weisse Flächen haben etwa $30'000 \text{ cd/m}^2$. Weisse Flächen an Gebäuden kommen sehr häufig vor, weshalb dieser Wert als Schwellen- bzw. Grenzwert festgelegt ist. Werte darunter sind in der Regel akzeptabel, was deutlich darüber liegt, kann fallbezogen störend wirken. Ab einem Einstrahlungswinkel von 80° kann die Blendung vernachlässigt werden, da der Lichtstrahl der Sonne und der reflektierte Strahl praktisch aus derselben Richtung auf den Beobachter einfallen.

Die Leuchtdichte ist winkelabhängig, und sie steigt mit zunehmendem Einfallswinkel. Das gilt für zahlreiche Baumaterialien, wie Abbildung 17 deutlich zeigt. Als Konsequenz und der Praxis entsprechend müssen die Richtwerte in Abhängigkeit vom Einfallswinkel des Sonnenstrahls festgelegt werden. Der aktuelle Vorschlag setzt die Richtwerte von $100'000 \text{ cd/m}^2$ bei 70° Einfallswinkel und $400'000 \text{ cd/m}^2$ bei 80° .

Für fest installierte Oberflächen ergibt sich der relevante Winkel als der Winkel zwischen Beobachtungspunkt (Immissionspunkt) und Oberfläche. Es ist somit möglich, dass die gleiche Glasoberfläche in einer PV-Anlage als blendarm, in einer anderen PV-Anlage mit grösserem Einfallswinkel jedoch nicht als blendarm klassifiziert würde.

Die folgende Grafik (Abbildung 17) zeigt Kurven von verschiedenen Materialien mit den entsprechenden Leuchtdichten in Abhängigkeit vom Einfallswinkel, vorwiegend basierend auf BRDF-Messungen am SPF in Rapperswil. Ergänzend wurden zum Vergleich die zwei zurzeit diskutierten Richtwerte der Leuchtdichte eingefügt. Bei Produkten mit Werten unterhalb der grünen Linie treten in der Regel keine störenden Blendungen auf. Je nach Situation sind auch bei höheren Leuchtdichten keine Störungen zu erwarten.

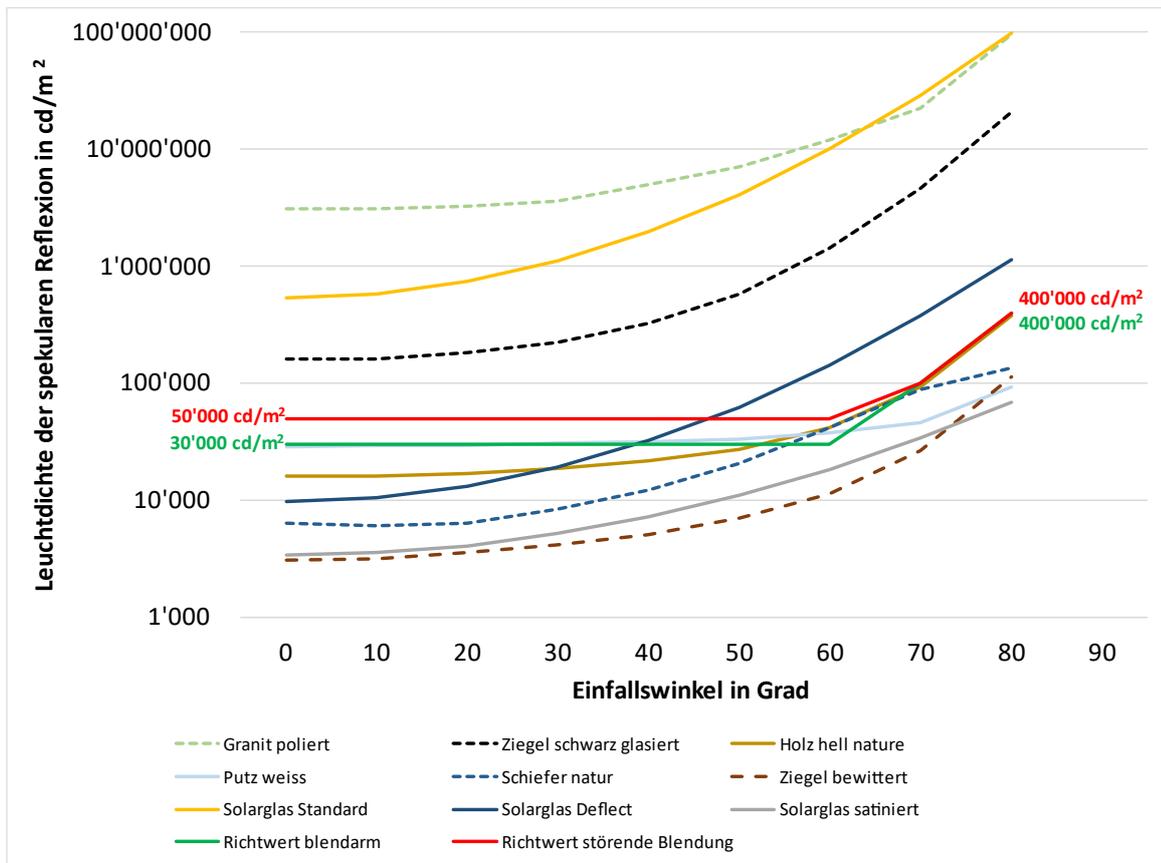


Abbildung 17: Kurven von verschiedenen Materialien mit entsprechenden Leuchtdichten in Abhängigkeit vom Einfallswinkel.

In der nachfolgenden Tabelle sind alle aktuellen Vorschläge für Planung und Bewertung zusammengefasst:

Beschreibung	Empfehlung, Richtwert	Bemerkungen
Doppelblendung (hohe Hintergrund- oder Umgebungshelligkeit)	20°	<p>Winkel zwischen Sonnenstrahl und Reflexionsstrahl</p> <p>Liegen der Blendfleck und die Sonne aus Sicht der/des Betrachter:in näher zusammen als dieser Winkel, so gelten sie nicht als Blendung.</p> <p>Abbildung 18: Einfallswinkel $\alpha = 80^\circ$ auf die reflektierende Oberfläche und Winkeldifferenz von 20° zwischen reflektiertem und direktem Sonnenstrahl.</p>
seitlicher Winkel	20°	Trifft eine Blendung seitlich auf ein Fenster, so gilt dies nicht als Blendung, wenn der Winkel zwischen Reflexionsstrahl und Fensterfläche kleiner oder gleich diesem Wert ist.
Maximale Blenddauer pro Tag		<p>Neuer Vorschlag:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) maximal 30 Minuten Blenddauer an maximal 200 Tagen im Jahr 2) maximal 60 Minuten Blenddauer an maximal 60 Tagen im Jahr 3) maximal 120 Minuten Blenddauer an maximal 20 Tagen im Jahr

4) maximal 100 Stunden Blendung im Jahr

Alle Kriterien müssen erfüllt sein.

Reflexions- arme Oberfläche	Eine Oberfläche gilt als reflexionsarm nach dem Stand der Technik, wenn dafür in Grossserien verfügbare technische Massnahmen zur Reduktion der Reflexion vorgenommen wurden. Typische Solargläser auf PV-Modulen gelten als reflexionsarm.
Blendarme Oberfläche	Blendarme Oberflächen haben eine geringe Leuchtdichte und verursachen in der Regel keine störenden Blendwirkungen.
Hinter- grund- leucht- dichte	Es ist noch offen, wie das berücksichtigt werden soll. Zurzeit ist dieses Kriterium teilweise mit dem Ausschluss bei Doppelblendung berücksichtigt (Winkelabstand zwischen Blendung und Sonnenstand von 20°).
Alter der geblendeten Person	<p>Es sind Personen mit höherer Empfindlichkeit in der Beurteilung zu berücksichtigen.</p> <p>In der Schweiz ist für die Blendthematik das USG massgebend: https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1984/1122_1122_1122/de</p> <p>Artikel 13 (Immissionen):</p> <p>1 Für die Beurteilung der schädlichen oder lästigen Einwirkungen legt der Bundesrat durch Verordnung Immissionsgrenzwerte fest.</p> <p>2 Er berücksichtigt dabei auch die Wirkungen der Immissionen auf Personengruppen mit erhöhter Empfindlichkeit, wie Kinder, Kranke, Betagte und Schwangere.</p> <p>Das entsprechende Gesetz in Deutschland ist das BIMSCHG: www.gesetze-im-internet.de/bim-schg/BJNR007210974.html#BJNR007210974BJNG000103360</p> <p>(1) Schädliche Umwelteinwirkungen im Sinne dieses Gesetzes sind Immissionen, die nach Art, Ausmass oder Dauer geeignet sind, Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft herbeizuführen.</p> <p>(2) Immissionen im Sinne dieses Gesetzes sind auf Menschen, Tiere und Pflanzen, den Boden, das Wasser, die Atmosphäre sowie Kultur- und sonstige Sachgüter einwirkende Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen, Licht, Wärme, Strahlen und ähnliche Umwelteinwirkungen.</p>
Ver- schmut- zung der Module	<p>Mit mehr Verschmutzung ist die Blendung weniger stark ausgeprägt. Über die quantitativen Einflüsse der Verschmutzung sind kaum Daten vorhanden. Deshalb werden Erfahrungswerte von sauberen Modulen genutzt.</p> <p>Erfahrung aus Projekt Hindelbank: Die Verschmutzung kann im Bereich Faktor 2 etwas verändern, niemals aber ein «echtes Blendproblem» lösen.</p>
Ausrich- tung und Neigung der PVA	Bestimmt Dauer und Zeitpunkt der Blendwirkungen, mit der Festlegung von maximal zulässigen Zeitdauern ist dieser Faktor berücksichtigt.
Standort/ Umgebung	Es könnten Empfindlichkeitsstufen nach Raumplanungsrecht festgelegt werden, zum Beispiel nach Wohn-, Industrie-, Gewerbe- und Landwirtschaftszone. Zurzeit sind dazu aber noch keine konkreten Vorschläge vorhanden.
Standort der Blend- quelle	Blendung von unten kann aus drei Gründen relevanter sein als von oben:

- Intensive Lichtstrahlung von oben ist wie Sonnenstrahlung als natürlich zu werten, allenfalls könnte ein Höhenwinkel als Grenze eingeführt werden.
- Klassischer Sonnenschutz, wie Rafflamellen, ist für Sonnenlicht von oben ausgelegt und wirkt somit auch gegen Blendlicht.
- Bei Blendungen von oben ist in der Regel der Hintergrund heller als beim Blick gegen den Boden, Ausnahmen sind nasse Bodenbeläge, Wasserflächen und Schnee.

Physiologische Argumentation		Ob eine bestimmte Blendwirkung das Wohlbefinden von Personen an einem bestimmten Standort übermässig stört, kann durch weitere Faktoren beeinflusst werden.
Leuchtdichte in cd/m^2	30'000 cd/m^2	Leuchtdichten von weniger als 30'000 cd/m^2 gelten als blendarm. Dieser Wert ist vergleichbar mit der Leuchtdichte einer weissen Wand, die normalerweise als «nicht blendend» wahrgenommen wird.
	50'000 cd/m^2	Leuchtdichten über 50'000 cd/m^2 können störende Blendungen verursachen, sofern dies Bereiche betrifft, wo sich Personen längere Zeit aufhalten.
Bündelaufweitung		Die Bündelaufweitung soll standardmässig mit einem Wert von 5° berücksichtigt werden. Liegen Messwerte zu einem bestimmten Produkt vor, so können diese anstelle des Standardwertes verwendet werden.

Tabelle 1: Vorschläge von Richtwerten für Planung, Bewertung und Ausführung.

5.3 Berücksichtigung der Bündelaufweitung

Bei der Lichtreflexion an einer strukturierten Oberfläche entsteht je nach Oberfläche ein gewisser Streuwinkel. Dieser Streuwinkel wird auch «Bündelaufweitung» genannt. Die Bündelaufweitung ist abhängig von der Oberfläche und dem Lichteinfallswinkel. Bei Standard-Solargläsern hat dieser Streukegel eine elliptische Form, wobei die Hauptachse der Blendellipse in der Projektion des Sonnen- und Blendstrahls auf der Modulebene liegt und die Nebenachse parallel dazu. Wie die Messungen im Anhang 3 zeigen, gibt es bei stärker streuenden Oberflächen auch komplexere Streuformen.



Abbildung 19: Beispiele elliptischer Blendformen.

Wenn der Reflexionskegel als elliptisch angenommen werden kann, dann wäre es möglich, die Bündelaufweitung durch drei Parameter pro Messpunkt zu charakterisieren: Haupt- und Nebenachse sowie Amplitude. Als Mass der Blendung gelten die Konturlinien der Leuchtdichte gemäss *Abbildung 20*. Wenn die vorgeschlagenen Richtwerte akzeptiert werden, könnten auch nur die beiden Hauptachsen der Ellipse ausreichend sein. Damit wäre es relativ einfach, die Bündelaufweitung in einem Simulationsprogramm zu implementieren.

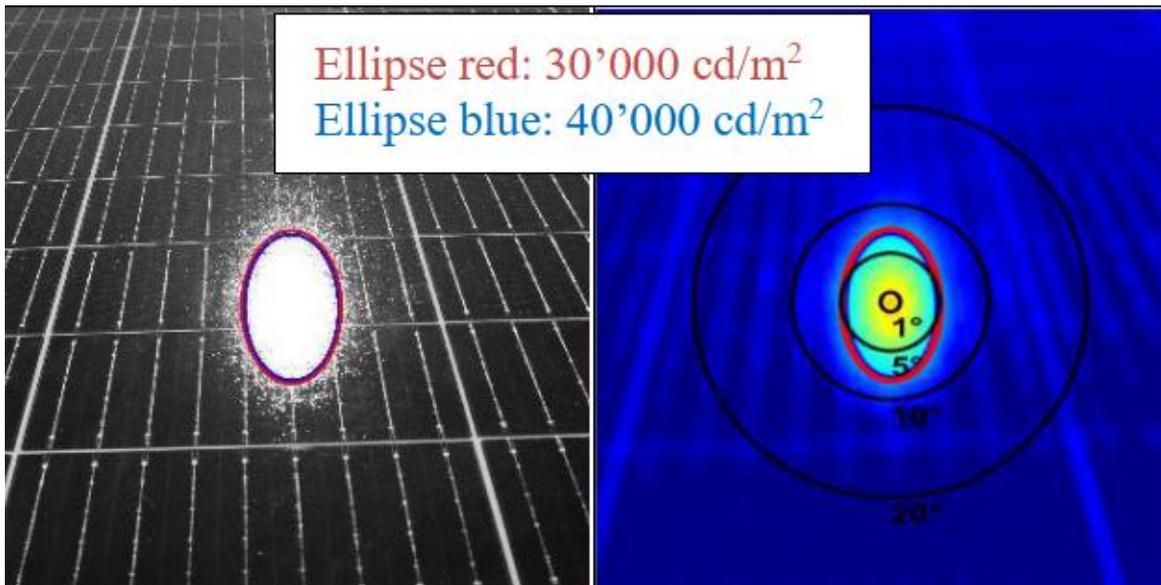


Abbildung 20: Beispiel der Darstellung von Leuchtdichte und Bündelaufweitung bei einem Einfallswinkel von 60° (Auszug aus der Publikation 7.4).

Die Grösse des Blendflecks ist, als Winkel formuliert, distanzunabhängig. Während bei der BSDF-Labormessung nur Oberflächen von 1–2 cm² berücksichtigt werden, werden Outdoor-Messungen an ganzen Modulen oder Anlagen vorgenommen. *Abbildung 21* zeigt die Distanzunabhängigkeit des Blendflecks von PV-Modulen mit zwei verschiedenen Glastypeen.



Abbildung 21: Blendfleck auf Standard-Solarglas (zwei Bilder links) und Floatglas (zwei Bilder rechts) aus unterschiedlichen Distanzen. Trotz unterschiedlichen Distanzen sind Charakteristik und Grösse der Blendflecken beim gleichen Glas sehr ähnlich. Quelle: Ch. Bucher et al., «Two-Dimensional Representation of the Bidirectional Reflectance Distribution Function of Photovoltaic Modules», EUPVSEC 2023, Lissabon.

5.4 Winkelabhängigkeit

Nicht nur die Form, sondern insbesondere auch die Leuchtdichte des Blendflecks ist winkelabhängig. Diese Winkelabhängigkeit bringt in der Praxis einige Herausforderungen mit sich. So lässt sich insbesondere die Frage, ob ein PV-Modul «ausreichend blendfrei» ist, nur im Kontext mit der Einbausituation resp. dem Betrachtungswinkel zwischen PV-Modul und dem Beobachtungspunkt (also dem «Ausfallswinkel») beantworten. Während ein Standard-PV-Modul bei allen Betrachtungswinkeln Leuchtdichten im Millionenbereich aufweist, sind beispielsweise Deflect™-Gläser für steile Winkel (<45°) eindeutig blendarm, während die Leuchtdichte bei flachen Winkeln (>60°) im blendenden Bereich liegt. Satinierte Gläser oder Folien können bis gegen flache Betrachtungswinkel blendarm sein. Gerade bei Folien ist jedoch Vorsicht geboten, denn Langzeiterfahrungen gibt es hier noch keine.

Bei blendarmen Oberflächen, wie beispielsweise bei satiniertem Glas, muss zudem das im Kapitel 4 gezeigte und bisher kaum bekannte Phänomen der nicht spekularen Reflexion beachtet werden, wo das optische Gesetz für Spiegel «Einfallswinkel = Ausfallswinkel» für die Modulfläche nicht mehr gilt. Bei gegebenem Lichteinfall ist die hellste Stelle des Moduls nicht dort, wo bei einem Spiegel

die Blendung auftreten würde, sondern bei einem flacheren Winkel. Dies kann zu der paradoxen Situation führen, dass ein satiniertes Glas an Beobachtungspunkten Blendwirkungen verursacht, die mit einem Standard-Solarglas oder einem Fensterglas nicht möglich gewesen wären. Diese Blendung ist in der Intensität jedoch viel tiefer als bei einem Standard-Solarmodul, und sie tritt nur bei einem flachen Beobachtungswinkel auf.

Bisherige Berechnungen und Fallbeurteilungen wurden, soweit bekannt, ausschliesslich anhand der spekularen Reflexion durchgeführt. Auch die Empfehlungen beschränkten sich auf die spekulative Reflexion.

5.5 Empfehlungen zur Vorgehensweise in der Praxis

Die meisten PV-Anlagen verursachen keine kritischen Blendungen. Trotzdem ist empfohlen, vor dem Bau der Anlage die möglichen Risiken für störende Blendwirkungen abzuklären.

Eine eventuelle Blendwirkung kann sowohl vor als auch nach dem Bau einer PV-Anlage mithilfe von Blendtool.ch berechnet werden.

Indikatoren für kritische Situationen sind gegeben, wenn das Solardach von potenziellen Immissionsstandorten in der Umgebung gut einsehbar ist. Dies betrifft vor allem Dächer mit Ausrichtung Nord, Ost und West, wobei insbesondere bei Norddächern eine genaue Analyse sehr wichtig ist.

Falls die Anlage auf einem Flachdach erstellt wird, können mittels Anpassung von Neigung und Orientierung störende Blendungen oft vermieden werden. Bei bestehenden Schrägdächern gibt es diese Möglichkeit nicht, häufig stehen in solchen Fällen nur wenige Abhilfemassnahmen zur Auswahl. Darum stehen für geneigte Dächer spezielle Solarmodule mit – im Vergleich zu normalen Solarmodulen – nochmals stark verminderter Blendwirkung im Vordergrund. Allerdings gibt es bisher mit diesen Anwendungen kaum Langzeiterfahrungen, weshalb hierzu mehr Forschung und Praxisaustausch erforderlich ist.

Zeigen sich kritische Bereiche, sind Abhilfemassnahmen oder weitere Abklärungen empfohlen. Dazu gibt es Tipps in der BAFU-Empfehlung (Lit. [4]) und im «Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen» (Lit. [2]).

Falls bei einer erstellten Solaranlage störende Blendungen vorkommen, ist es sinnvoll, die Blendzeiten genau zu erfassen oder zu berechnen und mit den Werten im Leitfaden (Lit. [2]) zu vergleichen.

Für komplexe Situationen ist die Ausarbeitung eines Gutachtens durch Fachleute in Betracht zu ziehen. Die Erfahrung zeigt, dass dies eher nur dann durchgeführt wird, wenn Blendungen stören. Ebenso sind Gutachten oft gefragt für bewegte Immissionspunkte beim Strassen-, Schienen- und Flugverkehr. Das Bundesamt für Zivilluftfahrt hat dazu vor Kurzem diverse Untersuchungen und Befragungen durchgeführt. Die daraus resultierenden Ergebnisse sollen in der Neuausgabe des Leitfadens (Lit. [2]) publiziert werden, voraussichtlich im Jahr 2025 und sind aktuell bereits auf der [Homepage des BAZL](#) verfügbar: Rubrik: Infrastruktur -> Flugplätze generell -> Rechtliche Grundlagen, Richtlinien, Hilfsmittel -> National -> Hilfsmittel. Zusammengefasst hier drei Merkpunkte vorweg:

- Aufgrund des Verhältnisses der Solarmodulflächen zur Distanz bis zur Flugzeugbesatzung (Immissionspunkt) kann das Risiko grob abgeschätzt werden. Aktuell gilt es als unkritisch, wenn die Fläche der Solaranlage in m² kleiner ist als die Distanz in Metern bis zum nächstliegenden Immissionspunkt.
- Generell wichtig ist, dass ein landendes Flugzeug nicht frontal geblendet werden darf.
- Es sind nur bestimmte Gebiete/Flächen betroffen, wo aviatisch kritische Blendungen vorkommen können; diese sind auf map.geo.admin.ch publiziert (Energie -> Sonnenenergie -> reflektierende Flächen Flugplätze).

5.6 Empfehlungen betreffend Anpassungen im «Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen»

Die Empfehlungen im aktuellen «Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen» haben sich in der Praxis weitgehend bewährt. Trotzdem ist es sinnvoll, dem aktuellen Kenntnisstand entsprechend die nachfolgend vorgeschlagenen Korrekturen und Ergänzungen anlässlich der nächsten Revision vorzunehmen.

5.6.1 Ausschlusskriterium

Um keine falsche Sicherheit zu versprechen, wird vorgeschlagen, die nachstehenden Aussagen betreffend «in der Regel keine störenden Blendungen» zu löschen:

– Die Anlage ist sehr klein (Wohnzone: Fläche <10 m², Gewerbezone: Fläche <100 m²).

– Die möglichen Beobachter sind sehr weit entfernt (Wohnzone: Abstand >100 m, Gewerbezone >50 m).

Begründung: Die Grösse der Anlage und die Distanz zum Immissionspunkt werden mit dem Sichtwinkel in Abbildung 12 im «Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen» für die Erstbeurteilung ausreichend berücksichtigt.

5.6.2 Anzahl Ereignisse pro Jahr

Es gibt Fälle mit sehr kurzen Blendzeiten pro Tag, aber an vielen Tagen im Jahr. Weil es sich nur um kurze Dauern handelt, sollte die Blendung nicht stören. Die Grenze für die Anzahl Tage mit Blendwirkungen sollte ersatzlos wegfallen respektive durch die Jahressumme ersetzt werden.

Begründung: Besonders bei Lärmschutzwänden mit PV können kurze Blendzeiten an vielen Tagen auftreten. Die Abbildungen 22 und 23 zeigen ein solches Beispiel für einen Beobachtungspunkt nahe einer PV-Lärmschutzwand. Es gibt jeden Tag eine kurze Blendzeit von 2 bis maximal 6 Minuten und dies an rund 270 Tagen pro Jahr.

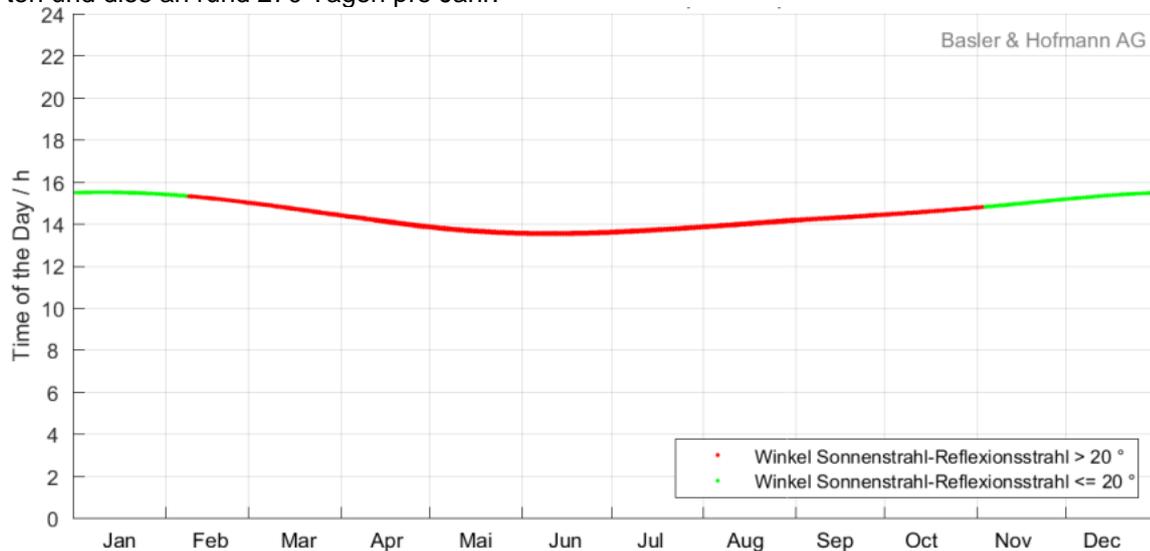


Abbildung 22: Reflexionsperiodendiagramm bei einer Lärmschutzwand mit PV.

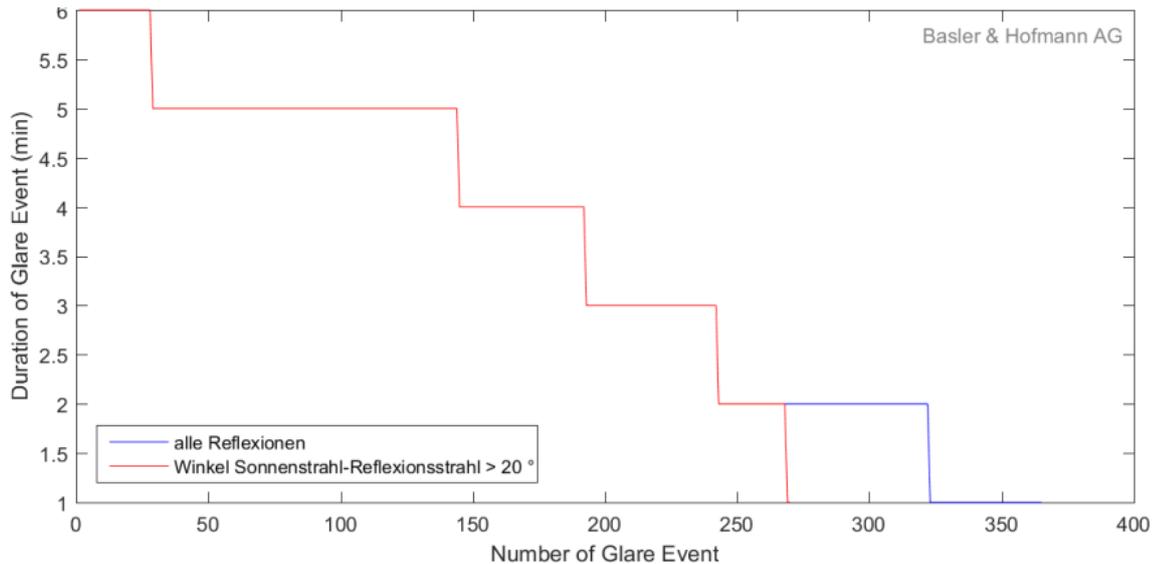


Abbildung 23: Beispiel zur Dauer und Häufigkeit der Reflexionen von der PV-Lärmschutzwand auf den Beobachtungspunkt.

Generell sollen die zulässigen Zeitdauern gemäss den Vorschlägen in der Tabelle 1 angepasst werden.

5.6.3 Bündelaufweitung

Es sollen Richtwerte zur rechnerischen Erfassung der Bündelaufweitung festgelegt werden, aktuell gilt der Vorschlag von 5°.

Begründung: Für die Berechnung von Leuchtdichten ist die einheitliche Festlegung der Bündelaufweitung für die Praxis sehr relevant.

5.6.4 Richtwert für die Leuchtdichte

Weiter ist zu prüfen, ob ein Richtwert eingeführt werden kann, ab welcher Leuchtdichte eine Blendung als störende Blendung zu werten ist, zum Beispiel 30'000 cd/m² oder 50'000 cd/m². Allerdings wird der rechnerische Nachweis anspruchsvoll und ist mit mehr Unsicherheiten verknüpft, weil neben dem Sonnenstand auch der Einfluss von Wolken und Aerosolen berücksichtigt werden muss.

5.6.5 Mehrfachblendung

Es wird folgende Festlegung vorgeschlagen:

Zeitgleich vorkommende Blendereignisse werden als 1 Ereignis gezählt, nicht zeitgleiche Ereignisse werden aufsummiert.

Begründung: In der Praxis kommt es häufiger vor, dass mehrere Dächer auf ein Grundstück oder auf einen Immissionspunkt blenden, daher ist eine einheitliche Anwendungsregel für die Praxis wichtig.

6. Ausblick

Das vorliegende Projekt brachte viele neue Erkenntnisse, die von der Solarbranche und involvierten Organisationen jetzt schon oder in Zukunft angewendet werden. Aber es sind auch neue Fragen und Ergebnisse aufgetaucht, die zusätzliche Untersuchungen zu Blendlicht notwendig machen. Nachstehend eine Liste mit den zurzeit bekannten Fragen:

- Wann und bei welchen Leuchtdichten treten sachlich begründete Beeinträchtigungen durch Blendlicht auf?
- Wie sinnvoll ist ein neues Kriterium mit der Distanz bis zur sichtbaren «Blendfläche» in Bezug auf deren Grösse?
- Wie gross ist die zulässige Leuchtdichte in Relation zum Raumwinkel aus Sicht des Beobachters?

(Der sichtbare Raumwinkel der blendenden Lichtquelle wird mit der zulässigen Blendzeit bereits berücksichtigt, jedoch ohne Zusammenhang mit der Leuchtdichte.)

- Berücksichtigung der Hintergrundhelligkeit rund um die blendende Fläche?
- Langzeiterfahrungen mit blendarmen Oberflächen?
- Wie soll die diffuse (nicht spekulare) Reflexion berechnet und berücksichtigt werden?
- Das Blendtool sollte aktualisiert und erweitert werden, allenfalls auch mit Berücksichtigung der Witterung.

Für die Praxis wichtig bleibt auch, dass niederschwellig neutrale Messungen der Leuchtdichten von neuen Produkten möglich sind.

Zudem stellt sich die Frage, ob ein separater Leitfaden zum Thema Reflexionen von Solaranlagen erarbeitet werden sollte.

7. Publikationen im Rahmen dieses Projekts

7.1 Posterbeitrag Nationale PV-Tagung 2021

Christof Bucher, Peter Wüthrich, Sirin Danaci, Blendung an PV-Anlagen, Posterbeitrag zur 19. Nationalen PV-Tagung 2021.

<https://arbor.bfh.ch/21127/>

7.2 Publikation im Bulletin, Oktober 2021

<https://www.bulletin.ch/de/news-detail/reflexionen-an-photovoltaikanlagen.html>

7.3 ISES Solar World Congress, Oktober 2021

Ch. Bucher et. al., Glare Hazard Analysis of Novel BIPV-Module Technologies, Bern University of Applied Sciences, International Solar Energy Society (ISES) Solar World Congress (SWC), Oktober 2021.

7.4 EU PVSEC, Oktober 2023

Ch. Bucher, A. Bohren et. al., Two-Dimensional Representation of the Bidirectional Reflectance Distribution Function of Photovoltaic Modules, EU PVSEC, September 2023

<https://userarea.eupvsec.org/proceedings/EU-PVSEC-2023/3CO.10.1/>

Weitere Publikationen sind in Arbeit.

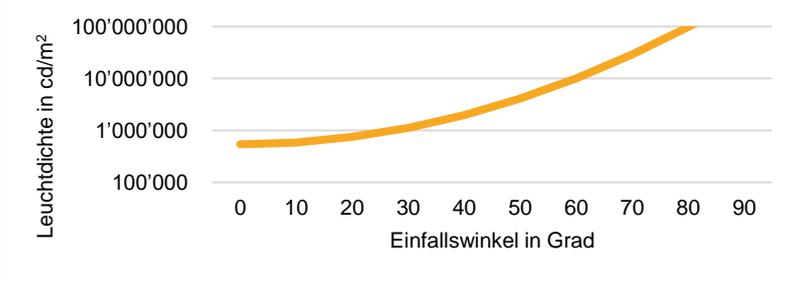
Literaturverzeichnis

- [1] T. Hostettler und A. Hekler, «Statistik Sonnenenergie. Referenzjahr 2021», Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2021.
- [2] D. Stickelberger, C. Moll, C. Jäger und P. Toggweiler, «Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen», EnergieSchweiz, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2021.
- [3] M. Wittich, «Blendung – Theoretischer Hintergrund. Informationen des Instituts für Arbeitsschutz der DGUV», IFA – Institut für Arbeitsschutz der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung, Sankt Augustin, 2010.
- [4] A. Reichenbach, D. Breitenbücher, D. Hofman, J. Minger und J. Vonlanthen, «Empfehlungen zur Vermeidung von Lichtemissionen», 1. aktualisierte Auflage 2021. Erstausgabe 2005. Hrsg.: Bundesamt für Umwelt, Bern. Umwelt-Vollzug Nr. 2117:169 S, 2021.
- [5] C. Bucher, P. Wüthrich und S. Danaci, «Blendung an PV-Anlagen», Posterbeitrag zur 19. Nationalen PV-Tagung, Bern, 2021.
- [6] P. Warthmann, «<https://www.gebaeudetechnik.ch> Sandstrahl-Atelier löst Blendproblem», 15.10.2021. [Online]. Available: https://www.gebaeudetechnik.ch/strom-energie/stromerzeugung/sandstrahl-atelier-loest-blendproblem/?utm_medium=newsletter. [Zugriff am 26.11.2021].
- [7] C. Bucher, «Reflexionen an Photovoltaikanlagen. Ursachen und Lösungen», bulletin.ch, 24.09.2021.

Anhang 1: PV-Produkte und ihr Blendverhalten

Standard-Solarmodule

Weltweit sind die meisten PV-Module mit reflexionsarmen Gläsern ausgerüstet. Damit wird bezweckt, dass möglichst viel Sonnenlicht von den Solarzellen in Strom umgewandelt wird.

Eigenschaften hinsichtlich Blendung	Reflexionsarme Gläser reflektieren nur einen geringen Teil des Sonnenlichts, können aber immer noch erheblich blenden. Typischerweise haben sie eine Bündelaufweitung von rund 5–10° und weisen eine Leuchtdichte von typischerweise 500'000 cd/m ² bis 100'000'000 cd/m ² auf.
Vorteile	Diese Module sind günstig und einfach verfügbar. Sie erfüllen die Anforderung «reflexionsarm nach dem Stand der Technik» nach Art. 32a Abs. 1/1bis Bst. c Raumplanungsverordnung.
Nachteile	In kritischen Situationen können an diesen Modulen Blendungen auftreten. Aufgrund der Bündelaufweitung sind die Blendbereiche grösser als bei Fensterglas, die Blenddauer ist etwas verlängert.
Verfügbarkeit	Weltweit am häufigsten verwendete PV-Modul-Oberfläche
Erfahrung, Langlebigkeit	Langlebige, seit Jahrzehnten erprobte Oberfläche. Keine Risiken bezüglich vorzeitiger Alterung der Oberfläche aufgrund der Eigenschaften bekannt.
Leuchtdichte	 <p>Abbildung A1-1: Typischer Verlauf der Leuchtdichte von Solargläsern in Abhängigkeit vom Licht-Einfallswinkel. Quelle: SPF</p>
Optische Erscheinung	 <p>Abbildung A1-2: Typischer Blendfleck auf einem Solarmodul. Quelle unbekannt</p>

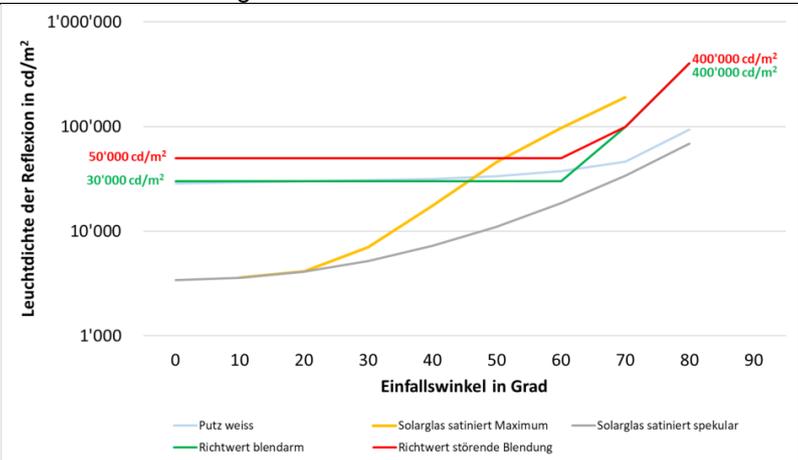
Solarmodule mit Floatglas

Floatglas wie z. B. Fensterglas wird nur selten bei PV-Modulen eingesetzt.

Eigenschaften hinsichtlich Blendung	Floatglas wirft einen Teil der einfallenden Sonnenstrahlung wie ein Spiegel im gleichen Winkel der Einstrahlung zurück. Die Leuchtdichte des Blendpunktes ist bei allen Winkeln sehr hoch. Die Blendungen dieser Oberflächen sind allgemein von Fenstern oder Glasfassaden bekannt.
Vorteile	Die Blendung ist punktförmig und dauert deshalb typischerweise nur kurze Zeit.
Nachteile	Blendungen können sehr stark sein.
Verfügbarkeit	Nur bei Spezialmodulen verfügbar. Meist von Herstellern im Bereich der Gebäudeintegration angeboten.
Erfahrung, Langlebigkeit	Langlebige, seit Jahrzehnten an Fenstern, Autos und anderen Objekten erprobte Oberfläche. Keine Risiken bezüglich vorzeitiger Alterung der Oberfläche aufgrund der Eigenschaften bekannt.
Leuchtdichte	Keine Messwerte verfügbar
Optische Erscheinung	 <p>Abbildung A1-3: Blendung ausgehend von einer Glasfassade, Quelle: BFH</p>

Satiniertes Glas

Satiniertes Glas wird bewusst zur Reduktion des Blendrisikos in PV-Modulen verbaut. Die Glasoberfläche wird bei der Glasproduktion und vor der Härtung vom Glashersteller chemisch geätzt, was die Oberfläche langlebig und stabil macht.

Eigenschaften hinsichtlich Blendung	Satiniertes Glas hat von allen bekannten Glasoberflächen das blendärmste Verhalten. Weil die Leuchtdichte von satiniertem Glas tiefer ist als diejenige vieler anderer Produkte, wird es generell als «blendarm» bezeichnet.
Vorteile	Blendarme Oberfläche
Nachteile	Teurer als Standard-Solarglas. Verwendung von zusätzlichen Chemikalien in der Produktion.
Verfügbarkeit	Sonderprodukte, typischerweise von Herstellern für Gebäudeintegrationsmodule verwendet
Erfahrung, Langlebigkeit	Erst wenige Erfahrungen im PV-Bereich. Erste Erfahrungen sind jedoch positiv. Teilweise geäußerte Befürchtungen betreffend stärkere Verschmutzung haben sich bisher nicht erhärtet.
Leuchtdichte	 <p>Abbildung A1-4: Leuchtdichte von satiniertem Solarglas und weissem Putz in Abhängigkeit vom Einfallswinkel. Quelle: SPF</p>
Optische Erscheinung	 <p>Abbildung A1-5: Bemusterung auf einem Schrägdach mit vier Megalate Satinato, sie liegen links unterhalb des Dachfensters und zeigen eine hellgraue Oberfläche Quelle: BFH</p>

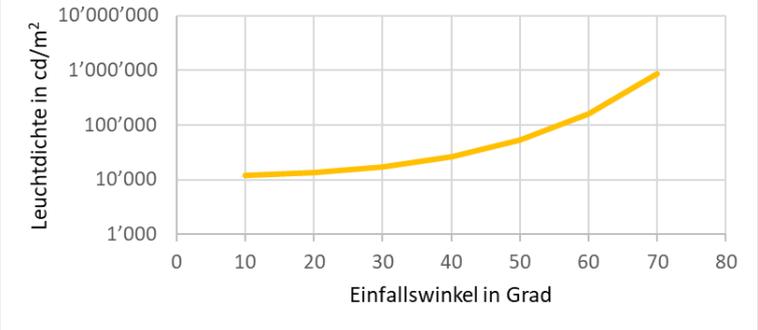
Sandgestrahltes Glas

Glas kann relativ einfach sandgestrahlt werden und erhält dabei ein mattes Erscheinungsbild.

Eigenschaften hinsichtlich Blendung	Je nach Art der Sandstrahlung erhält das Glas optisch eine ähnliche Oberfläche wie satiniertes Glas.
Vorteile	Relativ einfach und günstig herstellbar, sogar nach der Produktion der PV-Module.
Nachteile	Das Glas wird mechanisch beschädigt und damit undefiniert geschwächt. Eine erhöhte Verschmutzung wird befürchtet. Die Oberflächen sind bei manuellem Sandstrahlen meist inhomogen.
Verfügbarkeit	Als PV-Modul kaum verfügbar. Nachträglich theoretisch durch jede Firma, die grosse Gläser sandstrahlen kann, herstellbar.
Erfahrung, Langlebigkeit	Bisher sind keine Erfahrungen bekannt. Aufgrund der mechanischen Beschädigung des Moduls und der befürchteten zusätzlichen Verschmutzung wird teilweise vom Sandstrahlen der PV-Module abgeraten. Bei bestehenden Modulen geht die Garantie mit dem Sandstrahlen verloren.
Leuchtdichte	Keine Messungen verfügbar
Optische Erscheinung	 <p>Abbildung A1-6: Sandgestrahltes Glas im Innenraum Quelle: unbekannt</p>

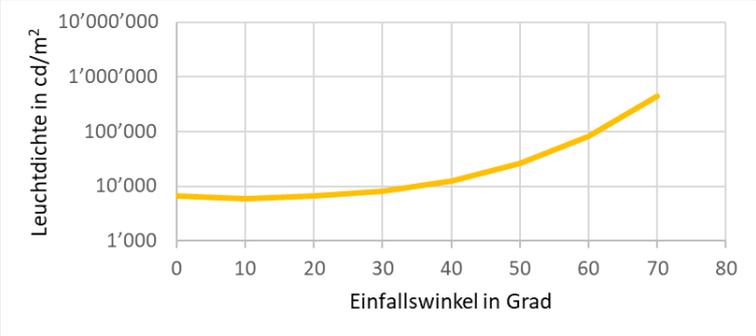
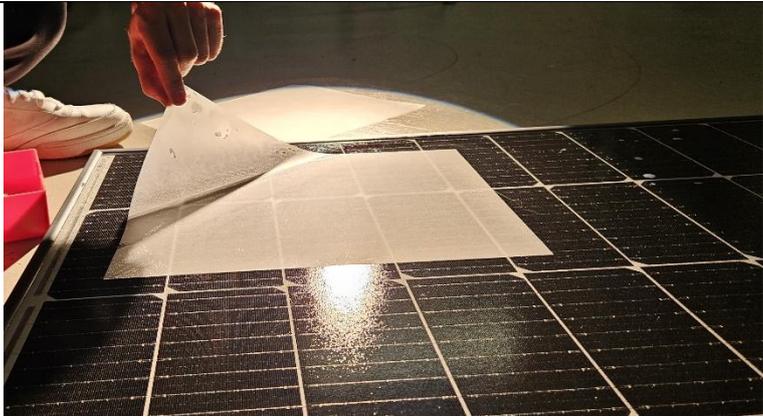
Beschichtetes Glas, Spezialglas

Gläser können bei der Herstellung beschichtet werden. Unter dem Markennamen «DEFLECT» werden PV-Module mit blendarmen Eigenschaften angeboten.

Eigenschaften hinsichtlich Blendung	Die Leuchtdichte ist gegenüber dem Standard-Solarglas stark reduziert. Für steile Lichteinfallswinkel ist die Leuchtdichte auf der Moduloberfläche sehr tief und vergleichbar mit Ziegel. Bei flachem Lichteinfall steigt jedoch die Leuchtdichte an, ab ca. 50° Einfallswinkel kann eine Blendung auftreten.
Vorteile	Relativ günstig, wird von diversen Modulherstellern angeboten. Eine Blendung wird in verschiedenen Anwendungsfällen verhindert.
Nachteile	Bei flachen Lichteinfallswinkeln kann immer noch eine Blendung auftreten.
Verfügbarkeit	Entsprechende Produkte sind verfügbar, jedoch deutlich eingeschränkter als Standard-Solargläser.
Erfahrung, Langlebigkeit	Bisherige Erfahrungen mit entsprechenden PV-Modulen sind positiv. Spezifische Nachteile sind nicht bekannt.
Leuchtdichte	 <p>Abbildung A1-7: Leuchtdichte vom Solarglas Deflect in Abhängigkeit vom Licht-Einfallswinkel. Quelle: SPF</p>
Optische Erscheinung	 <p>Abbildung A1-8: Deflect (oben links) im Vergleich zu Standard-Solarglas (unten rechts). Quelle: Kioto Solar</p>

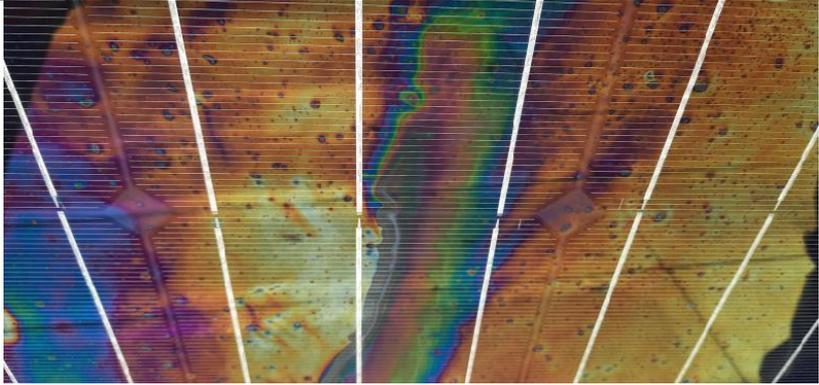
Folienbeschichtungen

Beschichtungen von PV-Modulen mit Folien könnten, insbesondere wenn diese nachträglich aufgebracht werden können, ein Game-Changer in verfahrenen Nachbarschaftsstreitigkeiten werden. Erfahrungen im PV-Bereich fehlen aber fast vollständig, es gibt noch keine etablierten Produkte.

Eigenschaften hinsichtlich Blendung	Die Eigenschaften sind von Folie zu Folie anders. Es gibt Prototypen von Folien, die selbst die Eigenschaften von satiniertem Glas übertreffen. Andere Folien wiederum weisen unerwünschte Reflexionsmuster mit beachtlicher Intensität auf.
Vorteile	Folien sind potenziell günstig und könnten möglicherweise auf bereits gebauten PV-Anlagen angebracht werden.
Nachteile	Hauptnachteile dürften die mutmasslich geringe Lebensdauer sowie eventuell die Komplexität des Aufbringens der Folie sein. Auch der zusätzliche Einsatz von Kunststoff an PV-Modulen ist kritisch zu hinterfragen.
Verfügbarkeit	Es gibt zwar viele Folienhersteller weltweit, jedoch sind noch kaum Produkte für PV-Module bekannt. Es wird erwartet, dass in naher Zukunft verschiedene Produkte auf den Markt kommen werden.
Erfahrung, Langlebigkeit	Mangels Erfahrung kann zur Langlebigkeit der Folien im Einsatz auf PV-Modulen keine Aussage getroffen werden. Grundsätzlich ist die Langlebigkeit jedoch als kritisch einzustufen und dürfte für die meisten Folien deutlich geringer sein als die Lebensdauer der PV-Module selbst.
Leuchtdichte	 <p>Abbildung A1-9: Leuchtdichte einer Folie auf einem Glas in Abhängigkeit vom Einfallswinkel. Quelle: SPF</p>
Optische Erscheinung	 <p>Abbildung A1-10: Neu am Markt sind Folien zur Reduktion der Blendung auf von PV-Modulen Quelle: BFH</p>

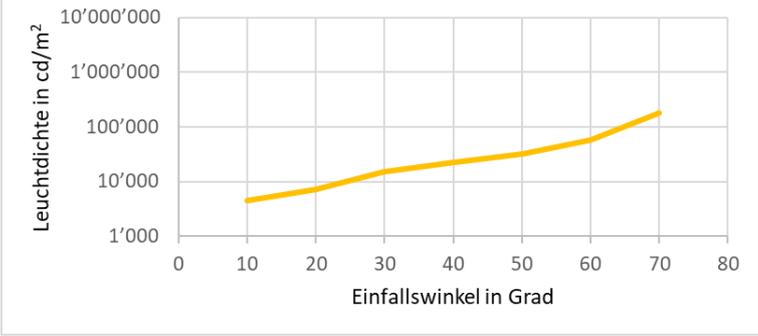
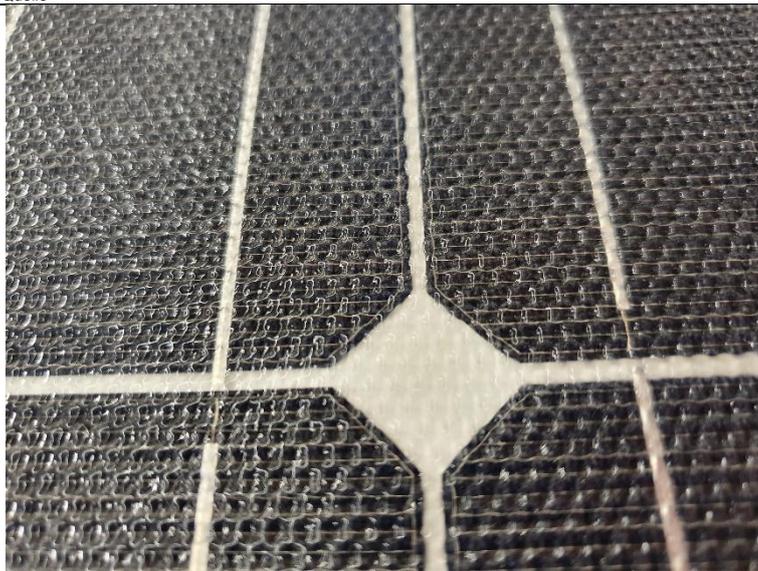
Beschichtung

Mit Flüssigbeschichtungen kann die optische Eigenschaft von Glasoberflächen beeinflusst werden.

Eigenschaften hinsichtlich Blendung	Beschichtungen können mit einer Rakel oder einem Sprayverfahren aufgetragen werden. Sie bilden einen dünnen Film auf dem Glas und beeinflussen die Reflexion. Bisherige Erfahrungen sind jedoch in zweierlei Hinsicht negativ: Die Beschichtungen reduzieren die Blendung nur unwesentlich, und sie sind nicht lange haltbar. Potenziell gäbe es neben dem getesteten Produkt noch viele andere Produkte. Expertenmeinungen lassen jedoch darauf schliessen, dass nachträglich im Feld aufgebrachte Beschichtungen kaum zum Erfolg führen dürften.
Vorteile	Nachträglich applizierbar (bei der gebauten PV-Anlage).
Nachteile	Nicht lange haltbar (1–3 Jahre), optisch unerwünschtes/ungenügendes Ergebnis
Verfügbarkeit	Es gibt keine PV-spezifischen Produkte. Bekannte Produkte sind auf die Erhöhung der Transmission von Gläsern optimiert und nicht auf das optische Erscheinungsbild der Oberfläche.
Erfahrung, Langlebigkeit	Keine Praxiserfahrungen für PV bekannt. Hersteller sprechen von wenigen Jahren, bis die Beschichtung erneut aufgetragen werden muss.
Leuchtdichte	Keine Messungen verfügbar, nicht relevant.
Optische Erscheinung	 <p>Abbildung A1-11: Farbveränderungen durch die Beschichtung Quelle: BFH</p>

Flexible Kunststoffmodule

Flexible Module mit unterschiedlichen Oberflächen werden auf grossen Industriegebäuden wegen ihres geringen Gewichts immer häufiger verbaut. Die Kunststoffoberfläche erlaubt es, relativ einfach stark strukturierte Oberflächen zu erzeugen

Eigenschaften hinsichtlich Blendung	Die Eigenschaften hängen von der Oberflächenstruktur ab, die je nach Modul unterschiedlich ist. Das Element, das in diesem Projekt untersucht wurde, hat sehr gute Eigenschaften gezeigt.
Vorteile	Das geringe Gewicht erlaubt es, diese Module auf grossen Hallen aufzubauen. Ebenso können gewölbte Flächen relativ einfach bestückt werden.
Nachteile	Die Lebensdauer der flexiblen Kunststoffmodule sowie ihre Beständigkeit gegenüber Umwelteinflüssen (Hagel, Wind, Schnee, UV) ist noch wenig untersucht.
Verfügbarkeit	Es sind mittlerweile einige Hersteller bekannt.
Erfahrung, Langlebigkeit	Mangels Erfahrung kann zur Langlebigkeit der flexiblen Kunststoffmodule noch keine Aussage getroffen werden. Grundsätzlich ist diese jedoch eher kritisch einzustufen und dürfte eher geringer sein als die Lebensdauer konventioneller PV-Module.
Leuchtdichte	 <p>Abbildung A1-12: Beispiel von einem Kunststoffmodul</p> <p>Quelle</p>
Optische Erscheinung	 <p>Abbildung A1-13: Beispiel von einem Kunststoffmodul</p> <p>Quelle: SPF</p>

Anhang 2: Instrumente, Software und Tools

Die folgende Aufzählung ist nicht abschliessend.

Allgemeines

Mit Berechnungstools soll in erster Linie das Ausmass von möglichen Blendungen berechnet und dargestellt werden. Bis zum Erscheinen von Blendtool.ch gab es lediglich einige wenige kommerzielle Anwendungen.

Blendtool.ch

Das Amt für Umwelt und Energie des Kantons Bern hatte mit der Unterstützung von EnergieSchweiz, dem Bundesamt für Umwelt, der Konferenz Kantonaler Energiedirektoren und dem Fachverband Swissolar die Entwicklung eines Blendberechnungstools in Auftrag gegeben.

Das wesentliche Ziel war, dass damit abgeschätzt werden kann, ob störende Reflexionen bzw. Blendungen auftreten können. Mit dem Tool lässt sich vor allem für bestimmte Bereiche eine Blendung ausschliessen. Es ist kostenlos nutzbar und dient vor allem den Solarfachleuten zur Grobeinschätzung, ob eine Situation kritisch ist oder nicht. Im Anhang finden sich weitere Infos zum Hintergrund des Tools.

Tool METAS

METAS hatte für die Eigennutzung ein nur intern verwendetes Excel-Tool genutzt, dieses wurde nun durch Blendtool.ch abgelöst.

Privat genutzte Tools

Ingenieurbüro Hostettler:

Das Ingenieurbüro Hostettler nutzt ein Tool auf der Basis einer Access-Datenbankanwendung. Es basiert auf einer Diplomarbeit der damaligen ISB Burgdorf (1991) und wurde im Laufe der Jahre stetig weiterentwickelt. Es kann insbesondere viele (ebene) Blendflächen mit vielen Immissionspunkten gleichzeitig berechnen. Ein allfällig vorhandener Horizont kann jeder Blendfläche zugewiesen werden. Es enthält ausserdem eine Sensitivitätsberechnung, um die Robustheit der Berechnungen besser einschätzen zu können.

Es ist eine verbesserte Version in Erarbeitung, die neu auch die Bündelaufweitung und die Blendintensität grob berechnen kann.

Basler & Hofmann:

Das Berechnungstool bei Basler & Hofmann wurde in mehreren Etappen weiterentwickelt. Anfang 2010 war es noch ein einfaches Excel, worauf es bis ins Jahr 2020 zu einem umfangreichen Matlab-Tool erweitert wurde. Neben den einfachen Blendzeiten kann es näherungsweise mit Bündelaufweitung rechnen, die Witterung berücksichtigen und die Blendintensität grob berechnen.

Das Tool liefert gute Analysewerte, die Werte stimmen mit der Praxis weitgehend überein. Unsicherheiten gibt es mit Bündelaufweitungen, lokalen Verschattungen und der Berücksichtigung von Reihenabständen.

Es sind weitere Verbesserungen in Planung, zurzeit die kongruente Darstellung der Ergebnisse in Anlehnung an die Richtwerte im «Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen» von EnergieSchweiz und Swissolar.

Mathys Partner:

Mathys Partner ist spezialisiert auf Visualisierungen und kann auch Blendungen berechnen und darstellen, siehe: <http://visualisierung.ch>.

Anhang 3: Fallstudie Mettmenstetten

Auszug aus

<https://www.bulletin.ch/de/news-detail/reflexionen-an-photovoltaikanlagen.html>

Ein Einfamilienhaus im Kanton Zürich verfügt über ein 45° steiles Norddach, das vom Nachbarsgrundstück aus gut sichtbar ist. Im Jahr 2016 wurden das Süd- und das Norddach erneuert und mit einer flächendeckenden Mega-Slate-Indachanlage ausgerüstet. Während vom Süddach keine störenden Reflexionen ausgehen, beschwerten sich die nördlichen Anwohner:innen seit dem Bau der PV-Anlage jeweils am Nachmittag in den Sommermonaten über eine starke Blendwirkung vom Norddach. Dieser Befund wird von einem Reflexionsgutachten von Basler & Hofmann gestützt und mit bis zu 2,5 h Blendzeit je Beobachtungspunkt quantifiziert.



Abbildung A3-1: Feldmessungen (Leuchtdichte) an einer blendenden PV-Anlage.

Quelle: BFH

Die Installation eines Sichtschutzes etwa in Form von Bäumen wurde geprüft, jedoch aufgrund der negativen Auswirkungen sowohl auf die Anwohner:innen wie auch auf die PV-Anlage und das Grundstück des Anlagenbesitzers wieder verworfen. Im Rahmen einer Testinstallation wurden im Frühsommer 2021 vier PV-Module mit satinierten Modulen von der Firma 3S Swiss Solar Solutions AG ersetzt (Abbildung A3-2 Mitte). Aufgrund der positiven Wahrnehmung der Nachbarschaft sowie der vielversprechenden Messergebnisse wurde wenige Wochen später die gesamte Nordseite des Daches mit satinierten PV-Modulen ersetzt (Abbildung A3-2 rechts).

Subjektiv betrachtet ist die Blendwirkung damit vollständig verschwunden. Die Messungen zeigen, dass die Leuchtdichte der Dachfläche um fast Faktor 1000 reduziert wurde (Abbildung A3-3). Angaben zum Energieertrag der neuen PV-Anlage stehen noch aus, doch die Leistungswerte der neuen Module lassen dank der inzwischen etwas leistungsfähigeren Solarzellen einen Energieertrag erwarten, der sogar höher ist als der der alten Anlage.



Abbildung A3-2: Links: Ausgangssituation des blendenden Norddachs. Mitte: Testfeld mit 4 blendarmen Modulen. Rechts: Blendsaniertes Dach.

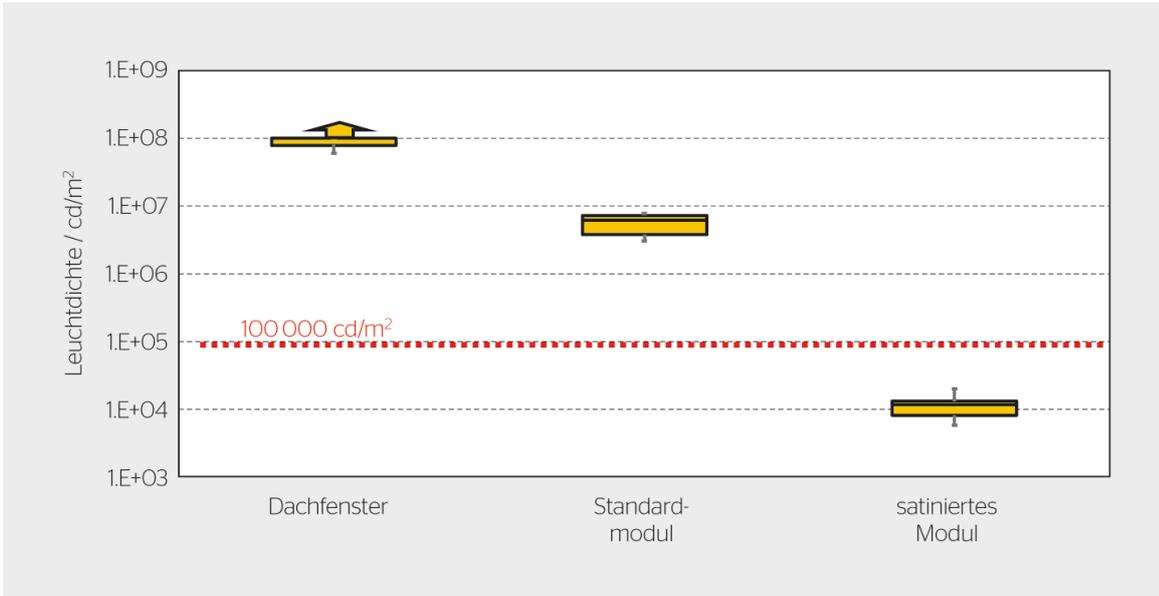


Abbildung A3-3: Gemessene Leuchtdichten vor und nach der Blendsanierung.

Quelle: BFH

Anhang 4: BSDF-Messungen

PV-Modul mit Typ-I-Glas

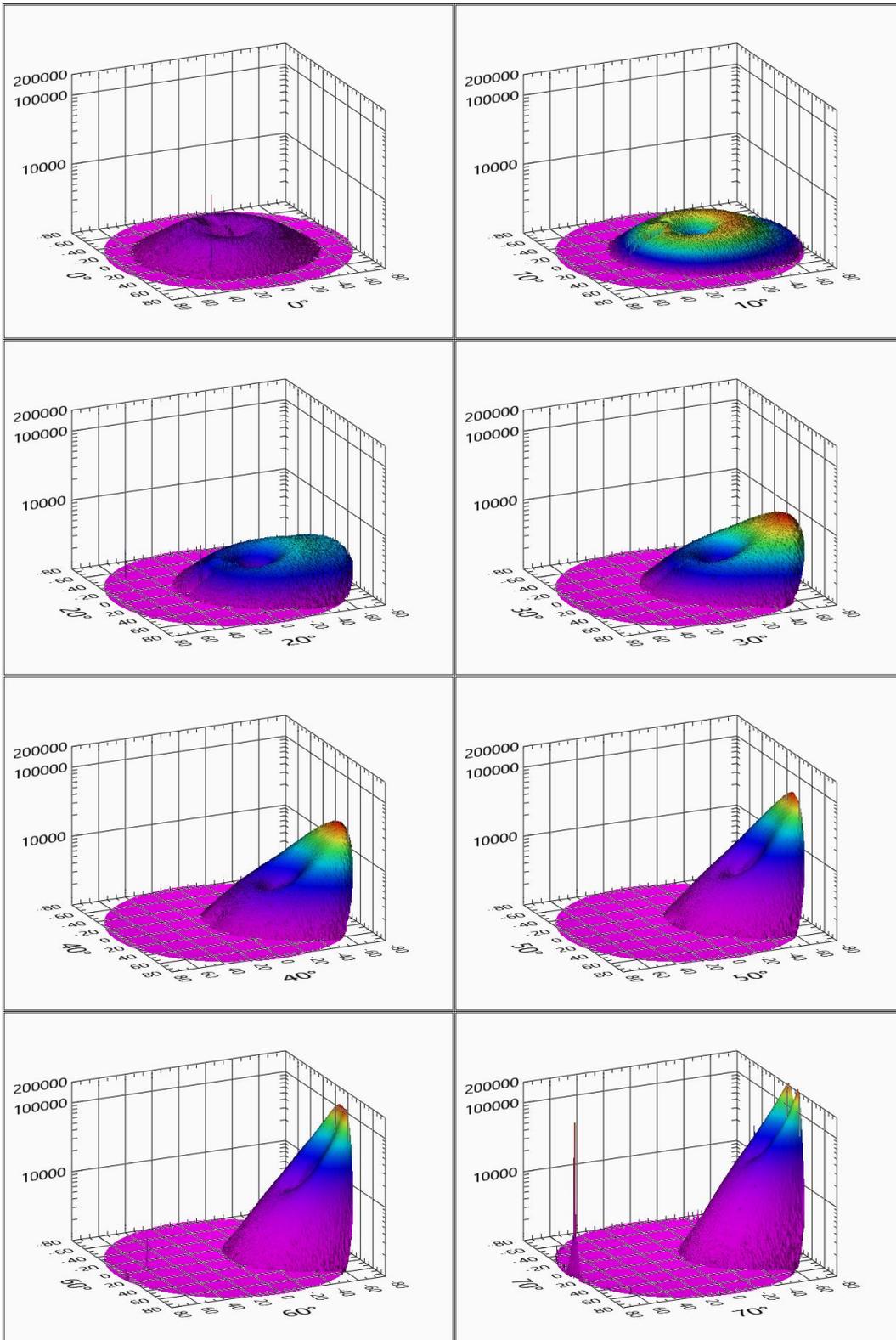


Abbildung A4-1: PV-Modul mit Typ-I-Glas. Mit BSDF gemessene Leuchtdichteverteilungen für Einfallswinkel von 0–70°.

Quelle: SPF

PV-Modul mit Typ-II-Glas

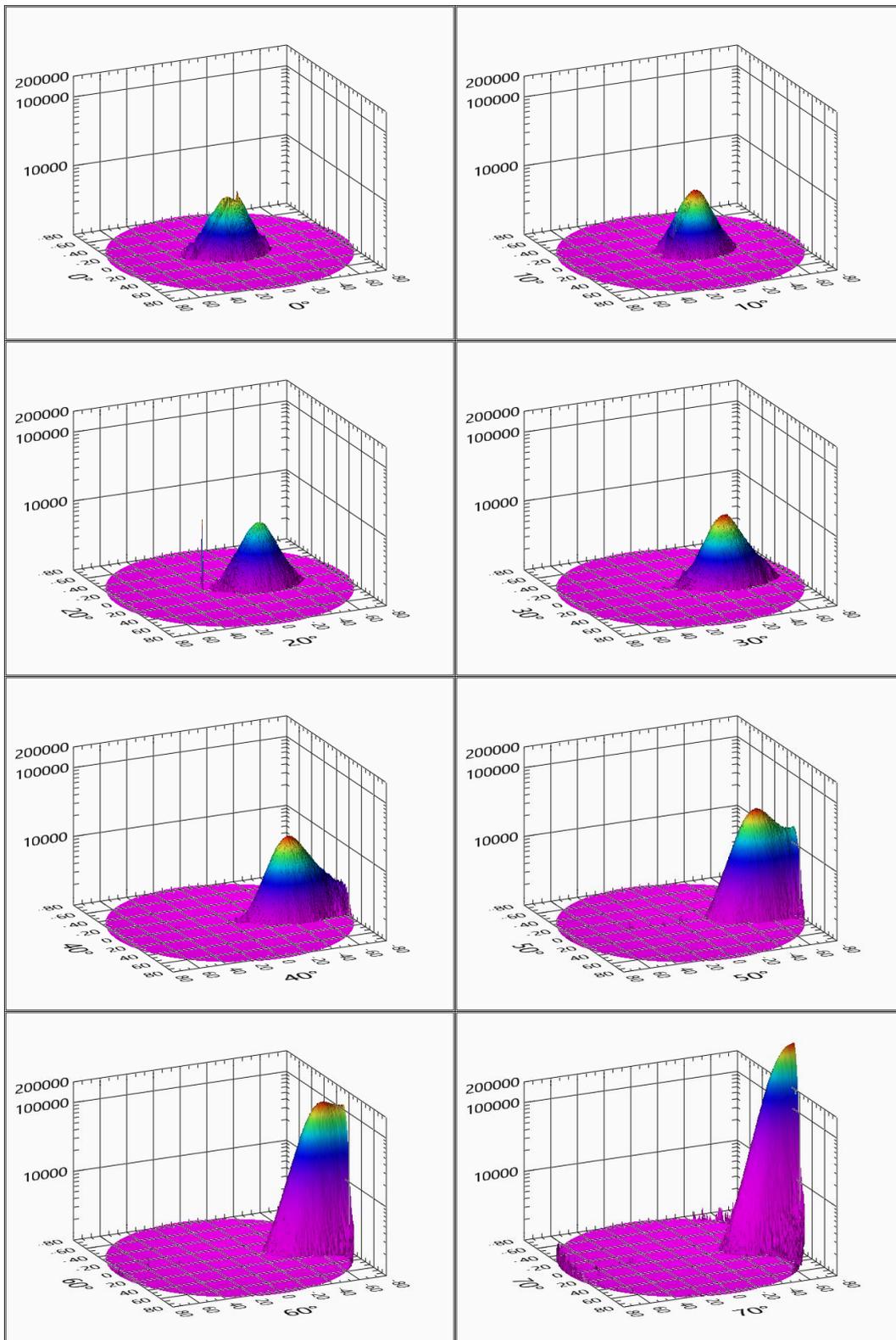


Abbildung A4-2: PV-Modul mit Typ-II-Glas. Mit BSDF gemessene Leuchtdichteverteilungen für Einfallswinkel von 0–70°.

Quelle: SPF

PV-Modul mit Folie

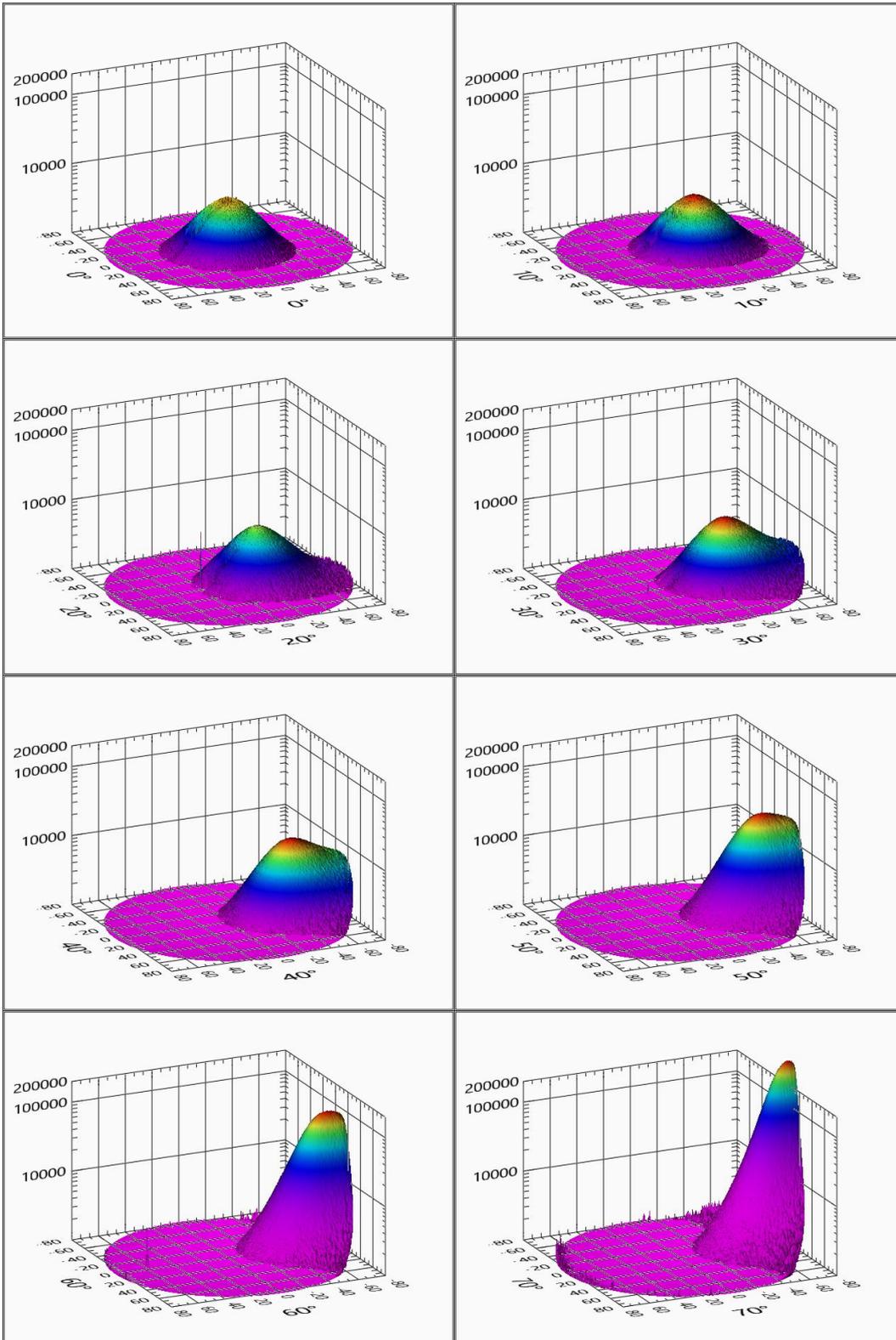


Abbildung A4-3: Konventionelles Modul mit einer Antireflexfolie beschichtet. Mit BSDF gemessene Leuchtdichteverteilungen für Einfallswinkel von 0–70°.

Quelle: SPF

Flexibles Kunststoffmodul

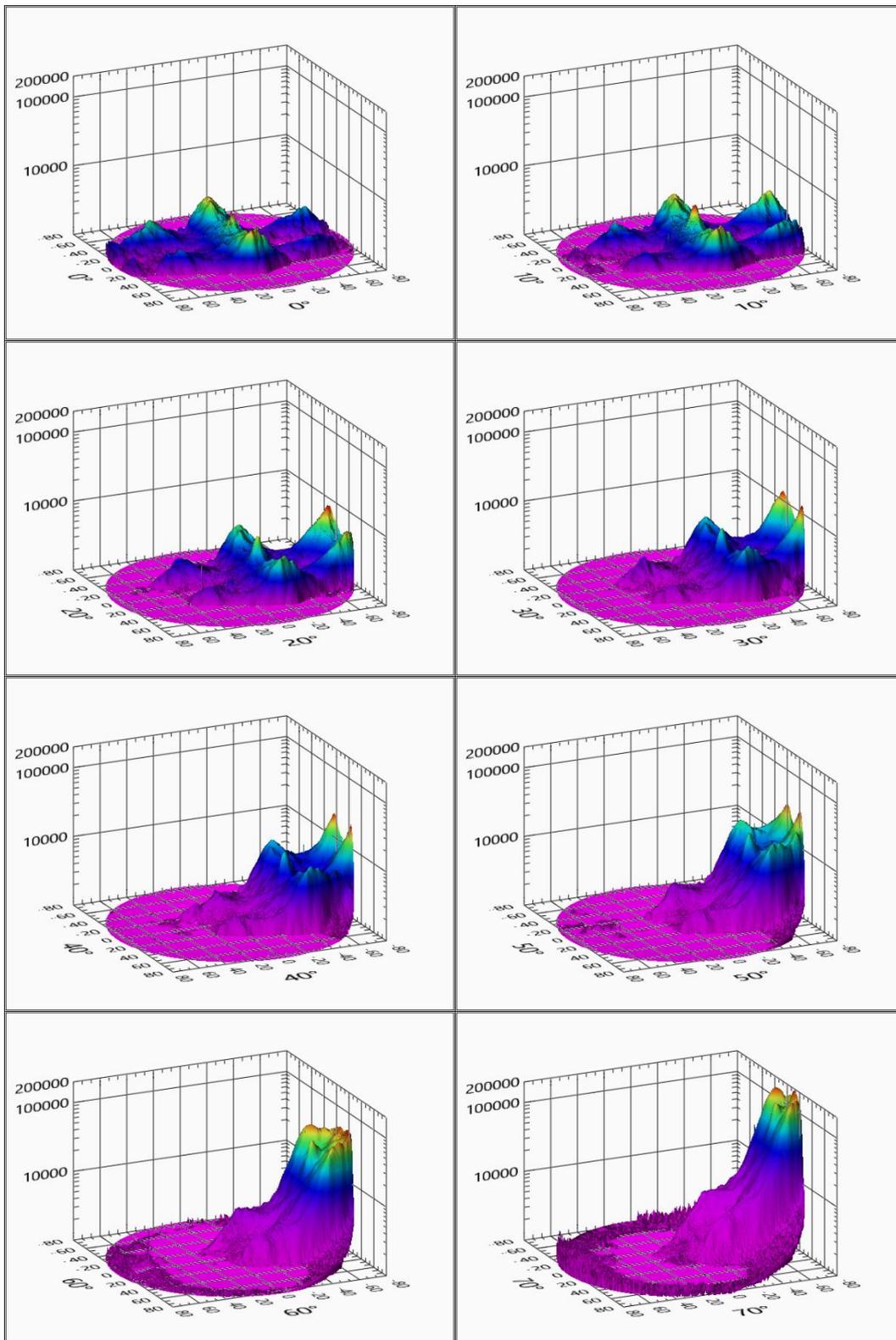


Abbildung A4-4: Flexibles Kunststoffmodul. Mit BSDF gemessene Leuchtdichteverteilungen für Einfallswinkel von 0–70°.

Quelle: SPF

Anhang 5: Hersteller

Kioto Solar: Power-Modul BLACK

Der Einsatz eines speziellen reflexionsarmen Deflect-Solarglases mit einem sehr hohen solaren Transmissionsgrad führt gemäss Hersteller zu einer um den Faktor 5 reduzierten Blendwirkung im Vergleich zu Standard-Solarglas. Die Lichtrückstrahlung der Vorderseite beträgt weniger als 20'000 cd/m². Die reduzierte Wirkung bei flacher Sonneneinstrahlung kann dem Datenblatt entnommen werden: Die Grenze von 20'000 cd/m² wird schon ab 40° Einfallswinkel überschritten. Die Zusatzkosten sind je nach Menge und Zeitpunkt relativ gering.

Link: [Power-Modul BLACK – KIOTO SOLAR – Photovoltaik aus Österreich](#)

3S Swiss Solar Solutions

Das Modul «MegaSlate Satinato» ermöglicht eine voll diffuse Reflexion durch Nutzung von satinier-tem (mattem) Glas. Die Leuchtdichte bleibt unter der kritischen Grenze, direkte Blendungen sind nicht mehr sichtbar, es kann als «blendarm» eingestuft werden. Die Kosten liegen mit ca. CHF 1.50 pro W eher hoch, aber sie fallen weniger ins Gewicht, weil es sich um ein Dachsystem handelt. Das Langzeitverhalten ist noch unbekannt, vor allem in Bezug auf die Verschmutzung. Weitere Details in den Publikationen und Messberichten der BFH [5].

Link: [MegaSlate Satinato – 3S Swiss Solar Solutions AG \(3s-solar.swiss\)](#)

Megasol

Megasol bietet nach eigener Einschätzung nahezu blendfreie Solarmodule an mit «ZeroReflect»-Oberfläche. Weder auf Anfrage noch in den Datenblättern sind Details ersichtlich, dementsprechend sind dazu keine weiteren Aussagen möglich. Wenn möglich sollte ein solches Modul in die Testreihe aufgenommen werden.

Link: [Nahezu blendfreie Solar-Designs – Megasol Energie AG](#)

Soluxtec

Das Modul «Mono FS Anti Glare» ist mit Antireflexglas erhältlich, es ist das gleiche Deflect-Glas wie bei Kioto Solar.

Link: [Das Modul Mono Anti Glare – Solarmodul von SOLUXTEC](#)

Luxor Solar

Luxor Solar bietet «Eco-Line Non Reflect»-Solarmodule mit dem bekannten Prismaglas an.

Link: [Individuell gefertigte Solarmodule – LUXOR SOLAR](#)

SunMan

Bietet blendarme Module an, sie benutzen Kunststoff anstatt Glas und liefern auch in die Schweiz. Sowohl in Bezug auf die Eignung von Kunststoff wie auch das Blendverhalten sind keine Erfahrungen bekannt.

Links: [Eigener Solarstrom mit Photovoltaik aus Osnabrück | Osnatech GmbH \(osna-tech.de\)](#)

[Solarpanel | SunMan.ch](#)

[About | Sunman Energy \(sunman-energy.com\)](#)

DAS Energy

Die Module von DAS Energy mit der Oberfläche aus ETFE werden als nahezu blendfrei eingestuft. Die Aerospace & Advanced Composites GmbH, www.aac-research.at, hat für dieses Produkt einen ausführlichen Bericht aus Labormessungen erstellt, wobei ein Glanzmessgerät zum Einsatz kam. Es wurden keine Leuchtdichten gemessen, sondern Glanzwerte und Trübheit/Klarheit. Die Ergebnisse zeigen, dass die strukturierte Oberfläche die Reflexion deutlich vermindert.

Link: [Universal-Modul – DAS Energy \(das-energy.com\)](#)

Sandstrahlen

Wie der Auszug aus dem Artikel auf gebaeudetechnik.ch (siehe [6]) zeigt, bietet das Atelier Weidmann eine Lösung für bestehende oder neue Solarmodule an. Die Glasoberfläche wird sandgestrahlt und anschliessend versiegelt. Zu beachten ist, dass bei einer derartigen Behandlung bestehender Module die Garantie in der Regel verloren geht.

Das Atelier Weidmann GmbH in Oberwil bietet verschiedene Glasbearbeitungen an, neben dem Sandstrahlen auch das Einfärben von Glasoberflächen.

Phytonics

Die Firma Phytonics stellt Folien her, die die Reflexion vermindern können. Erste Anwendungen zeigen gute Ergebnisse, es fehlen aber noch Langzeiterfahrungen.

<https://www.phytonics.tech/>

AGC Glass

AGC Glass <https://www.agc-glass.eu/en> hat zugesagt, Muster zu schicken. Bisher keine weiteren Infos, scheint Entwicklungsprojekt zu sein.

AR Coating GC-380

Die Anti-Reflex-Beschichtung der Firma 3M wird offenbar in den Niederlanden an Gewächshäusern zur Erhöhung der Lichttransmission eingesetzt. Nach Aussage von 3M ist diese Beschichtung nicht geeignet zur Reduktion der Blendung. Das PV-Labor der Berner Fachhochschule hat die Beschichtung getestet und bestätigt die Aussage von 3M: Unter optischen Gesichtspunkten reduziert die Beschichtung die Blendung nicht, sondern führt lediglich zu spektral selektiven Mustern auf der Oberfläche. Die Beschichtung muss laut Hersteller zudem je nach Bewitterung alle paar Jahre erneuert werden.

Übersicht

Die Bewertung von Vor- und Nachteilen der verschiedenen Lösungen fand über den ganzen Projektverlauf statt und muss noch weitergehen, insbesondere zum Langzeitverhalten. Entsprechend sind hier einige erste vorläufige Ergebnisse eingetragen.

Produkt	Vorteile	Nachteile	Verfügbarkeit	Ungefähre Kosten
Deflect	Mehr als ein Anbieter, Messdaten vorhanden	Ungenügende Wirkung bei flachen Einfallswinkeln	Relativ gut verfügbar, auch für Standardmodule	10–20 % Mehrpreis
Satinato	Sehr gute Wirkung nachgewiesen	Umweltbelastung bei der Glasbearbeitung wirft noch Fragen auf	Bei 3S-Swiss Solar Solutions AG verfügbar	20 % Mehrpreis
Produkt von Megasol	Wirkung noch unklar	-	Bei Megasol verfügbar	30 % Mehrpreis
Prismaglas	Schon länger im Markt, Wirkung bekannt	Ergibt ungünstige Lichteffekte je nach Einstrahl- und Betrachtungswinkel	Unbekannt, mindestens ein Hersteller	Unklar
Kunststofffolien	Flexibilität in der Oberflächenbearbeitung	Wenig Langzeiterfahrungen mit Kunststoffen an der Gebäudeoberfläche	Aus einem Produktionswerk in Österreich gut verfügbar	Nicht angefragt

Sandstrahlen	Vorhandene Module können bearbeitet werden	Produktgarantie verfällt	Rasch	Nicht angefragt
Strukturierte Gläser	Können sich in bestimmten Situationen gut eignen	Hohe Kosten, zum Teil unerwünschte Lichteffekte	Nicht bekannt	Nicht angefragt

Tabelle 1: Vor- und Nachteile der verschiedenen Lösungen

Anhang 6: Informationen zur Entstehung von Blendtool.ch

(Text verfasst vom Kanton Bern zum Blendtool)

Reflexionen von Sonnenlicht an künstlichen Elementen kommen im Alltag aufgrund der vorkommenden Baumaterialien häufig vor. Sonnenlicht-Reflexionen gewinnen dann umweltrechtliche Bedeutung, wenn sie die Nachbarschaft regelmässig mit lästigen Blendungen beeinträchtigen, was bei einer Solaranlage oder einer anderen spiegelnden Oberfläche der Fall sein kann. Solche Sonnenlicht-Reflexionen fallen ebenfalls unter den Geltungsbereich des Umweltschutzgesetzes (USG). Daher müssen Emissionen unabhängig von der aktuellen Umweltbelastung vorsorglich an der Quelle begrenzt werden – soweit technisch, betrieblich und wirtschaftlich tragbar. Solaranlagen sind demnach im Sinne der Vorsorge nach dem Stand der Technik reflexionsarm auszuführen. Trotzdem können sie je nach Sonnenstand Sonnenlicht-Reflexionen erzeugen, die für die Nachbarschaft störend sein können.

Zur Planung von Solaranlagen oder auch, um Beschwerdefälle zu prüfen, können deshalb teure Fachgutachten nötig werden. Aus diesem Grund hat das Amt für Umwelt und Energie (AUE) die Entwicklung des Blendtools in Auftrag gegeben, welches durch das BAFU, das BFE, den Verein Swissolar und die Energiedirektorenkonferenz mitfinanziert wurde. In der Folge entwickelte im Auftrag die Firma Meteotest AG auf Grundlage ihrer Solar-Expertise und basierend auf Algorithmen ihrer Software «Meteonorm» sowie des «Leitfadens zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen» von EnergieSchweiz und Swissolar die neue webbasierte Applikation «Blendtool.ch».

Mit dem Blendtool ist es möglich, einfache Fälle von Blendungen ohne detaillierte Analyse zu berechnen und kritische von nicht kritischen Fällen zu unterscheiden. Es liefert Ergebnisse, die eine Umweltschutz-relevante Beurteilung ermöglichen.

Damit wird den Planerinnen und Planern ermöglicht, frühzeitig vor Baubeginn entsprechende Abklärungen zu treffen und alternative Varianten bei sensiblen Fällen zu prüfen – selbst für Anlagen ohne Baubewilligung. Beanstandungen und Beschwerdefälle nach der Realisierung können so reduziert werden. Ebenfalls kann eine behördliche Fachstelle mithilfe der Web-Anwendung das Ausmass und die Relevanz der Blendeinwirkungen auf sensible Lebensräume in der Umgebung der Anlage bewerten.

Das Blendtool ist nicht nur ein geeignetes und zuverlässiges Arbeitsinstrument für die Behörden, sondern steht auch der Öffentlichkeit frei zugänglich und kostenlos zur Verfügung. Damit wird es auch möglich, noch wenig konkrete Projekte kostenlos auf mögliche Risiken zu überprüfen.

Bei der Anwendung des Blendtools sowie für die Interpretation der Ergebnisse ist Folgendes zu berücksichtigen:

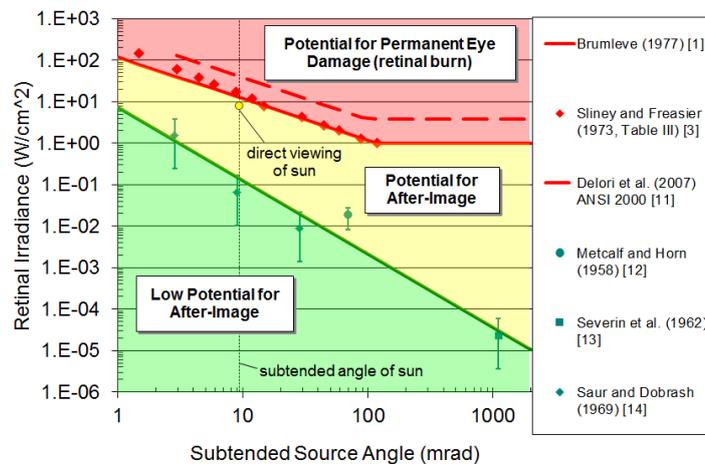
- Eine aussagekräftige Analyse erfordert eine sorgfältige Datenerhebung und genaue Kenntnisse der lokalen Gegebenheiten wie Dachschrägen, Höhe über Grund usw.
- Die aktuelle Version berücksichtigt für die Sonneneinstrahlung sowie für die Blendung an den Immissionsorten keinerlei Beschattungen durch Topografie, Gebäude, Bepflanzungen und dergleichen. Diese Einflüsse müssen bei der Interpretation der Resultate berücksichtigt werden.
- Die Bündelaufweitung wird als regelmässiger Kegel betrachtet. In der Praxis jedoch verändert sich die Form materialabhängig mit dem Reflexionswinkel. Sind bei einer Oberflächenbeschaffenheit grosse Verformungen vermutet oder bekannt, so ist empfohlen, für eine Min-Max-Analyse zwei Berechnungen durchzuführen.
- In den Resultaten werden lediglich die Blendzeiten, jedoch nicht ihre Intensität berücksichtigt (siehe dazu auch den «Leitfaden zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen» von EnergieSchweiz und Swissolar).

- Die Resultate sind nicht wetterkorrigiert (clear sky). Das Wetter muss nachträglich entsprechend berücksichtigt werden. Für die Interpretation der Resultate sei auf die Onlinehilfe im Blendtool sowie Kapitel 8 (Anhang) des «Leitfadens zum Melde- und Bewilligungsverfahren für Solaranlagen» von EnergieSchweiz und Swissolar hingewiesen.
- Die Berechnung ist wissenschaftlich abgestützt und validiert. Trotzdem sind die Resultate unverbindlich, einerseits da die Resultate anhand von unverbindlichen Richtwerten und nicht von Grenzwerten bewertet werden, und andererseits da diese Richtwerte nicht wissenschaftlich erhärtet sind. Für eine abschliessende Beurteilung der Immissionsbelastung ist eine Fachperson beizuziehen.
- Eine objektive Beurteilung eines Falls setzt immer eine Begehung vor Ort voraus.

Es ist vorgesehen, dass das Blendtool periodisch gemäss neuem Kenntnisstand aktualisiert wird. Ebenso sollen Verbesserungen bzw. Optimierungen aufgrund von Rückmeldungen der Nutzer/Nutzerinnen aufgenommen und allenfalls implementiert werden.

Anhang 7: Übrige sonstige Richtwerte und Grenzwerte

Beschreibung	Bemerkung
Retinal Irradiance (Einstrahlung auf die Netzhaut)	Die Betrachtung der Einstrahlung auf die Netzhaut wird von der amerikanischen Luftaufsichtsbehörde FAA angewendet und folgt ganz anderen Ansätzen als die in der Schweiz verwendete Betrachtung der Leuchtdichte. Der Grenzwert (rot/gelb/grün in der nachfolgenden Grafik) ist dabei von der Grösse des Blendflecks abhängig. Der direkte Blick in die Sonne wird mit einer Grösse von 10 mrad (ca. 0,5°) und einer Helligkeit von 10 W/cm ² angegeben. Dieser Wert ist an der Grenze zur medizinischen Schädigung des Auges.



$$E_r = E_c \left(\frac{d_p}{f \omega} \right)^2 \tau, \quad (1)$$

where E_r is retinal irradiance [W/cm²], E_c is irradiance at a plane in front of the cornea [W/cm²], f is the focal length of the eye (~ 0.17 cm), d_p is the diameter of the human pupil adjusted to sunlight (~ 0.2 cm), ω is the subtended angle of the image (or apparent size of the image which in the case of the sun is 0.0093 radians), and τ is the transmission coefficient of the eye (~ 0.5). This equation assumes that the arc of a circle f is equal to its chord, which is a good approximation for small angles such as these.

<https://www.forgesolar.com/help/>

<https://ip.sandia.gov/technology.do/techID=168>

Anhang 8: Poster an der PVSEC im September 2023

Two-Dimensional Representation of the Bidirectional Reflectance Distribution Function of Photovoltaic Modules

Poster an der PVSEC im September 2023, Christof Bucher et al.

TWO-DIMENSIONAL REPRESENTATION OF THE BIDIRECTIONAL REFLECTANCE DISTRIBUTION FUNCTION OF PHOTOVOLTAIC MODULES

Christof Bucher¹, Andreas Bohren², Donat Hess¹, Sara El Hassani¹, Matthias Hügi¹

¹Bern University of Applied Sciences (BFH), Switzerland; ²Ostschweizer Fachhochschule (OST)
christof.bucher@bfh.ch, andreas.bohren@ost.ch, donat.hess@bfh.ch, sara.elhassani@bfh.ch,
matthias.huegi@bfh.ch

The optical reflectance properties of PV modules can be described using the bidirectional reflectance distribution function (BRDF). In this paper, a simplified two-dimensional approach to represent the BRDF is proposed. The shape of the solar reflectance image on the PV module is described by comparing a mathematical model and two measurement approaches. For standard PV modules using anti-reflective solar glass, the shape of the solar reflection image is regular and typically elliptical and depends on the angle of solar incidence α . The elliptical shape is described using a diagram for each horizontal and vertical axis based on the constant luminance zone. The dimensions of the axes are approximated using an empirical mathematical function. The result can be used to include glare information in the data sheet of a PV module and to correctly implement the phenomenon of beam spread in tools for glare hazard analysis.

1 INTRODUCTION

Glare hazards on PV modules are an increasing concern in the build-over area, especially when eastern, western and northern roofs in the northern hemisphere are covered with PV modules [1], [2]. Glare analysis tools such as Sandias Solar Glare Hazard Analysis Tool (SGHAT, [3], [4]) typically model the beam spread as a symmetric phenomenon that is independent of the angle of incidence α . This leads to overestimation or underestimation of the effective glare duration. The correct modelling of the shape of the reflection beam is seen to be complex, because the structure of the glass surface is irregular and leads to irregular reflection cones[5], [6].

Although PV modules are typically coated with an anti reflective coating (ARC) and/or manufactured using a textured surface to maximise the light transmission through the solar glass they don't provide reliable protection against glare hazards[7].

Due to geometrical reasons tilted PV modules facing south in the northern hemisphere do normally not cause any glare hazards to the neighbouring area. However, due to cost reduction of photovoltaics, more and more rooftops are equipped with PV independent of the roof orientation. Thereby it was found that rooftops facing north are critical regarding glare hazards for observation points north of the building.

The most relevant factor to quantify glare is the luminance in cd/m^2 , describing the "brightness" of a surface. Because the disturbance caused by glare depends on a large number of factors, no guideline or limit values have been published yet. Depending on the source, so-called absolute glare (saturation of the eyes) occurs from about $100,000 \text{ cd/m}^2$. However, disturbing effects that lead to an afterimage can already occur at significantly lower values [7], see also the next section "definition of glare".

Originally, glare reports were prepared for PV systems at airports. However, at least in Switzerland, more and more glare reports are being requested to clarify glare in neighbourhood disputes. Glare reports typically calculate at what time of day and year the physical law of reflection "angle of incidence = angle of emergence" is observed.

The beam spreading is either neglected or represented with a highly simplified procedure. The free tool for calculating glare in Switzerland (www.blendtool.ch [8]) as well as the SGHAT, for example, add the angle of beam spreading as a constant and angle-independent number to the reflection diagram. This is critical for two reasons:

1. The angle of beam spreading is not defined and not known for most glasses.
2. The beam spread is not constant but dependent on the angle of incidence α .

Information on reflections is sometimes reproduced on data sheets of PV modules. This information refers either to the angle-dependent reflection coefficient (Figure 1) or to the maximum expected angle-dependent luminance (Figure 2). While the reflection coefficient cannot be used to draw conclusions about the glare properties because it does not take beam spreading into account, the luminance provides the most important information about glare. However, luminance can only be used to determine how bright a PV module can be from which angle. The information on how large this bright spot is missing, and it is therefore not possible to determine how long a glare can last. However, because the duration of glare is one of the main factors for assessing glare, the current data sheets of glare-reduced PV modules are only suitable for assessing possible glare to a limited extent.

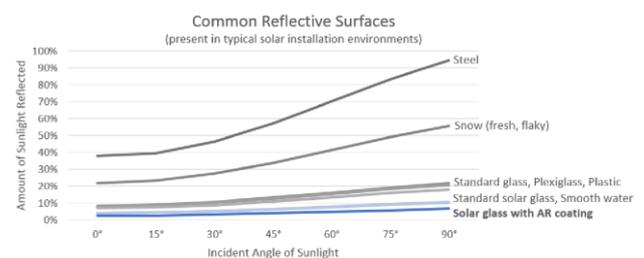


Figure 1: Amount of sunlight reflected as an indicator that solar glass has limited reflections only. This is mainly relevant to indicate high efficiency of PV modules, but does hardly affect glare. Data and graphics from Sunpower [9].

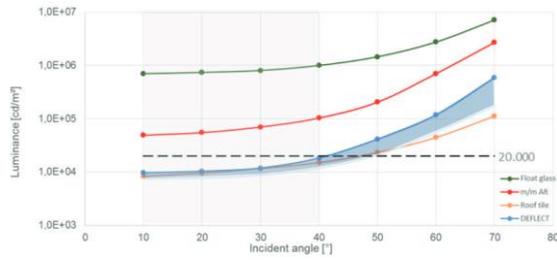


Figure 2: Glare representation of a PV module equipped with glare-reduced Deflect ® glass. Source: Data sheet [10].

2 DEFINITIONS

2.1. Definition of Glare

Depending on the situation different definitions of glare are found. The European standard EN 12665 “Light and lighting Basic concepts and criteria for specifying lighting requirements” [11] defines glare as an “unpleasant visual condition caused by unfavourable luminance distribution or excessive contrast”. This very general definition touches on a wide range of different phenomena. Specifically, a disturbance that is subjectively perceived as unpleasant is called psychological glare (“discomfort glare”). Physiological glare or absolute glare, on the other hand, is a measurable impairment of the visual functions that can also lead to permanent damage to the retina.

Absolute glare is the situation in which the eye can no longer adapt to the brightness. Depending on the area of the light source and the aperture, luminance levels of $1.0 \cdot 10^4$ to $1.6 \cdot 10^5$ cd/m^2 lead to absolute glare [12]. With absolute glare, the eye can no longer adapt and above this limit, differences in brightness can no longer be perceived. From a medical point of view, it is advisable to avoid long-lasting situations with absolute glare. However, many common materials such as white plaster, glass or wet surfaces easily cause absolute glare in full sunlight. This means that absolute glare sensations are common in a normal environment.

Psychological glare (discomfort glare) is considered to induce a significant impairment of general well-being, work performance, safety, ability for concentration, etc. However, depending on the person and the situation, it is possible that even absolute glare does not necessarily lead to discomfort glare.

Different methods and standards have been developed to quantify glare. However, the best developed methods are for indoor use only and are applicable for the evaluation of illumination concepts.

In addition to luminance, there are various other quantities for determining glare. One of the best known is the “Unified Glare Rating” (UGR) developed by the “Commission International de l’Eclairage” (CIE). However, UGR was developed for small, point light sources in front of a dark background and is not suitable for evaluating the glare emitted by larger surfaces [13], [14].

However, in order to assess the glare on a PV module in reality, these definitions are only of limited use. In particular, these definitions do not take into account that virtually all surfaces can be glare under certain conditions, and yet are not considered to be glare. For this reason, this paper compared luminance measurements of different materials that are not associated with glare. A key factor in evaluating these materials is the angle of light incidence

α . For virtually any surface, the flatter the angle α , the greater the luminance of the surface. To evaluate whether a surface is perceived as glare or not, the measured materials are therefore compared with each other.

The maximum value of a material not associated with glare is proposed as the limit value for a PV module to be considered “glare-free” in this paper (Figure 3). This is angle-dependent and is only defined up to $\alpha = 80^\circ$ (flat incidence angle). In reality, flatter angles α lead to double glare, i.e. the sunbeam and the glare beam come from practically the same direction. The glare beam is thus drowned out by the sun beam. Figure 3 shows the luminance levels of various surfaces measured by SPF. It also shows the resulting proposed limit value for assessing a PV module as a “glare-free PV module”. The values for assessing the absence of glare are set at approx. 90% of the measured values in order to maintain a safety margin and are rounded generously for better usability.

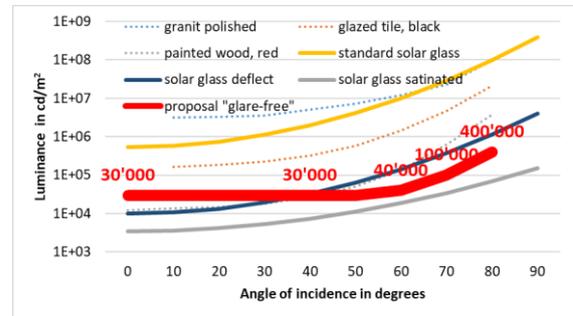


Figure 3: Luminance of different surfaces and proposed limit value for “glare-free PV modules”.

2.2 Description of the Shape of Glare

From our daily experience, we know that glare on a PV module usually has an elliptical appearance (Figure 4). It is assumed, that the horizontal and vertical axis of this ellipse depend on the type of solar glass. The aim of this paper is to characterise and mathematically describe both the size and the shape of this elliptical appearance.



Figure 4: The appearance of glare is usually elliptical.

The exact size of the glare ellipse depends on the definition of the glare and the beam spread respectively. This is defined in the following section.

2.3. Definition of Beam Spread

Beam spread is a common concept for describing the shape of glare on a PV module. The following definition is used[3], [4], [17]:

$$\beta = 2 \cdot (4.65 + \sigma) \text{ mrad}$$

Where 4.65 mrad is the subtended half-angle of the sun and σ is the slope error of the reflective surface. The factor of 2 accounts for the resulting reflected angle from the surface. As this equation assumes round (circular) reflection beams and does not depend on the incident

angle, it is not suitable for accurately model the shape of the glare.

Therefore, a new definition of beam spread is proposed in this paper. It is based on the assumption that the shape of glare is elliptic and consists of a horizontal and vertical axis. To calculate the horizontal and vertical axis of the reflection ellipse, two approaches are proposed.

- The contour line at $30'000 \text{ cd/m}^2$
- The Full With Half Maximum (FWHM) of the cone (see also Figure 12)

These two approaches are presented in the following sections.

Contour line at $30'000 \text{ cd/m}^2$

In this approach the glare ellipse is defined as the part of the image which exceeds $30'000 \text{ cd/m}^2$. In contrast to Figure 3, a constant threshold value is proposed in this paper. This is done to avoid arbitrary curves in the results. However, the threshold value is set to the value found for most angles in Figure 3, which is $30'000 \text{ cd/m}^2$. This corresponds approximately to the white areas in the pictures of Figure 4.

Full With Half Maxima (FWHM)

Instead of defining the area with a luminance larger than $30'000 \text{ cd/m}^2$ as the glaring area, the glaring area can be described with the FWHM. However, this underestimates the size of the glare ellipse for standard solar glass and underestimates it for glasses with luminance values close to the glare limit.

3 METHODS TO DESCRIBE THE ELLIPSE

3.1 Geometrical model to calculate the horizontal and vertical axis of a glare ellipse

The approach of describing a glare as an ellipse is more phenomenological than scientific. The results are determined on the basis of calibrated measurements, not on the basis of a physical model. Nevertheless, a physical model is proposed in this chapter. This is intended to give the phenomenological observations a physical legitimation.

The physical model assumes that the glass surface is not flat but slightly modelled with high and low points. Accordingly, the areas between the high and low points do not lie in the supposed module plane, but at a certain flat angle to it. The modelling in this paper assumes that there are five surface areas on each surface element: One of them lies in the module plane, the other four are each inclined at constant angles in a cardinal direction. A glare ray is thus divided into five reflection rays (see Figure 5) neglecting the fact that in reality the surface does not have five discrete zones, but that these zones merge smoothly into one another. The five reflection rays symbolise the ends of the axes and the centre of the ellipse.

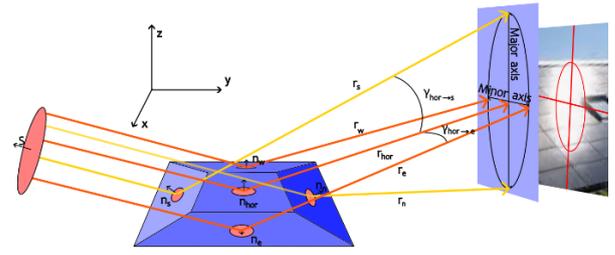


Figure 5: Geometrical approach to model the shape of the reflection

To calculate the reflection beams, the following definitions are made. For simplified representation, the module is placed in the plane of the coordinate system and the azimuth angle of the sun is defined as zero:

- Elevation angle of the sun: α
- Sun vector: $\vec{s} = \begin{pmatrix} 0 \\ \cos\alpha \\ \sin\alpha \end{pmatrix}$
- Angle difference between the plane of module and the maximum deviation: β
- Normal vector of the horizontal plane of module

$$\vec{n}_{hor} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{pmatrix}$$
- Normal vector of the east west deviated surface:

$$\vec{n}_{ew} = \begin{pmatrix} \sin\beta \\ 0 \\ \cos\beta \end{pmatrix}$$
- Normal vector of the north south deviated surface:

$$\vec{n}_{ns} = \begin{pmatrix} 0 \\ \sin\beta \\ \cos\beta \end{pmatrix}$$

The angles and vectors are shown in Figure 5 and Figure 6.

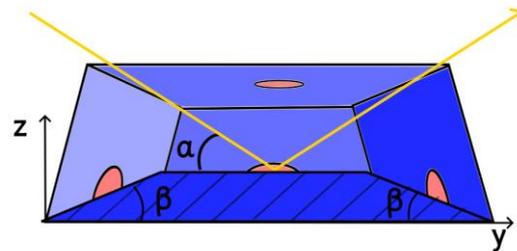


Figure 6: Definition of the angles used in this paper. The incidence angle α is used throughout the paper.

Based on the optical law "angle of incidence = angle of reflection", the reflection beam is calculated as $\vec{r} = \vec{s} - 2 \cdot (\vec{s} \cdot \vec{n}) \cdot \vec{n}$ for a normal vector \vec{n} of the plane of reflection. For the three normal vectors \vec{n}_{hor} , \vec{n}_{ew} , and \vec{n}_{ns} this results in the following reflection vectors \vec{r}_{hor} , \vec{r}_{ew} and \vec{r}_{ns} :

$$\vec{r}_{hor} = \vec{s} - 2 \cdot \frac{(\vec{s} \cdot \vec{n}_{hor})}{\sin\alpha} \cdot \vec{n}_{hor} = \begin{pmatrix} 0 \\ \cos\alpha \\ \sin\alpha \end{pmatrix} - 2 \cdot \sin\alpha \cdot \begin{pmatrix} 0 \\ \cos\alpha \\ -\sin\alpha \end{pmatrix}$$

$$\begin{aligned}
\vec{r}_{ew} &= \vec{s} - 2 \cdot \frac{(\vec{s} \cdot \vec{n}_{ew})}{\sin\alpha \cdot \cos\beta} \cdot \vec{n}_{ew} \\
&= \begin{pmatrix} 0 \\ \cos\alpha \\ \sin\alpha \end{pmatrix} - 2 \cdot \sin\alpha \cdot \cos\beta \cdot \begin{pmatrix} \sin\beta \\ 0 \\ \cos\beta \end{pmatrix} \\
&= \begin{pmatrix} -2 \cdot \sin\alpha \cdot \cos\beta \cdot \sin\beta \\ \cos\alpha \\ \sin\alpha - 2 \cdot \sin\alpha \cdot \cos\beta \cdot \cos\beta \end{pmatrix} \\
\vec{r}_{ns} &= \vec{s} - 2 \cdot \frac{(\vec{s} \cdot \vec{n}_{ns})}{\cos\alpha \cdot \sin\beta + \sin\alpha \cdot \cos\beta} \cdot \vec{n}_{ns} \\
&= \begin{pmatrix} 0 \\ \cos\alpha \\ \sin\alpha \end{pmatrix} - 2 \cdot \sin(\alpha + \beta) \cdot \begin{pmatrix} \sin\beta \\ 0 \\ \cos\beta \end{pmatrix} \\
&= \begin{pmatrix} 0 \\ \cos\alpha - 2 \cdot \sin(\alpha + \beta) \cdot \sin\beta \\ \sin\alpha - 2 \cdot \sin(\alpha + \beta) \cdot \cos\beta \end{pmatrix}
\end{aligned}$$

However, it is not the reflection vectors themselves that are of interest, but the angles $\gamma_{hor \rightarrow ew}$ and $\gamma_{hor \rightarrow ns}$ between the reflection vector at the module plane and the other reflection vectors. Because all vectors are normalised in length, the angle between two vectors is calculated with the help of the scalar product as follows:

$$\begin{aligned}
\cos\gamma_{hor \rightarrow ew}(\alpha, \beta) &= \frac{\vec{r}_{hor} \cdot \vec{r}_{ew}}{|\vec{r}_{hor}| \cdot |\vec{r}_{ew}|} = \vec{r}_{hor} \cdot \vec{r}_{ew} \\
&= \begin{pmatrix} 0 \\ \cos\alpha \\ -\sin\alpha \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} -2 \cdot \sin\alpha \cdot \cos\beta \cdot \sin\beta \\ \cos\alpha \\ \sin\alpha - 2 \cdot \sin\alpha \cdot \cos\beta \cdot \cos\beta \end{pmatrix} \\
&= (\cos\alpha)^2 - (\sin\alpha)^2 + 2 \cdot (\sin\alpha)^2 \cdot (\cos\beta)^2
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\cos\gamma_{hor \rightarrow ns}(\alpha, \beta) &= \frac{\vec{r}_{hor} \cdot \vec{r}_{ns}}{|\vec{r}_{hor}| \cdot |\vec{r}_{ns}|} = \vec{r}_{hor} \cdot \vec{r}_{ns} \\
&= \begin{pmatrix} 0 \\ \cos\alpha \\ -\sin\alpha \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 0 \\ \cos\alpha - 2 \cdot \sin(\alpha + \beta) \cdot \sin\beta \\ \sin\alpha - 2 \cdot \sin(\alpha + \beta) \cdot \cos\beta \end{pmatrix} \\
&= (\cos\alpha)^2 - 2 \cdot \cos\alpha \cdot \sin(\alpha + \beta) \cdot \sin\beta - (\sin\alpha)^2 + 2 \cdot \sin\alpha \cdot \sin(\alpha + \beta) \cdot \cos\beta \\
&= \cos(2\beta)
\end{aligned}$$

The last two equations thus give the horizontal and vertical axes of the presumed reflection ellipse. Figure 7 shows the two angles graphically. With this representation alone, the elliptical shape can be justified, but not the observed increase in the major axis of the ellipse at flat angles.

The angle of the minor axis is defined by $\gamma_{hor \rightarrow ew}(\alpha)$. Like the angle of the major axis, it starts at $\gamma_{hor \rightarrow ew}(0^\circ) = 2\beta$ for $\alpha = 0^\circ$ (perpendicular to the module surface), but converges towards $\gamma_{hor \rightarrow ew}(90^\circ) = 0^\circ$ for $\alpha = 90^\circ$. The angle of the main axis, on the other hand, is independent of α and is $\gamma_{hor \rightarrow ns}(\alpha) = 2\beta$ for all incident angles. This consideration only applies for $\alpha \geq \beta$ (Figure 5)

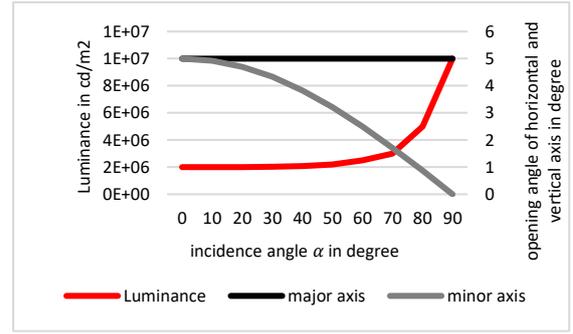


Figure 7: Numeric result of horizontal and vertical axis for the angle $\beta = 1.25^\circ$

Figure 7 suggests that an ellipse can be observed. However, this ellipse would become smaller and smaller as the angle α increases. This does not correspond to the observations. In order to describe the phenomenon of the ellipse becoming larger, the model from Figure 5 must be modified.

Figure 5 assumes that the horizontal and vertical axes of the ellipse are given by a clearly defined angle, caused by the discretely divided surface structure. In reality, however, the five discrete zones merge smoothly into one another and therefore the ellipse does not have clear dimensions but becomes faded with increasing distance from the centre. The photographed ellipse results from the saturation of the camera sensor. At the same settings, the sensor saturates at the same luminance each time. Because the luminance of the blurred ellipse increases with increasing α , the glare limit shifts outwards.

To illustrate this observation, it is assumed in the following that the angle β increases proportionally to the logarithm of the luminance. The increase in β is argued by the fact that as α increases, reflections greater than 30'000 cd/m² are possible for surface areas with larger southward tilt β . The proportionality factor is not known and is arbitrarily set at 1. Thus, if the luminance increases by a factor of 10 (i.e. by 1 power of ten), β increases by a factor of 1. Figure 9 shows the resulting axis sizes.

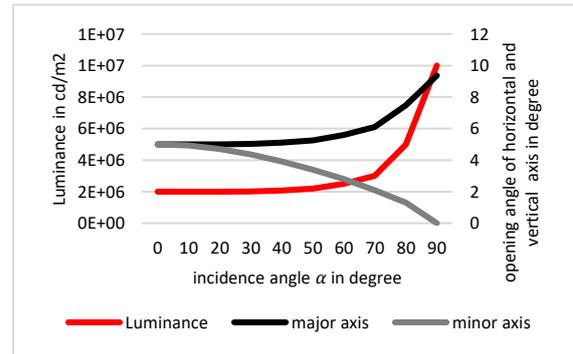


Figure 8: Modification of Figure 7: Opening angle of horizontal and vertical axis, corrected by the Luminance.

The reduction of the minor axis size with increasing α does not agree with all observations. This can be explained by the fact that our model only considers planes with north/south and east/west orientation. Such planes cannot deflect irradiation with large α laterally. A diagonal surface with, for example, south/west or south/east orientation could. In order to make the model more

accurate, such planes would therefore also have to be taken into account.

With this model, the observed phenomena can be explained partially, but not completely. In the following of this paper, we will therefore not work with the geometric model, but with the metrological investigations.

3.2. Phenomenological approach to the representation of the ellipse

In this approach, the glare on a standard photovoltaic module is photographed at different observer distances, different orientations of the PV module and for a variation of observation angles. The camera is set so that the sensor goes into saturation at approx. $30'000 \text{ cd/m}^2$. Thus, the white areas in the photos are a appropriate visualisation of the glare.

In addition, the software iQ-Luminance from the company Image Engineering GmbH & Co. KG is used to convert the photos into luminance images. Since one camera setting only allows for reliable luminance values within a decade, each luminance image is based on six serial pictures, each with decreasing exposure times or increasing aperture values. The six luminance images were then merged into one image, considering only those areas of each image where the pixel sensors were neither oversaturated nor undersaturated. This allows to create a luminance picture of the hole glare.

Figure 9 serves as example of such a luminance image. The angles 1° , 5° , 10° , 20° are shown as concentric circles around the glare maximum to allow qualitative estimation of the glare size. The white contour line represents the iso line of $30'000 \text{ cd/m}^2$ and the red line its elliptical approximation. The good correspondence between the $30'000 \text{ cd/m}^2$ iso line and the elliptic fit confirms the assumption that the glare has an elliptic shape. Therefore, only the fit curve is shown in the subsequent plots. The horizontal and vertical axes of the fit allow the size of the glare to be quantified.

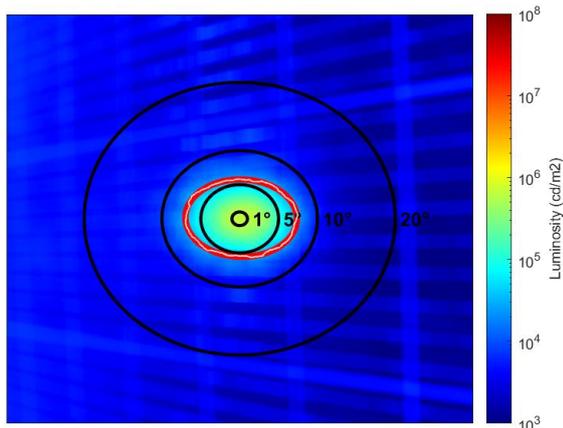


Figure 9: Luminance image of a glare, with the $30'000 \text{ cd/m}^2$ iso line (thin white) and its elliptic approximation (red). Concentric angles (1° , 5° , 10° and 20°) around the center of the glare are shown in black.

Photos of PV modules from different distances show that the size of the glare is independent of the distance of the observer for standard and float glasses (see Figure 10).



Figure 10: Phenomenological approach to show the independence of horizontal and vertical axis of the glare ellipse from the distance of the observer for standard (upper row) and float module (lower row)

Glare images of differently oriented modules (horizontal and vertical), under constant irradiation angle, show no difference in the case of the float glass but do show differences in the case of the standard glass module Figure 11. In this case, the difference in the length of the major axis is noticeable.



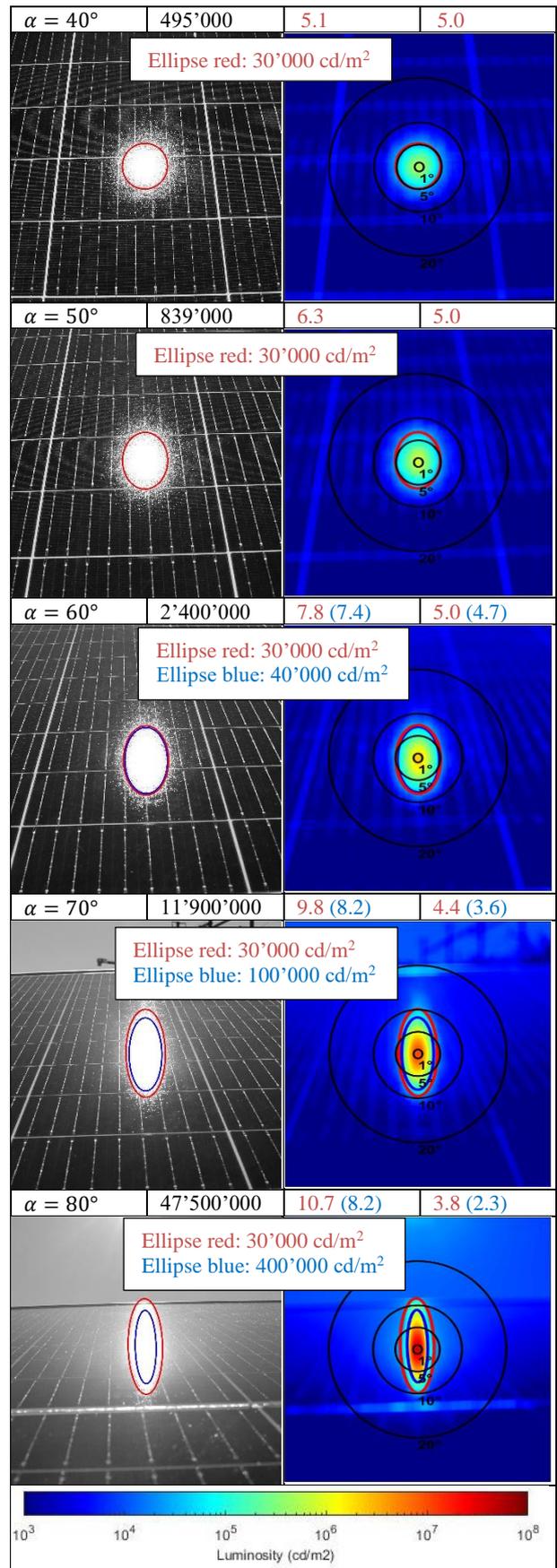
Figure 11: Phenomenological approach to investigate the influence of PV module orientation on the horizontal and vertical axes of the glare ellipse for standard (top row) and float (bottom row) modules.

To investigate the dependence of the glare of a standard module on α , photos (saturation at ca. $30'000 \text{ cd/m}^2$) and luminance images were generated for nine

different angles between 5° and 80° . Based on the luminance images, the maximum luminance as well as the horizontal and vertical length of the glare ellipse were determined (Table I).

Table I: Photographed glare and the corresponding luminance image for different α .

Optical picture		Luminance image	
α ($^\circ$)	Luminance max cd/m^2	Vertical axis ($^\circ$)	Horizontal axis ($^\circ$)
$\alpha = 5^\circ$	594'000	5.0	5.7
		Ellipse red: 30'000 cd/m^2	
$\alpha = 10^\circ$	577'000	4.7	5.9
		Ellipse red: 30'000 cd/m^2	
$\alpha = 20^\circ$	539'000	4.9	5.4
		Ellipse red: 30'000 cd/m^2	
$\alpha = 30^\circ$	587'000	4.9	5.2
		Ellipse red: 30'000 cd/m^2	



3.3 BRDF Approach

In a third, phenomenological approach using calibrated indoor laboratory measurements, the shape of the glare beam and thus the size of the horizontal and vertical axis are calculated using the bidirectional reflectance distribution function (BRDF). In a generic approach this can be done by approximating the BRDF conical shape with a two-dimensional Gaussian curve. As described in Chapter 2, both the FWHM and the contour line approach can be used to describe the elliptic shape of the cross section of the cone in Figure 12.

In contrast to the measurement method from Chapter 3.2, the BRDF measurement in the laboratory has the advantage that it is independent of the weather and can therefore be repeated at any time. The disadvantage, however, is that only a small area of the PV modules is measured. If there are inhomogeneities on the PV module, which can be caused, for example, by the conductor tracks in the modules, the BRDF measurement can no longer be used. During the measurement, it must be defined which point on the module is measured, which has a major influence on the result.

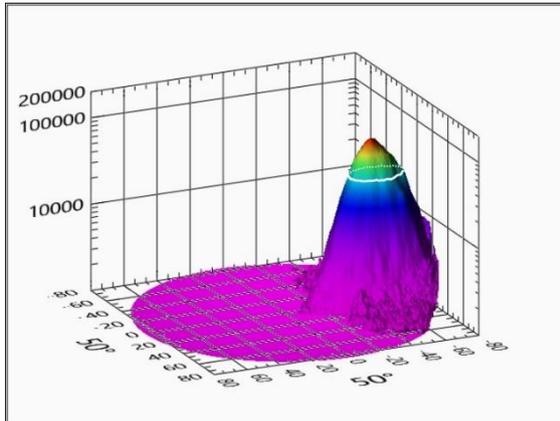


Figure 12: Typical BRDF measurement of a glare-reduced PV module (Figure 15) at an incidence angle of $\alpha = 50^\circ$. The white line indicates the contour line for $30'000 \text{ cd/m}^2$.

The measured contour line is shown in Figure 13. An ellipse with a major and a minor axis is placed on top. This shows that the reflection surface that reflects with at least a certain luminance can be represented as an ellipse.

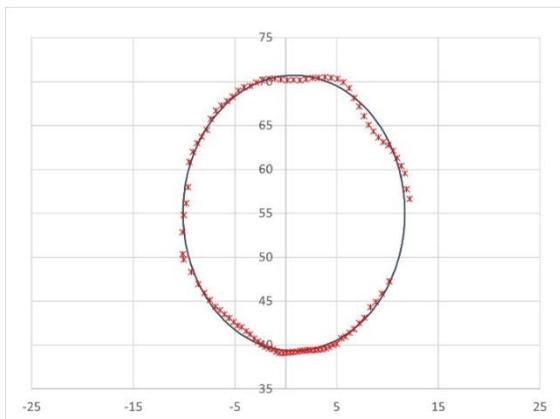


Figure 13: Elliptical approximation of the contour line at $30'000 \text{ cd/m}^2$ based on the example in Figure 12.

For each α in 10° steps, the luminance of the reflection is determined using the BRDF. The corresponding measurement results are shown in the form of elliptical contour lines in Figure 14. It can be seen that the ellipses hardly change for steep angles α . However, when α is flat, the reflecting surfaces become larger. For α starting from 50° , in accordance with Figure 3 in Chapter 2, the $30'000 \text{ cd/m}^2$ contour line is no longer specified, but instead the higher limit values.

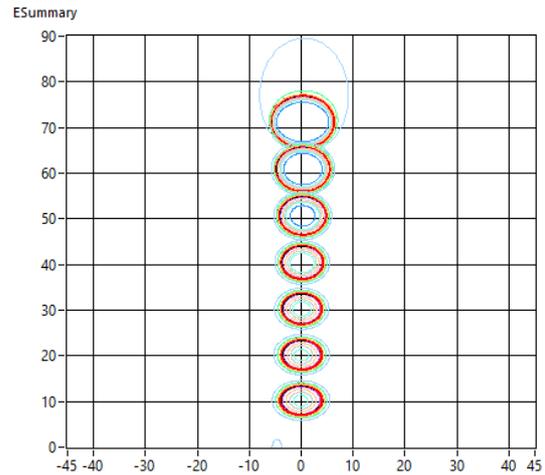


Figure 14: BRDF measurements shown as contour lines for different incident angles. Each set of circles refers to one specific incident angle with different colours for different luminance levels. The red circles show the contour line for a luminance of $30'000 \text{ cd/m}^2$.

For technical reasons the instrument that is used to measure the BSDF functions is not made for α of 80° or more. The measurements are therefore restricted to a maximum of $\alpha = 70^\circ$. Even these measurements show, that or many glasses with only slight textures surfaces the $30'000 \text{ cd/m}^2$ contour line is passing over the 90° reflection angle.

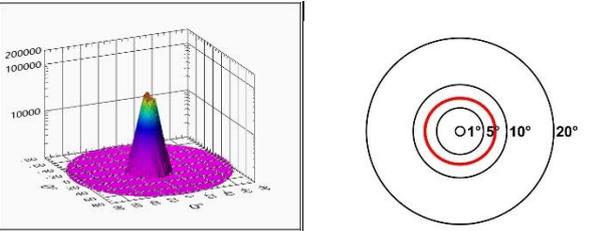
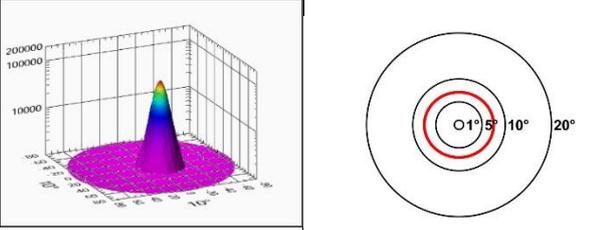
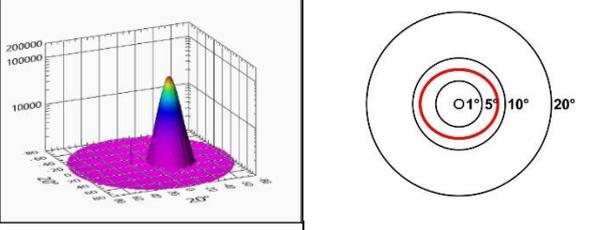
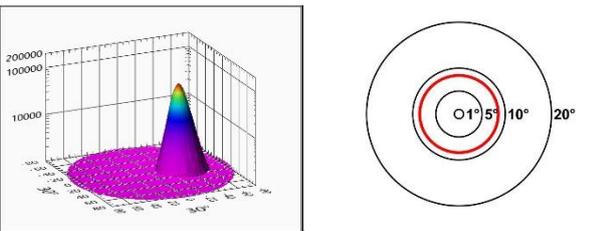
Assuming a luminance of $30'000 \text{ cd/m}^2$ being critical for glare hazards, a contour line at $30'000 \text{ cd/m}^2$ can be formed (see chapter 2 of this paper). Adopting the approach that was developed in Chapter 2, just means that the contour line is adjusted for higher angles α .

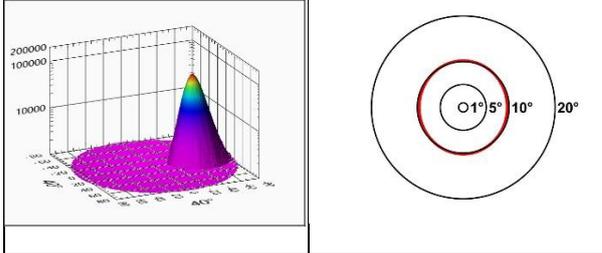
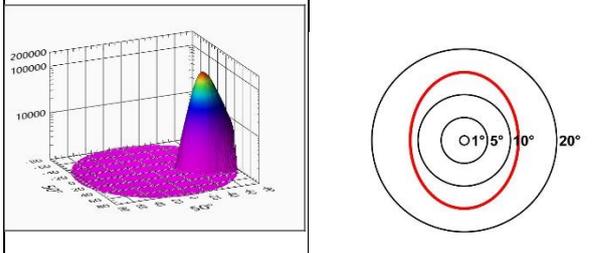
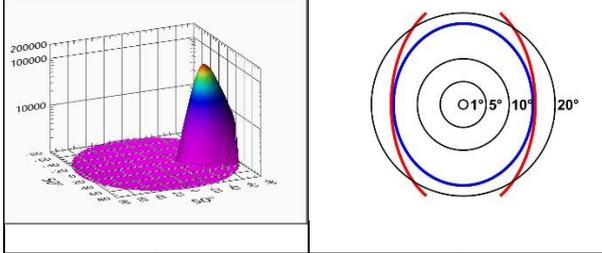
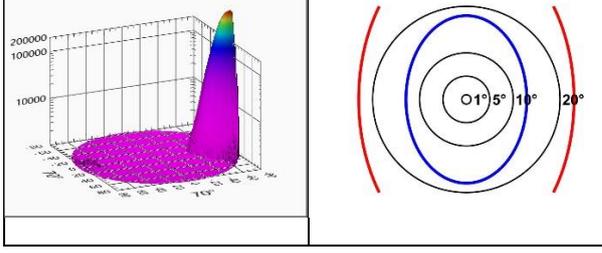
In analogy to Table I, all measurement results for α between 0° and 70° are shown in Table II. Because the measured solar glass differs from that in Chapter 3.2, the results are not directly comparable. However, both tables show that the approach can be presented in the same way regardless of the implementation and regardless of the product being measured.



Figure 15: Glass sample used to demonstrate the BRDF approach.

Table II: Left: Typical BRDF measurements of a glare-reduced PV module at different α . The z-axis for the luminance in cd/m^2 is logarithmic. The flat ground is caused by the lower cut at $1000 \text{ cd}/\text{m}^2$. Reflections below this value are irrelevant. Right: Luminance contour lines (approximated ellipses) for a typical PV surface. The red line indicates the contour line for $30'000 \text{ cd}/\text{m}^2$ and the blue line indicates the contour line when following the glare criteria defined in chapter 2.

Optical picture		Luminance image	
α ($^\circ$)	Luminance max cd/m^2	Vertical axis ($^\circ$)	Horizontal axis ($^\circ$)
$\alpha = 0^\circ$	22'000	7.1	7.5
<p>Ellipse red: 30'000 cd/m^2</p> 			
$\alpha = 10^\circ$	23'900	7.0	8.5
<p>Ellipse red: 30'000 cd/m^2</p> 			
$\alpha = 20^\circ$	26'400	7.5	8.4
<p>Ellipse red: 30'000 cd/m^2</p> 			
$\alpha = 30^\circ$	31'700	8.4	8.5
<p>Ellipse red: 30'000 cd/m^2</p> 			

$\alpha = 40^\circ$	43'400	10.2	9.6
<p>Ellipse red: 30'000 cd/m^2</p> 			
$\alpha = 50^\circ$	75'700	14.9	11.7
<p>Ellipse red: 30'000 cd/m^2</p> 			
$\alpha = 60^\circ$	182'500	23.3 (17.7)	15.7 (15.2)
<p>Ellipse red: 30'000 cd/m^2 Ellipse blue: 40'000 cd/m^2</p> 			
$\alpha = 70^\circ$	342'900	34.0 (18.0)	23.0 (12.9)
<p>Ellipse red: 30'000 cd/m^2 Ellipse blue: 100'000 cd/m^2</p> 			

In comparison to Table I which is based on a standard PV module, the luminance of the glare-reduced PV module measured in Table II is much lower, but the beam spread is greater. Overall, this leads to a larger ellipse of possible glare. Luminance values for α between 0° to 20° are below $30'000 \text{ cd}/\text{m}^2$ and do therefore not cause glare according to Chapter 2.

4 INTERPRETATION

Table III: Identified glare properties of standard module, based on luminance images of Chapter 3.2. Values in blue (in brackets) refer to the increased glare limit for angles of $\alpha = 60^\circ$ and larger.

α ($^\circ$)	Limit (cd/m ²)	Lmax (cd/m ²)	Vertical Axis ($^\circ$)	Horizontal Axis ($^\circ$)
5 $^\circ$	30'000	594'000	5.0	5.7
10 $^\circ$	30'000	577'000	4.7	5.9
20 $^\circ$	30'000	539'000	4.9	5.4
30 $^\circ$	30'000	587'000	4.9	5.2
40 $^\circ$	30'000	495'000	5.1	5.0
50 $^\circ$	30'000	839'000	6.3	5.0
60 $^\circ$	40'000	2'400'000	7.4 (7.8)	4.7 (5.0)
70 $^\circ$	100'000	11'900'000	8.2 (9.8)	3.6 (4.4)
80 $^\circ$	400'000	47'500'000	8.2 (10.7)	2.3 (3.8)

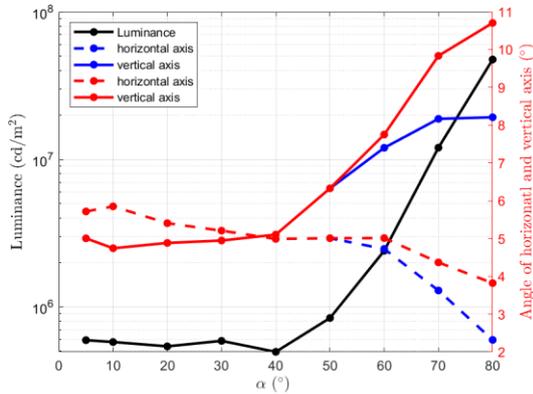


Figure 16: Plotted glare properties of a standard module, based on luminance images (module presented in Chapter 3.2).

The angular dependence of the glares studied in Chapter 3.2 are summarised in Table III and Figure 16; the ones for Chapter 3.3. in Table IV and Figure 17, respectively. The results serve as an example of how the angular dependence of glare can be characterised in a simple two-dimensional graph.

The graphical representation (Figure 16 and Figure 17) allows to identify the glare characteristics of the studied modules and to compare them. Since the methods in Chapter 3.2. and 3.3. examine different PV modules, different glare characteristics can be seen. While the luminance for angles $\alpha < 50^\circ$ is independent for the standard module investigated in chapter 3.2 (Figure 16), the luminance of the glare-reduced module investigated in chapter 3.3 (Figure 17) already increases for low α . Complementary behaviour is also seen in the horizontal axis of the glare ellipse. While the horizontal axis of glare ellipse of the standard module decreases with higher alpha, the same axis of the glare-reduced module rather increases with higher alpha.

Table IV: Identified glare properties of the glare-reduced module, based on BRDF approach of Chapter 3.3. Values in blue (in brackets) refer to the increased glare limit for angles of $\alpha = 60^\circ$ and larger.

α ($^\circ$)	Limit (cd/m ²)	Lmax (cd/m ²)	Vertical Axis ($^\circ$)	Horizontal Axis ($^\circ$)
0 $^\circ$	30'000	22'300	7.1	7.5
10 $^\circ$	30'000	24'100	7.0	8.5
20 $^\circ$	30'000	26'700	7.5	8.4
30 $^\circ$	30'000	32'000	8.4	8.5
40 $^\circ$	30'000	44'000	10.2	9.6
50 $^\circ$	30'000	76'100	14.9	11.6
60 $^\circ$	40'000	185'000	17.7 (23.4)	15.2 (15.8)
70 $^\circ$	100'000	347'000	18.0 (34.0)	13.0 (23.0)
80 $^\circ$	400'000	na	na	na

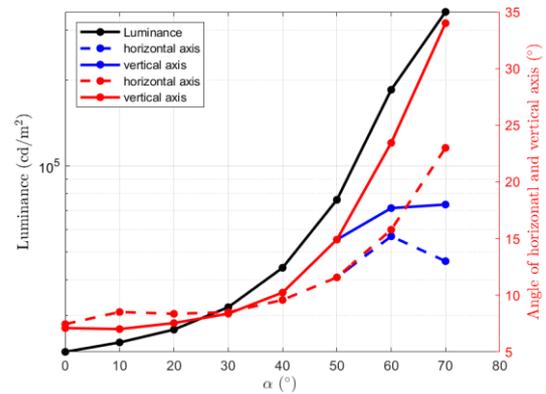


Figure 17: Plotted glare properties of a glare-reduced module, based on BRDF approach. Luminance values below the curve given in Figure 3 are not considered to cause glare (module presented in Chapter 3.3).

6 PRESENTATION OF THE RESULTS AS A FUNCTION

The luminance as well as the horizontal and vertical axes can be represented as a function. Due to the various influences that lead to the characteristics of the two axes, empirical functions are sought. It seems clear that the best candidate can vary depending on the type of glass. It also makes a big difference whether the function should display the contour line with a constant 30'000 cd/m² or the one with higher limit values for flatter angles as introduced in Chapter 2. In this paper, the latter is chosen, as it has more relevance in practice.

Since the human eye sees logarithmically, it makes more sense to fit the logarithm of the luminance instead of the luminance itself. In this way, the fit for smaller luminance values deviates less from the measured values in absolute terms than for large luminance values, which is necessary to adequately represent the luminance for small alpha.

Two functions are tested to fit the logarithm of luminance. First, since the logarithm of the luminance (mostly) increases more with a larger angle of incidence α ,

i.e. its second derivative is greater than or equal to 0, the following cosine function is tested:

$$\ln(y) = a + \frac{b}{\cos(\alpha)^c}$$

Here a, b, and c are parameters to be defined and α denotes the angle of incidence. Second, to better account for the fact that the luminance values can remain constant at low luminance values, α up to 50° , the biquadratic function, which has been investigated in [1] is tested:

$$\ln(y) = a \cdot \alpha^4 + b \cdot \alpha^2 + c$$

Table V: Parameters identified for the standard PV module measured in Chapter 3.2.

y	Luminance		Vertical axis	Hor. axis
	cos $e^{a+\frac{b}{\cos(\alpha)^c}}$	biquadratic $e^{a\alpha^4+b\alpha^2+c}$	Logistic $\frac{a}{1+e^{-(\alpha-b)\cdot d}} + c$	
a	2.173	$1.235 \cdot 10^{-7}$	3.411	-1395
b	10.82	$-5.504 \cdot 10^{-5}$	52.46	190.5
c	0.211	13.2	4.854	5.621
d	na	na	0.167	0.05465
R ²	0.958	0.983	0.99516	0.955

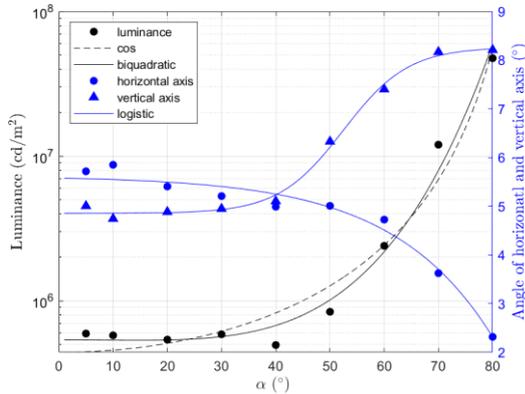


Figure 18: Fit of luminance image-based measurements of the standard PV module in Chapter 3.2.

The dimensions of the vertical and horizontal axes of the ellipse, on the other hand, are almost constant at steep angles of incidence, then increase and stagnate again at shallow angles α . For this reason, an S-curve (sigmoid function, logistic function) is chosen as the fit function.

$$y = \frac{a}{1 + e^{-(\alpha-b)\cdot d}} + C$$

For the results in Table IV and Table III, the parameters in Table V and Table VI were found. The fits to the respective parameters are shown in Figure 18 and Figure 19

The biquadratic function seems to be more suitable for luminance values that remain constant during small incident angles ($\alpha < 50^\circ$), which is the case for the standard solar glass of Chapter 3.2 ($R^2 = 0.983$ vs. $R^2 = 0.958$, see Figure 18). This may be because the biquadratic function,

unlike the cos function, is generally not a monotonically increasing function (between 0° and 90°).

The logarithm of the luminance values measured in Chapter 3.3. is monotonically increasing (see Figure 19) and can be fitted equally adequately by the biquadratic function ($R^2 = 0.993$) as well as by the cos function ($R^2 = 0.993$).

How well the logistic function agree with the measured axis values depends in particular on how the limit values for flat angles of incidence ($\alpha > 50^\circ$) are chosen. If these are greatly increased as suggested in this paper, sigmoid functions suitable. However, if the limit values were left at $30'000 \text{ cd/m}^2$, the biquadratic or cosine function would maybe be more suitable.

Table VI: Parameters identified for the glare-reduced PV module measured in Chapter 3.3.

y	Luminance		Vertical axis	Hor. axis
	cos $e^{a+\frac{b}{\cos(\alpha)^c}}$	biquadratic $e^{a\alpha^4+b\alpha^2+c}$	Logistic $\frac{a}{1+e^{-(\alpha-b)\cdot d}} + c$	
a	18.5	$2.733 \cdot 10^{-8}$	11.11	5.882
b	-8.52	$4.439 \cdot 10^{-4}$	45.31	47.03
c	-0.3774	9.999	7.23	8.214
d	na	na	0.169	0.2229
R ²	0.992	0.993	0.998	0.918

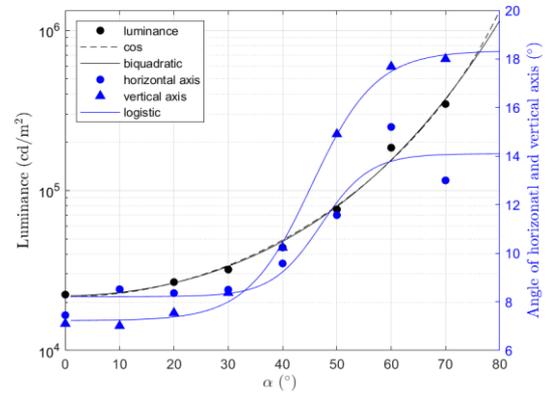


Figure 19: Fit of BRDF approach-based measurements of the glare-reduced PV module in Chapter 3.3.

7 CONCLUSION

In this paper, a new definition and form of representation of the beam spreading of reflections from solar glasses was introduced and discussed. The proposal made is intended to describe properties regarding glare on PV modules in a simple and yet practically relevant way.

The proposal is based on the fact that glare on solar glasses is mostly elliptical and can therefore be characterised with a horizontal and vertical axis as well as the maximum luminance of the glare surface.

The method presented here works for glasses whose glare is elliptical. However, it does not work for characterising a reflection in general, especially when a PV module is produced with a glare-free glass. The method is particularly designed for implementation in software tools that are intended to calculate the possible glare on an optically slightly scattering surface in a simple way.

Although this paper examines various aspects of the form of glare, not all questions have been answered. Chapter 8 therefore lists which points should be further investigated.

8 OUTLOOK

The method presented here has not yet been used in a glare calculation tool and thus has not yet been tested for its practicality. This is proposed as the next step. Also, no product screening has been done yet. It is proposed to create a database of typical solar glasses and to record their luminance, as well as horizontal and vertical axis of the glare ellipse.

Furthermore, the paper has some inconsistencies that should be further investigated in the future:

1. It is assumed that the specular reflection for standard solar glasses is independent of the glass orientation. Figure 11 shows that this is not true or only partially true. To what extent this renders the statements of the paper invalid needs to be checked.
2. The validity restriction of the method presented in this paper refers to reflections that have an elliptical appearance. This restriction needs to be defined more precisely.
3. The methods in chapter 3.2 and chapter 3.3 should lead to identical results. The extent of the differences between the methods still needs to be validated.
4. The angle of incidence-dependent threshold value of 30,000 cd/m² to 400,000 cd/m² is proclaimed in this paper, but has not yet been confirmed. Further work and plausibility checks are necessary.
5. The geometric model in Chapter 3.1 does not fully correspond to reality and should be improved if this approach is to be pursued further.
6. The fit functions suggested in Chapter 6 should be tested, optimized and validated using different PV modules or surfaces.

9 ACKNOWLEDGEMENT

This publication was written as part of the project "Grundlagen zu "reflexionsarm" gem.Art. 32a RPV". This project is being implemented by the Swiss photovoltaic association Swissolar in collaboration with the OST University of Applied Sciences and the Bern University of Applied Sciences. The project is financed by the Federal Office of Energy.

10 REFERENCES

- [1] Bucher, Christof; Danaci, Sirin; Wandel, Jasmin (25 Oktober 2021). Glare Hazard Analysis of Novel BIPV Module Technologies In: Solar World Congress. Monaco (virtual). 25.-29. Oktober 2021.
- [2] Andreas Bohren, 2015. Blendung von Solaranlagen Übersicht zur aktuellen Rechtslage. 25. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, 6.-8. Mai 2015, Kloster Banz, Bad Staffelstein.
- [3] Clifford K. Ho, 2011, Methodology to Assess Potential Glint and Glare Hazards From Concentrating Solar Power Plants: Analytical

Models and Experimental Validation, Journal of Solar Energy Engineering, Concentrating Solar Technologies Department, Sandia National Laboratories, Albuquerque, USA.

- [4] Clifford K. Ho, 2015, Solar Glare Hazard Analysis Tool (SGHAT) Technical Reference Manual, Sandia National Laboratories, Albuquerque, USA.
- [5] Florian Ruesch et al., 2015, Quantification of Glare from Reflected Sunlight of Solar Installations, SPF Institute for solar technology, HSR Rapperswil university of applied science, SHC 2015, International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry.
- [6] Florian Ruesch et al., 2016, Methode zur Quantifizierung der Blendung durch Solaranlagen - Vergleich mit anderen Materialien der Gebäudehülle, Institut für Solartechnik SPF, Hochschule für Technik Rapperswil HSR, 26. Symposium Thermische Solarenergie, 20.-22.04.2016 in Bad Staffelstein, Germany.
- [7] Referenz: Christof Bucher, Reflexionen an Photovoltaikanlagen, Ursachen und Lösungen, Bulletin electrosuisse, September 2021 [<https://www.bulletin.ch/de/news-detail/reflexionen-an-photovoltaikanlagen.html>].
- [8] Kanton Bern / Meteotest, Blendtool V1.2.0, www.blendtool.ch, Switzerland, accessed 11th of September 2023.
- [9] Photovoltaic Systems: Lower Levels of Glare and Reflectance vs. Surrounding Environment, Sunpower Corporation, Document # s107905 Rev A, 1st of October 2019
- [10] Data sheet, Kioto Solar, Sonnenkraft, Glas-Folien Solarmodul, Power-66 HC, 405Wp / 410Wp HC, 400Wp HC black, Blendreduziertes DEFLECT Glas, June 2022
- [11] EN 12665, Light and lighting - Basic terms and criteria for specifying lighting requirements, 2018
- [12] Marc Wittlich, 2010, Blendung – Theoretischer Hintergrund, Institut für Arbeitsschutz der Deutschen, Gesetzlichen Unfallversicherung (IFA), Sankt Augustin, Germany, May 2010
- [13] EN 12464-1, Light and lighting - Lighting of work places - Part 1: Indoor work places
- [14] Leonie Geerdinck: Glare perception in terms of acceptance and comfort. Graduation Report an: Faculty Industrial Engineering & Innovation Sciences, Technische Universiteit Eindhoven. http://alexandria.tue.nl/extra2/afstversl/tm/Geerdinck_2012.pdf, August 2012
- [15] Robert D Clear, Discomfort glare: What do we actually know? In: Lighting Research and Technology. vol. 45 no. 2 141-158 doi:10.1177/1477153512444527, April 2013
- [16] Hiroshi TAKAHASHI, Yoshinori KOBAYASHI, Shou ONDA, Takashi IRIKURA: Position Index for the Matrix Light Source. In: Journal of Light & Visual Environment. Vol. 31 (2007) No. 3 S. 128–133., https://www.jstage.jst.go.jp/article/jlve/31/3/31_3_128/_article
- [17] Julius Yellowhair and Clifford K. Ho, Assessment of Photovoltaic Surface Texturing on Transmittance Effects and Glint/Glare Impacts, Proceedings of the ASME 2015 Power and Energy Conversion.