

# Über die Blendungsbewertung von reflektiertem Sonnenlicht bei Solaranlagen

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, PF 100565, 98684 Ilmenau

## 1 Problemstellung

Im Zuge der Bestrebungen nach CO<sub>2</sub>-Reduktion in der Atmosphäre und für einen Ausstieg aus der Kernkraft werden verstärkt Solaranlagen gebaut. Freiflächensolaranlagen überdecken ganze Mulden und Hügelzüge in der Landschaft und umfassen zum Teil mehrere Hektaren. Dachanlagen sind kleiner, dafür aber nicht immer im Sinne optimaler Lichtabsorption ausgelegt, da sie sich an der Gebäudearchitektur orientieren.

Solche Anlagen sollen zwar Licht absorbieren, ein nicht unerheblicher, mehr oder weniger gerichteter Anteil wird aber in die Umgebung reflektiert. Dadurch kann das Spiegelbild der Sonne in der Nachbarschaft solcher Anlagen zu erheblicher Blendung von Anwohnern und gegebenenfalls auch von Verkehrsteilnehmern führen. Besonders kritisch sind östlich oder westlich zum Beobachtungspunkt gelegene Anlagen. Unproblematisch sind Solarkraftwerke, welche die Strahlung mit Spiegeln auf einen Absorber fokussieren und Photovoltaikanlagen, deren Ausrichtung der Sonne nachgeführt wird. Letztere reflektieren das Licht in Richtung Sonne zurück und können daher nicht zu Blendung in der Umgebung führen.

Zur Bewertung der Blendung durch Photovoltaik-Elemente (im Folgenden „PV-Elemente“ genannt) fehlen bislang einheitliche Bewertungsgrundlagen. In dem Beitrag werden erste Grundlagen für die Bewertung der Blendwirkung von Dach- und Freiflächensolaranlagen bei vorgegebenem Beobachterort dargestellt.

## 2 Ausgangslage

In Deutschland und der Schweiz bestehen derzeit keine offiziellen oder einheitlichen Immissionsgrenzwerte oder -richtwerte zur Beurteilung von Blendungen durch reflektiertes Sonnenlicht. Großflächige Solarkraftwerke fallen in Deutschland als betriebliche Anlage unter das Bundes-Immissionsschutzgesetz – BimSchG<sup>1</sup>; die von Privaten auf ihren Hausdächern montierten Solaranlagen werden hingegen nach dem Baurecht oder Nachbarrecht beurteilt. Im Gegensatz dazu gilt das Schweizerische Umweltschutzgesetz USG für betriebliche und private Betreiber. Gemäß dem Bayerischen Landesamt für Umwelt LfU kann die Reflexion von Sonnenlicht an Photovoltaikanlagen mit einer erheblichen Belästigung der Nachbarschaft verbunden sein, da die hohe Leuchtdichte der reflektierten Sonne die Grenze der Absolutblendung überschreiten kann. Wird das LfU bei Baubewilligungsverfahren von den Landkreisen hinzugezogen, versucht es im Vorfeld solche erhebliche Belästigungen über die zu erwartenden Blendzeiträume abzuschätzen und rät gegebenenfalls zu Minderungsmaßnahmen. /6/

In Deutschland sind mindestens sechs Urteile bekannt, die reflektiertes Sonnenlicht betreffen und auf deutschem Nachbarrecht basierend gefällt worden sind. Werte zur Intensität liegen in den Urteilstexten nicht vor, ab wann eine Beeinträchtigung als erheblich angesehen wird, stützt sich auf die Zeitdauer pro Tag. Werte über 20 bis 30 Minuten pro Tag werden als erheblich angesehen. Die Zahlen beruhen auf Untersuchungen zur Dauer von störendem periodischem Schattenwurf bei Windkraftanlagen /5/. Angesichts der völlig unterschiedlichen Wirkung, die bei Sonnenlichtreflexionen im Prinzip sogar bis zur Gefährdung des Auges reichen kann, fragt es sich, ob diese Analogie sachgerecht ist und damit sowohl den Erbauern von solchen Anlagen Planungssicherheit, wie auch den Anwohnern einen adäquaten Schutz im Sinne der Immissionsschutzgesetze ermöglichen kann.

<sup>1</sup> Auffassung des Unterausschusses „Recht/RUV“ des LAI Immissionen /6/.

Empirische Untersuchungen zum Ausmaß der erzeugten Blendung sind dem Autor nicht bekannt und stehen noch aus. Eine Arbeit [2] beschreibt die Möglichkeiten zur Berechnung der Blendungswahrscheinlichkeit unter Berücksichtigung geometrischer und klimatischer Aspekte wie etwa die Position und Ausrichtung der PV-Elemente, die Topographie oder der örtliche jahreszeitabhängige Bedeckungsgrad. Die Arbeit aus dem Jahr 2009 kommt ebenfalls zum Schluss, dass bislang keine Untersuchungen bekannt sind, welche die eigentliche Blendwirkung zum Beispiel in Form eines Blendungsindex beschreibt.

In diesem Beitrag wird die Ansicht vertreten, dass die Blendwirkung von Solaranlagen unabhängig vom Bedeckungsgrad des Himmels zu beurteilen ist, da es sich hier um mehr als nur eine Belästigung sondern auch um eine Gefährdung handeln kann, die mit einer „Worst-Case“-Betrachtung zu bewerten ist. Zudem wird der Außenraum von Liegenschaften wie zum Beispiel der Garten oder die Terrasse an sonnigen Tagen besonders stark genutzt, wodurch sich gerade dann ein psychologisches Belästigungsschema entwickeln kann. Wolkenbedeckte Tage ohne Blendung hingegen bleiben von den Betroffenen unbeachtet, da sie sich vermehrt im Gebäudeinneren aufhalten.

Das Vorgehen zur Bewertung der Blendung durch PV-Elemente gliedert sich in diesem Beitrag in folgende zwei Aspekte:

- a) Ermittlung von Datum und Uhrzeit möglicher Störungen
- b) Kriterien zur Beurteilung der Blendwirkung

### 3 Ermittlung von Datum und Uhrzeit möglicher Störungen

Prinzipiell kann die Berechnung von Datum und Uhrzeit einer möglichen Störung eines Beobachters durch ein PV-Element mit Hilfe von Simulationssoftware durchgeführt werden. Sie kann aber auch relativ einfach mittels eigenen Berechnungen in zwei Schritten erfolgen: 1. Ermitteln der Himmelskoordinaten, welche der Beobachter im PV-Element als Spiegelbild sehen kann und 2. Ermitteln von Datum und Uhrzeit zu welchen sich die Sonne an diesen Himmelskoordinaten befindet.

#### 3.1 Ermitteln der Himmelskoordinaten

Gegeben sei die Mitte einer PV-Elementfläche mit dem Ortsvektor  $\vec{p}$  und ein Beobachter mit dem Ortsvektor  $\vec{b}$ . Die Ortsvektoren beziehen sich auf ein geografisches Koordinatensystem und haben ihren Ursprung in einem beliebig gewählten Nullpunkt (in Abb. 1 liegt er in der südwestlichen Ecke der Anlage). Im Folgenden wird angenommen, dass die x-Richtung gegen Osten und die y-Richtung gegen Norden verläuft und dass die z-Koordinate die Höhe über Normalnull beschreibt. Zudem seien der Neigungswinkel  $\beta$  (Winkel zwischen der Flächennormalen und der z-Richtung), sowie der Azimutwinkel  $\alpha$  (Winkel der Drehung aus der Südausrichtung um die z-Achse im Uhrzeigersinn) des PV-Elements gegeben. Für optimale Energieeffizienz liegt der Neigungswinkel bei PV-Elementen in Deutschland zwischen  $25^\circ$  und  $30^\circ$  und bei Wärmekollektoren zwischen  $30^\circ$  und  $45^\circ$ . Die Elemente sollten mit einem Azimutwinkel von  $0^\circ$  nach Süden ausgerichtet sein, was aber bei Dachanlagen nicht immer erfüllt werden kann.

Gesucht wird die für diese Konstellation kritische Sonnenhöhe  $\gamma_s$  und das kritische Sonnenazimut  $\alpha_s$ . Als Zwischenschritt wird erst der Normalenvektor  $\vec{n}$  des PV-Elements, sowie der Richtungsvektor  $\vec{r}$  vom Beobachter zum PV-Element bestimmt:

$$\vec{n} = \begin{pmatrix} -\sin \beta \cdot \sin \alpha \\ -\sin \beta \cdot \cos \alpha \\ \cos \beta \end{pmatrix} \quad (1)$$

und 
$$\vec{r} = \vec{p} - \vec{b} \quad (2)$$

Danach wird ein Richtungsvektor  $\vec{d}$  ermittelt, der parallel zu  $\vec{n}$  senkrecht auf der Ebene des PV-Elements (= erweiterte Fläche des PV-Elements) steht und auf den Beobachter zeigt:

$$\vec{d} = -(\vec{n} \cdot \vec{r}) \cdot \vec{n} \quad (3)$$

Der vorzeichenbehaftete Abstand des Beobachters von der Ebene des PV-Elements beträgt dann:

$$d = \vec{n} \cdot \vec{d} \quad (4)$$

Ist  $d < 0$ , sieht der Beobachter die Rückseite des PV-Elements und eine Spiegelung ist nicht möglich. Ein an der PV-Ebene gespiegelter virtueller Beobachter „schaut“ durch das PV-Element hindurch zur gesuchten Himmelsposition. Das heißt, dass der Richtungsvektor  $\vec{r}'$  vom PV-Element zu den gesuchten Himmelskoordinaten gleich dem an der PV-Ebene gespiegelten Richtungsvektor  $\vec{r}$  ist:

$$\vec{r}' = \vec{r} + 2 \cdot \vec{d} \quad (5)$$

Für die winkelabhängige Beschreibung des PV-Reflexionsgrads könnte es nützlich sein, den Ein- bzw. Ausfallwinkel  $\chi$  zu kennen. Er lässt sich wie folgt ermitteln (mit  $r = |\vec{r}|$ ):

$$\chi = \arccos \frac{-\vec{n} \cdot \vec{r}}{r} \quad (6)$$

Die gesuchten Himmelskoordinaten Sonnenhöhe  $\gamma_s$  und  $\alpha_s$  ergeben sich mit:

$$\gamma_s = \Delta\gamma_s + \arcsin \frac{r'_z}{r'} \quad (7)$$

und 
$$\alpha_s = \Delta\alpha_s - \arctan \frac{-r'_x}{r'_y} \quad (8)$$

Bei Gleichung (8) ist auf das Vorzeichen zu achten; in MS-Excel wird dazu am einfachsten die folgende Funktion verwendet:  $\alpha_s = \Delta\alpha_s - \text{ARCTAN2}(-r'_x; r'_y)$ . Die Winkelkorrekturen  $\Delta\gamma_s$  und  $\Delta\alpha_s$  betragen für den Sonnenmittelpunkt  $0^\circ$ , für andere Bereiche der Sonne bis zum Sonnenrand liegen sie im Intervall  $\pm 0,26^\circ$ .

Für die Bewertung der Störung eines Beobachters ist auch der wahrgenommene Abstand des spiegelnden PV-Elements zur Sonne ein wesentlicher Aspekt. Je näher sich dieses zur Sonne befindet, desto geringer wird die Störwirkung sein, da in Richtung Sonne ohnehin nicht geblickt wird. Der wahrgenommene Abstand wird mit dem Winkel  $\kappa$  zwischen den Richtungsvektoren  $\vec{r}$  und  $\vec{r}'$  beschrieben:

$$\kappa = \arccos \frac{\vec{r} \cdot \vec{r}'}{r \cdot r'} \quad (9)$$

### 3.2 Ermitteln von Datum und Uhrzeit

Den Berechnungen von Datum und Uhrzeit kann für beliebige geographische Lagen die Norm DIN 5034-2 zu Grunde gelegt werden /3/. Allerdings stellt sich dort die umgekehrte Fragestellung: Gegeben ein Ort mit Uhrzeit und Datum, bei welchen Himmelskoordinaten befindet sich dann die Sonne? Hier soll jedoch bei gegebenem Ort aus den zuvor ermittelten Himmelskoordinaten das Datum und die Uhrzeit der Sonnenposition bestimmt werden. Die in DIN 5034-2 angegebenen Formeln müssen daher umgekehrt werden, was mit Ausnahme derjenigen für die Berechnung der Sonnendeklination  $\delta$  aus der Tageszahl  $J'$  (Gl. 8 der DIN) auch möglich ist. Diese möglichen Umkehrungen werden hier nicht weiter ausgeführt.

Als Alternative zur Berechnung der Tageszahl  $J$  aus der Sonnendeklination  $\delta$  kann eine vereinfachte Formel nach Chang /1/ verwendet werden:

$$J = \frac{365}{360^\circ} \arcsin\left(\frac{\delta}{23,44^\circ}\right) - 284 \quad (10)$$

Der Arkussinus ist in Grad zu berechnen; statt 365 ist in Schaltjahren 366 einzusetzen. Zudem ist zu beachten, dass beim in (8) ermittelten Sonnenazimut anders als in DIN 5034-2 der Wert  $0^\circ$  gegen Süden gerichtet ist.

In Abb. 1 wird ein Beispiel für die Berechnung an 966 PV-Elementen einer geplanten Freiflächensolaranlage mit einem Beobachter gezeigt. Die Berechnungen erfolgten nicht nur für die Mitte des PV-Elements, sondern jeweils auch für alle vier Ecken, deren Positionen natürlich von der Abmessung und dem Neigungs- sowie Azimutwinkel des PV-Elements abhängen. Zudem wurde berücksichtigt, dass nicht nur die Mitte der Sonne, sondern ihre ganze Fläche bis zum Sonnenrand zu Sonnenlichtreflexionen führen kann. Daraus resultieren dann die Abb. 2 dargestellten Zeiten möglicher störender Sonnenreflexionen in Richtung des Beobachters (siehe auch Daten in Tab. 1 für ausgewählte Tage im Jahr).

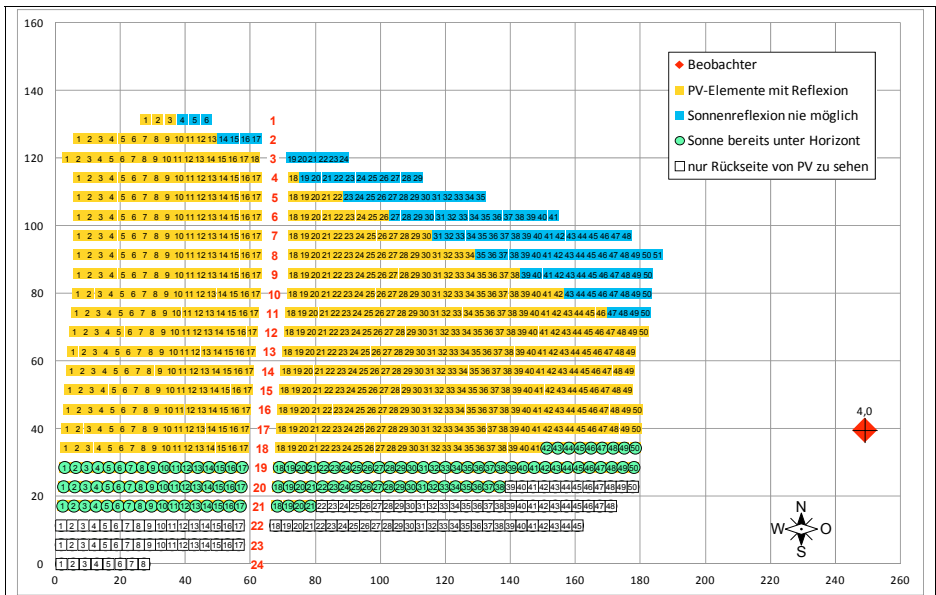


Abb. 1: Beispiel einer geplanten Freiflächensolaranlage in Süddeutschland mit 966 PV-Elementen der Größe 3,4 m x 3,4 m und dem Neigungswinkel  $25^\circ$ , sowie einem Beobachterstandort im Osten, in 4 m Höhe über Grund (1. OG). Einige PV-Elemente im Norden reflektierten nur Himmelsabschnitte, welche die Sonne nie überstreicht. Die südlichsten PV-Elemente werden nur von hinten gesehen und führen daher nicht zu Blendung. Etwas nördlich davon sind PV-Elemente in denen der Beobachter nicht den Himmel, sondern Teile der Landschaft sieht. Sie können vorkommen, wenn sich die PV-Elemente in deutlich tieferer Lage als der Beobachter befinden (z.B. in einer Mulde).

Ausgeschlossen sind störende Reflexionen für PV-Elemente die...

- a) ...Himmelsabschnitte reflektieren, welche die Sonne nie erreicht ( $|\delta| > 23,44^\circ$ ),
- b) ...reflektieren würden, nachdem die Sonne untergegangen ist ( $\gamma_s < 0^\circ$ ),
- c) ...vom Beobachter nur von hinten zu sehen sind ( $d < 0$ ).

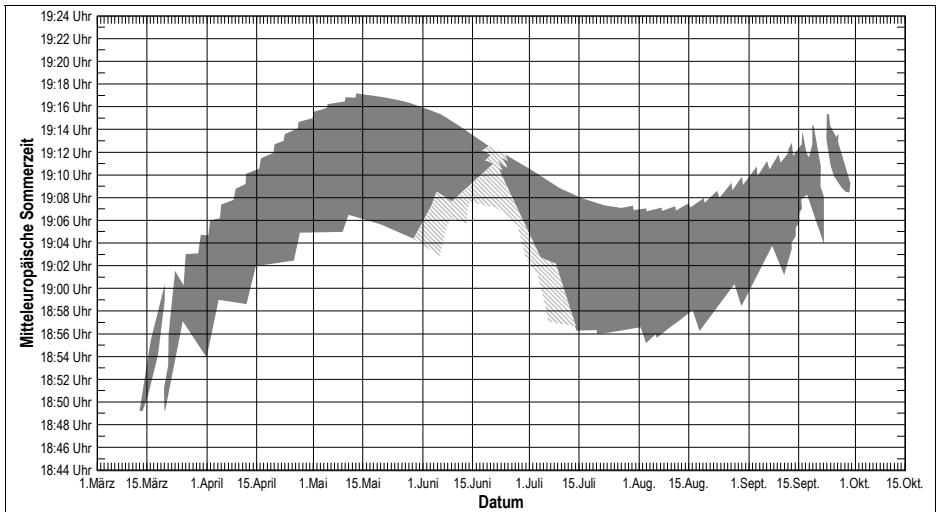


Abb. 2: Uhrzeiten mit Blendung für die Situation von Abb. 1 in Abhängigkeit vom Datum. Im Mai und im Juli/August sind die längsten Spiegelungsdauern von ca. 11 Minuten zu erwarten. Die ersten Spiegelungen treten täglich jeweils bei den östlichen PV-Elementen auf und wandern dann zu den westlichen. Ende März und September ist die Spiegelung nicht durchgehend. Das Spiegelbild der Sonne springt dann von einer der westlich vom Beobachter gelegenen PV-Reihe zur nächsten, mit kurzen Unterbrüchen durch die Zwischenräume. Die schraffierten Bereiche im Juni kennzeichnen die diskontinuierlichen Spiegelungen durch Teilflächen der nördlichsten noch die Sonne reflektierenden PV-Elemente. Das Diagramm ist nur beispielhaft und nicht allgemeingültig. Bereits geringe Änderungen der Ausgangsparameter können es völlig anders aussehen lassen.

Tab. 1: Beginn, Ende und Dauer von Sonnenlichtreflexionen zu ausgewählten Kalenderdaten für das Beispiel von Abb. 1. Zusätzlich wird rechts der Winkel zwischen dem reflektierenden PV-Element und der Sonne angegeben. Zum Vergleich: Der Sonnendurchmesser beträgt  $0,52^\circ$ ; zwischen dem Horizont und dem Zenit liegen  $90^\circ$ .

Datum	Beginn (Sommerzeit)	Ende (Sommerzeit)	Dauer (Minuten)	Winkel $\kappa$ zwischen PV-Element und Sonne	
				von	bis
15. März	18:50	18:53	3	$4,0^\circ$	$4,0^\circ$
01. April	18:54	19:05	11	$9,7^\circ$	$7,6^\circ$
15. April	19:02	19:11	9	$13,0^\circ$	$11,4^\circ$
01. Mai	19:05	19:15	10	$17,5^\circ$	$15,4^\circ$
15. Mai	19:06	19:17	11	$19,8^\circ$	$18,2^\circ$
01. Juni	19:04	19:16	12	$23,1^\circ$	$20,8^\circ$
15. Juni	19:07	19:13	6	ca. $21,8^\circ$	ca. $21,8^\circ$
01. Juli	19:02	19:11	9	$21,7^\circ$	$21,7^\circ$
15. Juli	18:56	19:08	12	$22,3^\circ$	$20,1^\circ$
01. Aug.	18:57	19:07	10	$19,1^\circ$	$17,3^\circ$
15. Aug.	18:58	19:07	9	$15,4^\circ$	$14,1^\circ$
01. Sept.	19:00	19:10	10	$15,4^\circ$	$9,8^\circ$
15. Sept.	19:06	19:13	7	$6,4^\circ$	$5,9^\circ$

Hügelketten, die den Horizont höher setzen, können grob dadurch berücksichtigt werden, dass der Grenzwinkel für  $\gamma_s$  in b) größer als  $0^\circ$  gewählt wird. In einem weiteren Schritt könnte man gegebenenfalls auch die verdeckende Wirkung von hohen Hecken zwischen Beobachter und den PV-Elementen berücksichtigen (hier nicht weiter ausgeführt).

## 4 Kriterien zur Beurteilung der Blendwirkung

### 4.1 Intensität und Größe des Sonnen-Spiegelbildes

Die Leuchtdichte der Sonne ist abhängig von der Sonnenhöhe, für mittlere Sonnenhöhen werden hier 1 Mia  $\text{cd/m}^2$  angenommen. Für einen längeren direkten Blick in eine Lichtquelle sind aber nur Leuchtdichten zwischen 4000  $\text{cd/m}^2$  und 10'000  $\text{cd/m}^2$  gerade noch erträglich. Das heißt, der Reflexionsgrad eines PV-Elements müsste zwischen 0,0004% und 0,001% liegen. Die üblichen Reflexionsgrade für direkte Reflexion liegen aber derzeit zwischen 3% bis 10%, und sie nehmen mit größerem Einfallswinkel zu, ab 60° sogar deutlich /8/,/9/. Entspiegelungsmaßnahmen mögen den Wert auf 1% reduzieren. Es ist also mit Leuchtdichten zwischen 10 Mio  $\text{cd/m}^2$  und 100 Mio  $\text{cd/m}^2$  zu rechnen, was deutlich über der Grenze zu Absolutblendung von 10'000  $\text{cd/m}^2$  bis 1,6 Mio  $\text{cd/m}^2$  liegt /7/.

In der Lichttechnik ist es üblich, Blendung mit einem Blendungsindex zu beschreiben. Dieser berücksichtigt die Leuchtdichte  $L_s$  der Blendquelle, die Umfeldleuchtdichte  $L_u$  auf welche das Auge adaptiert ist, die Größe der Blendquelle als Raumwinkel  $\Omega_s$  und die Position im Gesichtsfeld bezüglich der Blickrichtung mit einem Positionswinkel  $w$  (siehe Abb. 3 links). Manchmal wird auch das Alter  $A$  des Beobachters berücksichtigt:

$$G \approx w(\theta, A) \cdot \frac{L_s^{n_1} \cdot \Omega_s^{n_2}}{L_u^{n_3}} \quad (11)$$

Die Exponenten  $n_1$ ,  $n_2$  und  $n_3$  werden je nach Index leicht unterschiedlich festgelegt. Da die PV-Elemente parallel ausgerichtet sind, können sich die Reflexionen zwar gleichzeitig auf mehrere Reihen verteilen, die wahrgenommene Fläche der Spiegelbilder wird aber insgesamt nicht größer als die wahrgenommene Fläche der Sonne selbst. Die Sonne weist einen Durchmesser von 0,52° auf, womit ihr Raumwinkel  $\Omega_s = 6,4 \cdot 10^{-5} \text{sr}$  beträgt. Mit einer im Freien üblichen Umfeldleuchtdichte  $L_u$  von 500  $\text{cd/m}^2$  bis 4000  $\text{cd/m}^2$  und einem Reflexionsgrad des PV-Elements von 5% ergeben sich dann für die ideal reflektierte Sonne z.B. G-Werte nach Hopkinson /4/ von über 100'000. Das sehen bei direktem Blick praktisch 100% der Bevölkerung als intolerabel an. Damit erscheint eine Bewertung unabhängig von der Intensität, allein auf Grund der Expositionsdauer erst mal berechtigt.

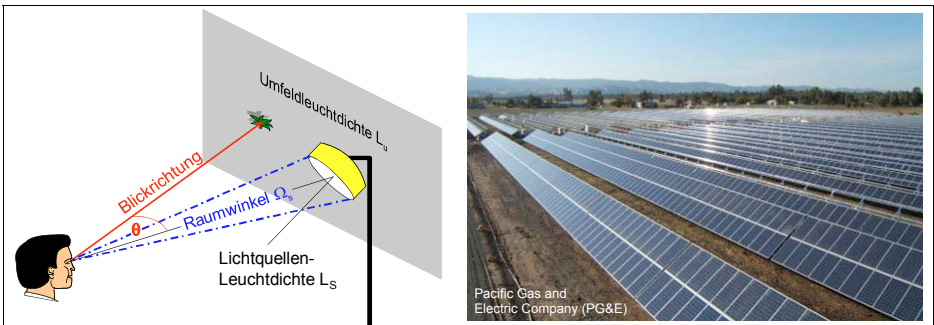


Abb. 3: Links: Parameter zur Berechnung eines Blendungsindexes.

Rechts: Beispiel eines Photovoltaik-Parks mit Sonnenreflexion. Durch Streuung des Lichts an der Oberfläche entsteht anstelle eines Sonnen-Spiegelbildes ein heller Streifen.

Allerdings hat der Mensch bei der Sonne gelernt, durch Blickabwendung mit dieser Situation umzugehen. Für die Bewertung der Störung ist es daher hilfreich zu wissen, wie nahe sich die lichtreflektierenden PV-Elemente zur wahrgenommenen Sonnenposition befinden. Je kleiner der Winkel zwischen PV-Element und Sonne ist, mit desto geringerer Störung

ist zu rechnen. Dieser Winkel  $\kappa$  ist beispielhaft in Tab. 1 den beiden rechten Spalten zu entnehmen. Wie dieser Winkel zu bewerten ist, wurde nicht untersucht – in der Diskussion wird derzeit davon ausgegangen, dass  $\kappa \leq 10^\circ$  unbedenklich ist, größere Winkel könnten aber auch tolerabel sein. Ein Positionsindex würde das berücksichtigen, wobei sich dieser nicht auf die Blickrichtung, sondern auf die Richtung der Sonne beziehen müsste.

Ein weiterer Faktor, für den noch Untersuchungsbedarf besteht, ist die durch Unebenheiten, Verschmutzung und Oberflächenrauheit (z.B. durch Entspiegelungsmaßnahmen) hervorgerufene mehr oder weniger starke diffuse Reflexion des Sonnenlichts. Sie äußert sich durch Lichtstreifen, die vom Spiegelbild der Sonne in Richtung des Beobachters verlaufen (Abb. 3 rechts) und es gleicht der Erscheinung von spiegelndem Licht auf einem See bei Sonnenuntergang. Nur befindet sich hier auf Grund der PV-Neigung die Sonne nicht in der Verlängerung des Streifens, sondern nördlicher davon. Der Streifen kann breiter erscheinen als der Sonnendurchmesser.

Für die Bewertung der Blendung bedeutet dies, dass die Leuchtdichte des „Rest-Spiegelbildes“ und des Streifens geringer wird als diejenige eines reinen Spiegelbildes. Hingegen wird gleichzeitig die leuchtende Fläche und damit der Raumwinkel vergrößert. Da der Raumwinkel in die Formeln zum Blendungsindex nur mit halb so großem Exponenten eingeht, wie die Leuchtdichte der Blendquelle, würde dies eine Reduktion der Blendwirkung bedeuten. Aber es bleibt fraglich, ob der Blendungsindex bzw. seine Exponenten bei den hohen Leuchtdichten noch gültig sind. Zudem kann sich bei kleinen Anlagen mit der Lichtstreuung die Expositionszeit verlängern. Mit dem derzeitigen Wissensstand kann nur die vereinfachte Situation einer gerichteten Spiegelung ohne diffuse Reflexion betrachtet werden. Um für eine Verminderung des Blendungspotenzials von PV-Elementen einen Anreiz zu geben, wäre es jedoch interessant Korrekturfaktoren für die Lichtstreuung zu berücksichtigen. Wie diese zu ermitteln sind, müssen künftige Untersuchungen zeigen.

## 4.2 Dauer der Exposition

Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark belästigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belästigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. In der deutschen Rechtsprechung hat sich inzwischen offenbar ein Richtwert von „30 Minuten pro Tag“ als Beurteilungsgrenze für eine erhebliche Belästigung etabliert. Nach Erfahrung des Bayerischen LfU seien keine Beschwerden über eine Blendung zu erwarten, sofern die Kriterien „astronomisch mögliche Blenddauer von 30 Minuten pro Tag“ und „kumuliert höchstens 30 Stunden im Jahr“ eingehalten sind /6/. Diese Aussage ist aber bislang nicht bestätigt worden und stützt sich auf den periodischen Schattenwurf bei Windanlagen /5/. Bisläng ist die Akzeptanz für diese Werte bei den Betroffenen offenbar gegeben.

## 5 Diskussion

Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht. Zusammenfassend sollten folgende offenen Punkte Thema zukünftiger wissenschaftlicher Studien sein:

1. Welchen Zusammenhang gibt es zwischen der Expositionsdauer und dem Anteil stark belästigter Personen? Oder in der Umsetzung: Welcher Anteil stark belästigter Personen wird mit den derzeitigen Beurteilungsgrenzen zugelassen? Ist dieser mit anderen Umweltstörungen vergleichbar (z.B. mit Lärm, oder mit Lichtimmissionen in der Nacht)?

2. Welchen Einfluss hat die Nähe der Spiegelung zur Sonne? Oder in der Umsetzung: Unterhalb welchem Winkelabstand zur Sonne können Sonnen-Spiegelungen von PV-Elementen vernachlässigt werden?
3. Welchen mindernden (oder verstärkenden) Einfluss bezüglich Blendwirkung hat diffuse Reflexion auf der Oberfläche eines PV-Elements? Oder in der Umsetzung: Können lichtstreuende Oberflächen so entwickelt werden, dass gleichzeitig Blendung vermindert und ein hoher Energiewandlungs-Wirkungsgrad ermöglicht wird?

Es gibt noch weitere, sicher nicht abschließende Punkte, die in diesem Beitrag nicht diskutiert wurden:

4. Welche Risikogruppen bezüglich gespiegelten Sonnenlichts gibt es? Wie groß ist das Schädigungspotential für diese Personen. Beispielsweise könnten kleine Kinder länger in das Spiegelbild der Sonne blicken, so dass die Grenzwerte für optische Strahlung überschritten werden. Dazu müsste u.a. auch eine spektrale Analyse des reflektierten Lichts vorgenommen werden.
5. Wie weit können Erkenntnisse über die Blendung durch PV-Elemente auf andere Spiegelungen der Sonne übertragen werden? Es ist zum Beispiel an Glasfassaden oder Gewächshäuser zu denken.
6. Wie weit wird die Blickabwendungsreaktion bei der Sonne durch die zusätzliche „zweite Sonne“ des Spiegelbilds beeinträchtigt?

Ein herzlicher Dank geht an Herrn Dipl. Umwelt-Natw. Alexander Reichenbach vom Schweizerischen Bundesamt für Umwelt BAFU für die Auskünfte bezüglich der rechtlichen Situation in Deutschland und der Schweiz.

## 6 Literatur

- /1/ Chang T.P. (2009): The sun's apparent position and the optimal tilt angle of a solar collector in the northern hemisphere. *Solar Energy* V83 P1274-1284.
- /2/ Chiabrando R., Fabrizio E., Garnero G. (2009): The territorial and landscape impacts of photovoltaic systems: Definition of impacts and assessment of the glare risk. *Renewable & sustainable energy reviews* V13 N9 P2441 -2451.
- /3/ DIN 5034 Teil 2: Tageslicht in Innenräumen – Grundlagen (1985).
- /4/ Hopkinson R.G. (1957): Evaluation of Glare. *Illuminating Engineering* V52 N6 P305-316.
- /5/ LAI (2003): Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen (WEA-Schattenwurf-Hinweise). Länderausschuss für Immissionsschutz, Arbeitskreis Lichtimmissionen.
- /6/ Reichenbach A. (2012): persönliche Information.
- /7/ Reidenbach H.-D., Dollinger K., Ott G., Janßen M., Borse M. (2008): Blendung durch optische Strahlungsquellen. Bericht der BAUA, Forschung Projekt 2185.
- /8/ Sjerps-Koomen E.A., Alsema E.A., Turkenburg W.C. (1996): A simple model for PV module reflection losses under field conditions. *Solar Energy* V57 N6 P421–32.
- /9/ Yamada T., Nakamura H., Sugiura T., Sakuta K., Kurokawa K. (2001): Reflection loss analysis by optical modeling of PV module. *Solar Energy Materials and Solar Cells* V67 P405–13.