Gesellschaft für Solarenergie Berlin mbH
Unternehmen des DGS Landesverbandes Berlin Brandenburg e.V.

DGS Gesellschaft für Solarenergie Berlin mbH
Erich-Steinfurth-Str. 8
10243 Berlin

Phone +49 (030) 29 38 12 60
Fax +49 (030) 29 38 12 61
Email dgs@dgs-berlin.de
Web www.dgs-berlin.de

Fachgutachten zur Bewertung der Blendwirkung durch Reflexion an PV-Modulen (Blendgutachten) einer PV – Freiflächenanlage in Priestewitz

Anlage:	PV Freiflächenanlage K8551 01561 Priestewitz OT Medessen
in Auftrag gegeben von:	MEE-Projektgesellschaft 1 GmbH & Co. KG Philipp Briglmeir Eutritzscher Straße 14b 04105 Leipzig
Projektnummer:	A18.160/001
Gutachter:	M. Sc. Lorenz Groß
Bearbeiter:	B. Sc. Christoph Johann

Berlin, 26.02.2021

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 4
2 Beschreibung der Umgebung 4
3 Beschreibung der PV-Anlage 5
4 Grundlagen der Strahlengeometrie 7
4.1 Geometrische Reflexionssituation 7
4.2 Reflexionseigenschaften des vorgesehenen Modultyps 9
4.3 Reflexion von gerichteter Strahlung an den Glasflächen der Module 10
5 Methodik der Untersuchung 11
5.1 Bewertungsbasis 11
5.2 Simulationstool und Modellierung 12
5.3 Simulationsausgabe 13
6 Analyse und Quantifizierung der Einflüsse durch Reflexion 14
6.1 Simulationsparameter und Eingabedaten 15
6.1.1 PV-Anlage 15
6.1.2 Bahnstrecke 16
6.1 Reduzierung der Länge der Bahnstrecke (RE) in der Simulation 18
6.2 Ergebnisse 20
6.2.1 Auswertung der Bahnstrecke für einen Neigungswinkel von 15° 20
6.2.2 Auswertung der Bahnstrecke für einen Neigungswinkel von 20° 21
7 Auswertung 23
7.1 Bahnstrecke mit einem Neigungswinkel von 15° 23
7.2 Bahnstrecke mit einem Neigungswinkel von 20° 24
8 Blendschutz 26
8.1 Ausrichtungs- und Neigungsuntersuchung zur Vermeidung von Blendung 26
8.2 Blendschutzmaßnahmen 27
9 Fazit 30
10 Literaturverzeichnis 31

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: PV-Anlage (gelb markiert) in Medessen (OT Priestewitz) (Quelle: Google Earth) 4
Abbildung 2: Geplante Modulaufständerung und Tischbelegung 5
Abbildung 3: Belegungsbeispiel der geplanten PV-Module (Quelle: Auftraggeber) 6
Abbildung 4: Reflexion eines Lichtstrahls..... 7
Abbildung 5: (a) Ideale spekulare Reflexion, (b) Reale spekulare Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion Quelle: (Linz, Kunst Universität) 7
Abbildung 6: Mikrostrukturierte (matt/matt) Oberfläche (Solarglass (matt/matt) SILK) 9
Abbildung 7: Streuung der gerichteten Strahlung/Sonnenstrahlung 9
Abbildung 8: Reflexion von gerichteter Reflexion an der Glasfläche des Moduls (Darstellung anhand eines Strahls)..... 10
Abbildung 9: Reflexionseigenschaften typischer Abdeckgläser (Quelle: (Yamada T.)) 14
Abbildung 10: Verortung der PV-Felder 1 – 4 (Quelle: Google Earth) 15
Abbildung 11: Verortung der Bahnstrecken RE und ICE (Quelle: Google Earth) 17
Abbildung 12: Grafische Darstellung der verkürzten Bahnstrecke RE 20
Abbildung 13: Jährlich auftretende Blendung des PV-Felds 3 (15° Neigung) in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Bahnstrecke RE nach Monaten 23
Abbildung 14: Jährlich auftretende Blendung des PV-Felds 4 (15° Neigung) in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Bahnstrecke RE nach Monaten 24
Abbildung 15: Jährlich auftretende Blendung des PV-Felds 3 (20° Neigung) in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Bahnstrecke nach Monaten 25
Abbildung 16: Jährlich auftretende Blendung des PV-Felds 4 (20° Neigung) in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Bahnstrecke nach Monaten 25
Abbildung 17: Darstellung des Blendschutzwalls (gelb) an den PV-Feldern 3 und 4 28
Abbildung 18: Höhenprofil mit Wall (150m ü. NN) und PV-Feld 3 (141 bzw. 142m ü. NN). Die untersuchte Strecke ist gelb auf der Karte (oben) dargestellt. Das Höhenprofil ist unten dargestellt. Der rote Pfeil verdeutlicht die im Höhenprofil angezeigte Linie mit 150m ü. NN 29
Abbildung 19: Blick von Brücke auf PV-Felder..... 29

1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission einer PV-Freiflächenanlage in Medessen (Ortsteil der Gemeinde Priestewitz) und die damit einhergehende Beeinträchtigung der Umgebung untersucht. Die Freiflächenanlage besteht aus vier angrenzenden PV-Felder und verläuft südlich einer Bahnstrecke. Dabei werden die Auswirkungen auf den den Bahnverkehr (S-Bahn & ICE) untersucht und entsprechende Blendschutzmaßnahmen ausgearbeitet und empfohlen.

2 Beschreibung der Umgebung

Die PV-Freiflächenanlage ist nördlich der Gemeinde Medessen geplant. Medessen ist ein Ortsteil der Gemeinde Priestewitz im Landkreises Meißen in Sachsen. Der Mittelpunkt der Koordinaten der Freiflächenanlage ist 51°16'13.90"N und 13°28'3.86"E. Südlich der Anlage verläuft die zweigleisige ICE-Bahnstrecke Leipzig - Dresden. Weiterhin durchläuft eine zweigleisige Regional-Express (RE)-Bahnstrecke die PV-Felder. Die Bahnstrecken werden in beide Richtungen befahren. Abbildung 1 verdeutlicht den Mittelpunkt (gelbe Stecknadel) der geplanten PV-Freiflächenanlage und die direkte Umgebung auf einem Kartenausschnitt von Google Earth.

Abbildung 1: PV-Anlage (gelb markiert) in Medessen (OT Priestewitz) (Quelle: Google Earth)

3 Beschreibung der PV-Anlage

Aus dem Vorentwurf der technischen Auslegung der PV-Freiflächenanlage Priestewitz ist zu entnehmen, dass die Verwendung von 450 Wp – Modulen geplant ist. Die Modulabmessungen betragen 2,094 x 1,038 m. Die untere Modulkante ist auf einer Höhe von ca. 0,6 m und die obere Modulkante von ca. 2,33 m über Grund geplant. Die mittlere in der Simulation angenommene Modulhöhe liegt somit bei 1,465 m. Die Aufständerung der Module ist entweder in einem Winkel von 15° oder 20° in einer Süd-Ausrichtung geplant. Beide Varianten werden in der Simulation untersucht. Dabei werden drei Module horizontal aufgeständert. Der Reihenabstand der Module beträgt voraussichtlich 3,00 m. Die grafische Darstellung ist aus Abbildung 2 zu entnehmen. Weiterführende Informationen über die geplanten Module sind aufgrund der sich in der Planungsphase befindlichen PV-Anlage nicht gegeben. Abbildung 3 verdeutlicht ein Belegungsbeispiel der Module.

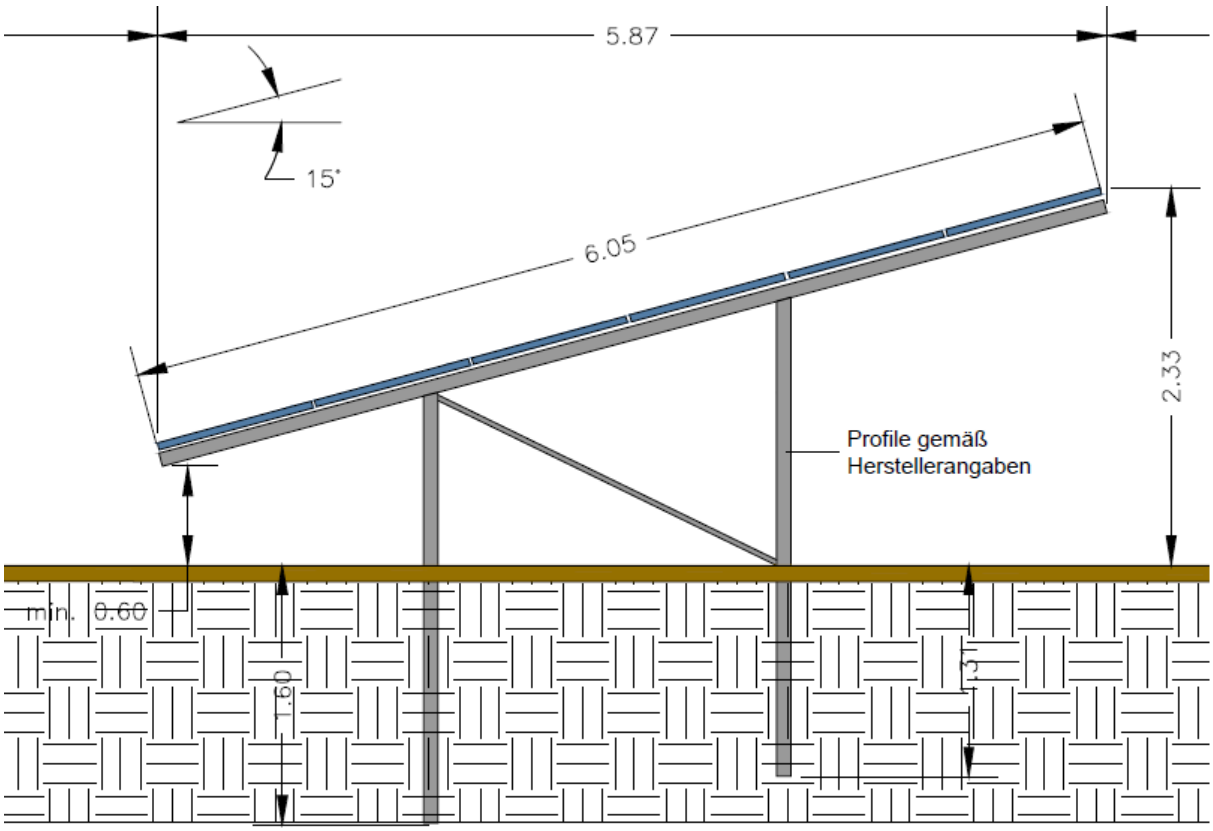

Abbildung 2: Geplante Modulaufständerung und Tischbelegung

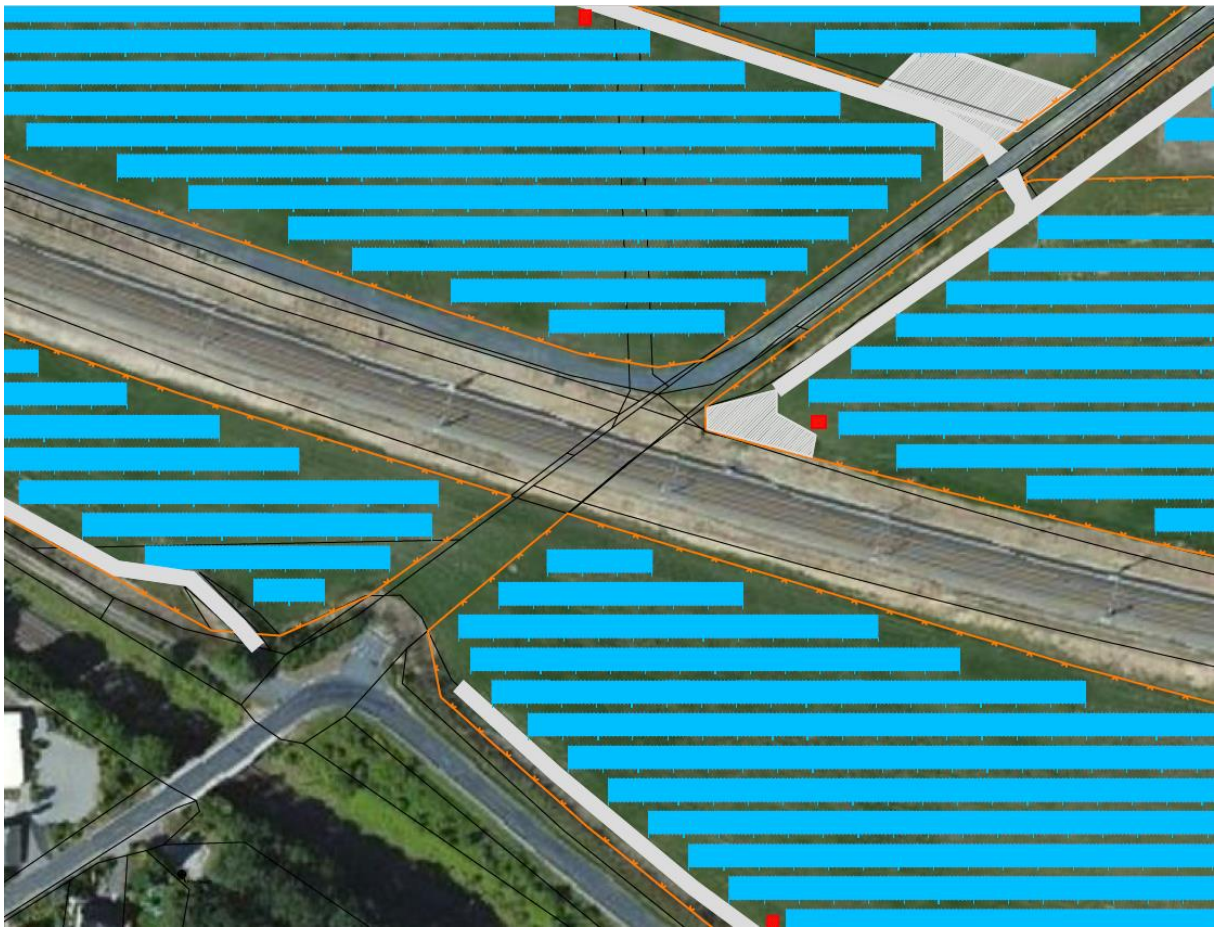

Abbildung 3: Belegungsbeispiel der geplanten PV-Module (Quelle: Auftraggeber)

4 Grundlagen der Strahlengeometrie

In diesem Abschnitt werden die Grundlagen zur Berechnung der Lichtemission erläutert.

4.1 Geometrische Reflexionssituation

Nach dem Reflexionsgesetz ist der Winkel des einfallenden Lichtstrahls bezogen auf die Flächennormale (Senkrechte, Lot zur Fläche) gleich dem Winkel des reflektierten Strahls zur Normalen ($\alpha = \beta$).

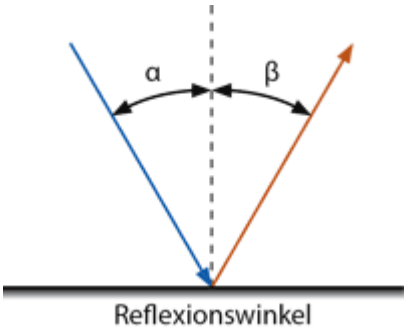

Abbildung 4: Reflexion eines Lichtstrahls

Das Reflexionsgesetz gilt grundsätzlich bei der Reflexion von Lichtstrahlen, auch wenn die reflektierende Oberfläche nicht eben ist oder diffuses Licht einfällt. Dann gilt für jeden einzelnen Lichtstrahl am jeweiligen Auftreffpunkt auf der Oberfläche individuell das Reflexionsgesetz.

Trifft das Licht auf eine schwarze und undurchsichtige Oberfläche, so wird es (zum größten Teil) absorbiert. Es wird nur ein sehr geringer Teil des Lichts reflektiert. So erscheint ein Modul, das mit schwarzen (monokristallinen) bzw. blauen (polykristallinen) Zellen bestückt ist, als dunkle Fläche.

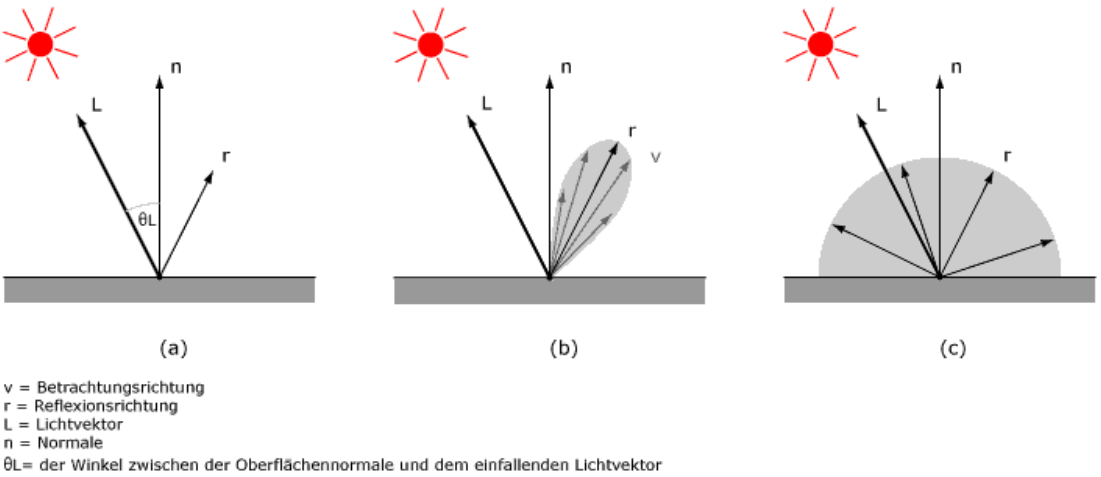

Abbildung 5: (a) Ideale spekulare Reflexion, (b) Reale spekulare Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion Quelle: (Linz, Kunst Universität)

Die Streuung der reflektierten Strahlung ist relativ hoch, so dass eine Blendwirkung durch gerichtete (Sonnen-)Strahlung mit zunehmendem Abstand im Allgemeinen nicht als Blendung, sondern als Aufhellung („heller Fleck“) der bestrahlten Oberfläche wahrgenommen wird. Der Kernbereich eines „Strahlbündels“ (von der Sonne kommende parallele Lichtstrahlen) ist als helle Fläche auf dem im übrigen Bereich dunklen Modul wahrzunehmen, die zu keiner Blendung führt. Verschmutzung durch Staub etc. kann zu einer zusätzlichen Streuung des reflektierten Lichtes führen.

Neben der idealen Reflexion (a) entsprechend des Brechungsgesetzes ergeben sich durch strukturierte Glasoberflächen weitere Strahlrichtungen. Dabei bildet sich nach dem Lambertzschen Gesetz ein weiterer Schwerpunkt in Richtung der Normalen, d.h. senkrecht zur Glasoberfläche aus. Im Falle von aufgeständerten PV-Anlagen ist diese Strahlrichtung nicht relevant, da in den Himmel gerichtet. (b) beschreibt die nichtideale Reflexion in Form einer Bündelaufweitung. Mit steigendem Differenzwinkel zwischen Reflexionswinkel und Richtung des Betrachters nimmt die Intensität der reflektierten Strahlung stark ab. Für die Untersuchung der Blendwirkung ist daher nur die Richtung der ideal reflektierten Strahlung relevant.

Im Rahmen der vorliegenden Analyse wird die Moduloberfläche entsprechend den Vorgaben der Licht-Leitlinie (Ministerium für Umwelt, 2012) **als ideal reflektierend betrachtet.**

4.2 Reflexionseigenschaften des vorgesehenen Modultyps

Zum Aufbau des Deckmaterials der PV-Module liegen keine gesonderten Informationen vor. Typischerweise kommen bei kristallinen Modulen leicht strukturierte (matt/matt) Einscheibensicherheitsgläser als Frontabdeckung zum Einsatz.

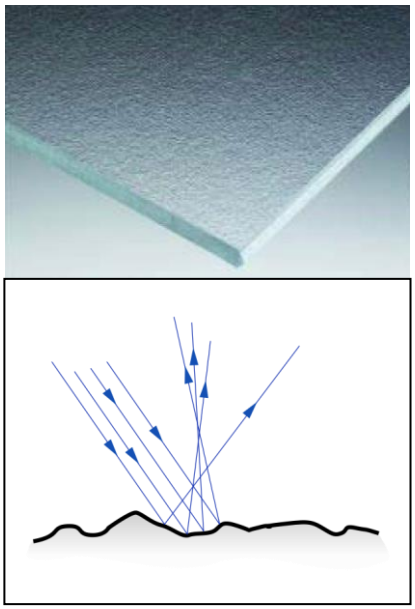

Abbildung 6: Mikrostrukturierte (matt/matt) Oberfläche (Solarglass (matt/matt) SILK)

Abbildung 7: Streuung der gerichteten Strahlung/Sonnenstrahlung

Ziel der Module ist es, einen möglichst hohen Anteil des Sonnenlichtes zu nutzen, so dass Gläser mit möglichst hoher Transmission und niedriger Reflexion verwendet werden. Die Transmission der Solargläser liegt typischerweise bei 90 - 96%, so dass die Reflexions- und Streuungsverluste max. 10% betragen. Allerdings kommt es bei Einfallswinkeln von mehr als 50° zu höheren Reflexionen bis hin zur vollständigen Reflexion bei mehr als 88°.

4.3 Reflexion von gerichteter Strahlung an den Glasflächen der Module

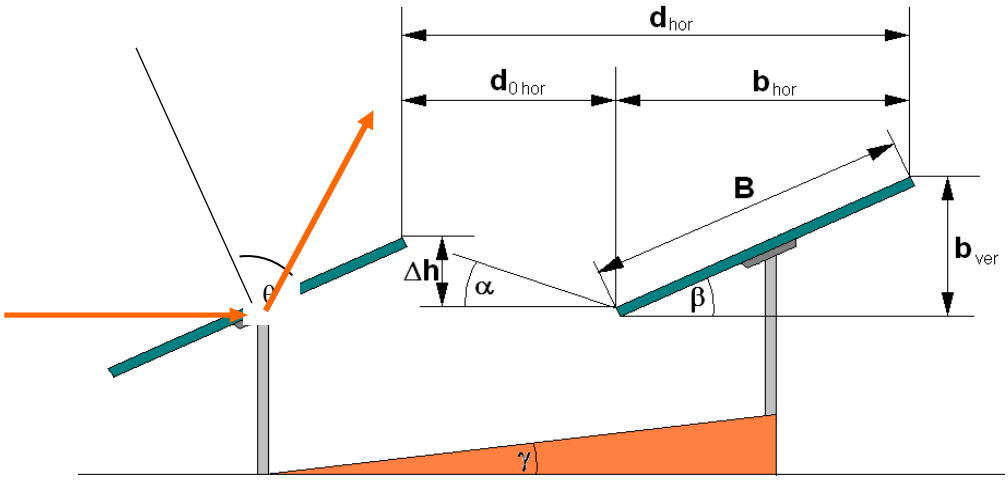

Abbildung 8: Reflexion von gerichteter Reflexion an der Glasfläche des Moduls (Darstellung anhand eines Strahls)

Zur Untersuchung der Reflexionssituation an den Modulen sind demnach die geometrischen Daten von Bedeutung, die sich aus der Sonnenbahn und der Modulausrichtung ergeben. Die Lage der Modulfläche ist definiert durch die Geländeneigung und die Orientierung und Neigung der Module. Diese geometrischen Daten werden in einem Berechnungsprogramm eingegeben und für den Standort die Sonnenstände von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang in Ein-Minutenschritten über den Modulen ermittelt. Anhand des Azimut- und Höhenwinkels der Sonne über der Modulfläche wird der Azimut- und Höhenwinkel der reflektierten gerichteten Strahlung berechnet.

Folgende Winkeldefinitionen werden verwendet:
Azimut: 0° (Norden) – 90° (Osten) – 180° (Süden) – 270° (Westen)
Höhe: -90° – 0° (Horizontlinie) – 90°

Beispiele:

- Eine Reflexion in Richtung 260° bedeutet eine Reflexion in Richtung Südwesten
- Eine Reflexion aus Richtung 70° bedeutet eine Reflexion aus Richtung Nordosten
- Ein Reflexionshöhenwinkel von -2° bedeutet dabei eine Reflexion unterhalb der Horizontalen (z.B. bei an einer höher gelegenen PV-Anlage in Richtung eins tiefen liegenden Objekts

5 Methodik der Untersuchung

5.1 Bewertungsbasis

Um die betroffenen örtlich aufgelösten Bereiche bestimmen zu können und eine quantitative Aussage über die Reflexionsimmissionen zu treffen wird ein Simulationstool verwendet. Dieses soll minutengenau darstellen, ob und zu welchem Zeitpunkt schutzwürdige Räume, einer potenziellen Blendung ausgesetzt sind. Schutzwürdige Räume sind laut LAI-Richtlinie (Ministerium für Umwelt, 2012):

- Wohnräume
- Schlafräume einschließlich Übernachtungsräume in Beherbergungsstätten und Bettenräume in Krankenhäusern und Sanatorien
- Unterrichtsräume in Schulen, Hochschulen und ähnlichen Einrichtungen
- Büroräume, Praxisräume, Arbeitsräume, Schulungsräume und ähnliche Arbeitsräume

Sollte mindestens einer dieser Räume von Blendung betroffen sein, wird überprüft ob die Beeinträchtigung/Belästigung in einem übermäßigen Maße stattfindet. Derzeit gibt es dafür in Deutschland keine gesetzlichen Regelungen, bzw. Grenzwerte. Allerdings leitet die LAI-Richtlinie (Ministerium für Umwelt, 2012) Bewertungsgrößen aus einem Hinweispapier für Windenergieanlagen (Immisionsschutz, 2002) ab. Die LAI-Richtlinie definiert diese Bewertungsgrößen wie folgt:

„[Gegenwärtig wird davon ausgegangen, dass…] eine erhebliche Belästigung im Sinne des BImSchG durch die maximal mögliche astronomische Blenddauer unter Berücksichtigung aller umliegenden Photovoltaikanlagen vorliegt, wenn diese ***mindestens 30 Minuten am Tag oder 30 Stunden pro Kalenderjahr*** *beträgt.“* (Ministerium für Umwelt, 2012)

Liegt die Blenddauer unterhalb dieser Grenzwerte ist die Belästigung allgemein hinnehmbar.

Auch der Österreichische Verband für Elektrotechnik veröffentlichte im November 2016 eine Richtlinie mit identischen Richtwerten für die Ermittlung von durch Blendung verursachte Belästigung (OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik, 2016).

Zusätzlich zu den schutzwürdigen Räumen muss überprüft werden, ob die auftretende Blendung die Sicherheit von folgenden Bereichen gefährdet:

- Straßenverkehr
- **Schienenverkehr**
- Schifffahrtsverkehr
- Verkehrssicherheit (Luft)

Tritt in einem dieser Arbeitsbereiche Blendung auf, kann selbst eine kurzzeitige Blendung schwerwiegend Folgen haben (OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik). Es sollte deshalb beim Auftreten von Blendung im Verkehrsbereich mit der Behörde und den Beteiligten eine

Risikoanalyse zur Gefährdungsbeurteilung vorgenommen werden, um ggf. Blendschutzmaßnahmen vorzunehmen.

5.2 Simulationstool und Modellierung

Das verwendete Simulationstool berechnet aus den lokalen Sonnenständen die Einfallswinkel auf die Module, bzw. Modulreihen. Aus den in Kapitel 0 dargestellten Grundlagen ergibt sich zu jedem Einfallswinkel ein Ausfallswinkel und somit zu jedem einfallenden Sonnenstrahl ein ausfallender Reflexionsstrahl. Berücksichtig wird nur die ideale Reflexion. Durch die relative Lage im Raum von PV-Modul zur untersuchende Fläche/Position kann geprüft werden, ob der reflektierte Sonnenstrahl eine Beeinträchtigung von schutzwürdigen Räumen oder eine Gefährdung der Verkehrssicherheit zur Folge hat. Die **Auflösung der Simulation ist minütlich** und erfolgt für ein Kalenderjahr.

Bei der Modellierung der Problemstellung werden folgend Vereinfachungen getroffen und begründet.

Die **räumliche Ausdehnung der Sonne wird nicht berücksichtigt**. Ferner wird sie als punktförmiger Himmelskörper betrachtet. Aufgrund der großen Entfernung der Sonne sind die Änderungen der Einfallswinkel, aufgrund der räumlichen Ausdehnung der Sonne und der im Verhältnis kleinen untersuchten Fläche, sehr klein. Ein Berücksichtigen würde im Ergebnis keine nennenswerten Veränderungen zur Folge haben.

Die **Modulflächen sind ideal verspiegelt**. Das bedeutet zum einen, dass der Einfallswinkel gleich dem Ausfallswinkel ist und auch die Intensität keine Verluste durch die Spiegelung erfährt. Vielmehr wird angenommen, dass die auf das Modul auftreffende Strahlungsintensität immer hoch genug für eine Blendung am Immissionsort ist. Somit wird der Modultyp unabhängig von der maximal möglichen Lichtimmission angenommen. Zu diesem Schluss kommt auch die TU Ilmenau. Aus einem Papier von Christoph Schierz heißt es:

“Die Leuchtdichte der Sonne ist abhängig von der Sonnenhöhe, für mittlere Sonnenhöhen werden 1 Mia cd/m² [!] *angenommen. Für einen längeren direkten Blick in eine Lichtquelle sind aber nur Leuchtdichten zwischen 4000 cd/m² und 10‘000 cd/m² 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/* [(Sjerps-Koomen E.A., 1996), (Yamada T.)]. *Entspiegelungsmaßnahmen mögen den Wert auf 1 % reduzieren. Es ist also mit Leuchtdichten zwischen 10 Mio cd/m² und 100 Mio cd/m² rechnen, was deutlich über den Grenzen zu Absolutblendung von 10‘000 cd/m² bis 1,6 Mio cd/m² liegt /7/[* (Reichenbach H.-D.)*].“* (Schierz, 2012)

Die **Blendwirkung wird unabhängig vom Bedeckungsgrad** berechnet. Somit ergeben sich die astronomisch maximalen Blendzeiträume, was einer „worst case“ Betrachtung entspricht. Dieses vernachlässigen der Wetterverhältnisse empfehlen auch das Ministerium für Umwelt (Ministerium für Umwelt, 2012) und die TU Ilmenau (Schierz, 2012).

5.3 Simulationsausgabe

Ergeben sich aus der Simulation Zeiten mit Blendung erfolgt schließlich eine Aussage zur max. Dauer, Datum und Uhrzeit (Mitteleuropäische Normalzeit – MEZ, UTC+1**)** der Blendwirkung in Form eines Blendintervalls. Die Betroffenheit innerhalb des ermittelten Blendintervalls ist dabei jedoch keineswegs kontinuierlich. Sie beschreiben vielmehr die Grenzen des frühest- bzw. spätestmöglichen Auftretens von Minuten mit einer potentiellen Blendwirkung. Außerhalb der ermittelten Intervalle kann daher von Blendfreiheit auf Basis des Reflexionsgesetzes und des astronomischen Sonnenstandes ausgegangen werden.

6 Analyse und Quantifizierung der Einflüsse durch Reflexion

Im Folgenden wird anhand der geometrischen Zusammenhänge und den vorliegenden Unterlagen der Emission- und Immissionsorte und -flächen hergeleitet, welche Bereiche hochaufgelöst simuliert werden müssen und wie die Ergebnisse zu interpretieren und ggf. zu bewerten sind.

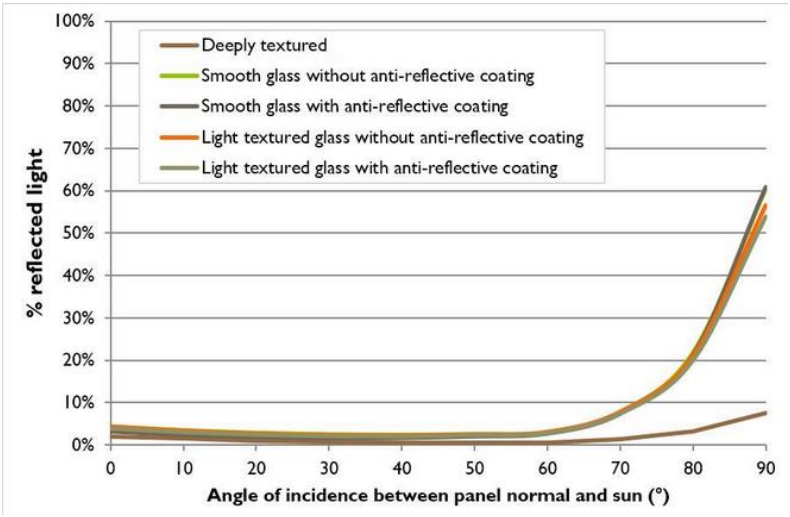

Abbildung 9: Reflexionseigenschaften typischer Abdeckgläser (Quelle: (Yamada T.))

Zusätzlich zur geometrischen Berechnung der Strahlen wird die Intensität am Immissionspunkt ermittelt. Da keine weiteren Eigenschaften bekannt sind, wird ein „normales“ Abdeckglas (smooth glas without anti-reflective coating) herangezogen, siehe Abbildung 9. Daraus ergibt sich eine Einteilung in „green glare“ und „yellow glare“. Ersteres hat ein schwaches Potential Nachbilder zu erzeugen und zweiteres ein hohes Potential. Es ist davon auszugehen, dass, unter den Annahmen aus Kapitel 5.2, beide Kategorien vom Menschen wahrgenommen werden, yellow glare allerdings mit hoher Wahrscheinlichkeit Nachbilder erzeugt und damit mindestens kurzzeitig das Sehvermögen herabsetzt. Wie sehr eine Person durch green glare beeinflusst wird, hängt u.a. von sehr individuellen physiologischen Eigenschaften der betroffenen Person ab und kann damit nicht vollständig bewertet werden.

6.1 Simulationsparameter und Eingabedaten

Die Simulationsparameter und Eingabedaten sind nachfolgendend dargestellt. Anhand dieser Daten berechnet sich die Simulation.

6.1.1 PV-Anlage

Die Verortung der geplanten PV-Freiflächenanlage ist nachfolgend beschrieben. Dabei ist die PV-Freiflächenanlage eingeteilt in insgesamt vier PV-Felder. Die Eckpunkte, die Koordinaten, die Höhe über NN, die mittlere Modulhöhe und die sich daraus ergebende Summe als Gesamthöhe sind Tabelle 1 zu entnehmen. Für die Simulation wurden die Eingabedaten der PV-Felder mit den Koordinaten und der Höhe über Normalhöhennull ermittelt. Die angenommene Neigung beträgt 15° bzw. 20°. Die Module sind Richtung Süden ausgerichtet. Abbildung 10 verdeutlicht die Verortung der PV-Felder in einem Kartenausschnitt. Diese sind blau markiert und in die einzelnen Felder aufgeteilt. Zur besseren Übersichtlichkeit werden die Simulationsergebnisse in einem PV-Feld zusammengefasst dargestellt.

Abbildung 10: Verortung der PV-Felder 1 – 4 (Quelle: Google Earth)

Tabelle 1: Verortung der PV-Felder

	Punkt	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Höhe ü. NN [m]	Mittlere Modulhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
PV Feld 1	1	51,27104	13,46357	136,2	1,465	137,7
PV Feld 1	2	51,2698	13,46667	142,3	1,465	143,8
PV Feld 1	3	51,27022	13,46756	139	1,465	140,5
PV Feld 1	4	51,27057	13,46556	136,6	1,465	138,1
PV Feld 2	1	51,26986	13,46726	141	1,465	142,5
PV Feld 2	2	51,27016	13,4678	139,3	1,465	140,8
PV Feld 2	3	51,26959	13,47151	142,2	1,465	143,7
PV Feld 2	4	51,26886	13,47146	141,2	1,465	142,7
PV Feld 2	5	51,26824	13,47105	141,5	1,465	143,0
PV Feld 2	6	51,26981	13,46724	141,5	1,465	143,0
PV Feld 3	1	51,27047	13,46869	140,7	1,465	142,2
PV Feld 3	2	51,27154	13,47083	141,5	1,465	143,0
PV Feld 3	3	51,27236	13,47257	143,4	1,465	144,9
PV Feld 3	4	51,27137	13,47226	142,2	1,465	143,7
PV Feld 3	5	51,27003	13,47166	142,6	1,465	144,1
PV Feld 4	1	51,27162	13,47046	142,4	1,465	143,9
PV Feld 4	2	51,27229	13,46422	137,8	1,465	139,3
PV Feld 4	3	51,27217	13,46382	137,6	1,465	139,1
PV Feld 4	4	51,27154	13,46366	136,8	1,465	138,3
PV Feld 4	5	51,27058	13,46819	140,3	1,465	141,8
PV Feld 4	6	51,27162	13,47037	142,4	1,465	143,9

6.1.2 Bahnstrecke

Die Verortung der angrenzenden Bahnstrecken ist in Abbildung 11 dargestellt. Die exakten Koordinaten, Höhe ü. NN, die für die Simulation angenommene Höhe des Fahrerhauses von 3,00 m und die daraus resultierende Gesamthöhe sind aus Tabelle 2 zu entnehmen. Die nördlich liegende Bahnstrecke (Bahnstrecke RE) wird von Regional-Express-Zügen befahren, während die südlich liegende Bahnstrecke (Bahnstrecke ICE) von Intercity-Express-Zügen in beide Richtungen befahren wird.

Abbildung 11: Verortung der Bahnstrecken RE und ICE (Quelle: Google Earth)

Tabelle 2: Koordinaten, Höhe ü. NN, die mittlere Modulhöhe und die Gesamthöhe über NN der angrenzenden Bahnstrecken

	Punkt	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Höhe ü. NN [m]	Höhe des Fahrerhauses [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
Bahnstrecke ICE	1	51,27394	13,45575	131,9	3	134,9
Bahnstrecke ICE	2	51,27156	13,46187	135	3	138
Bahnstrecke ICE	3	51,26793	13,47078	139,3	3	142,3
Bahnstrecke ICE	4	51,2658	13,47584	142,9	3	145,9
Bahnstrecke RE	1	51,27386	13,4558	131,8	3	134,8
Bahnstrecke RE	2	51,27322	13,45759	132,5	3	135,5
Bahnstrecke RE	3	51,2729	13,45849	132,5	3	135,5
Bahnstrecke RE	4	51,27259	13,45937	133	3	136
Bahnstrecke RE	5	51,27231	13,46026	133,4	3	136,4
Bahnstrecke RE	6	51,27204	13,46114	134,7	3	137,7
Bahnstrecke RE	7	51,27176	13,46199	136,1	3	139,1
Bahnstrecke RE	8	51,27153	13,4628	136,7	3	139,7
Bahnstrecke RE	9	51,27126	13,46374	137,1	3	140,1
Bahnstrecke RE	10	51,27099	13,46487	137,3	3	140,3
Bahnstrecke RE	11	51,27074	13,466	138,5	3	141,5
Bahnstrecke RE	12	51,2704	13,46779	140,1	3	143,1
Bahnstrecke RE	13	51,2701	13,46961	141,5	3	144,5
Bahnstrecke RE	14	51,26992	13,47092	142,8	3	145,8

6.1 Reduzierung der Länge der Bahnstrecke (RE) in der Simulation

Die topografischen Auswertungen zeigen auf, dass die Bahnstrecke RE unter einer Brücke (Koordinaten der Brücke: 51°16’11.82N 13°28’19.87“O) verläuft. Aus diesem Grund wurde die in der Simulation angenommene Länge der Bahnstrecke verkürzt. Die angepassten Koordinaten sind Tabelle 3 zu entnehmen. Anzumerken ist, dass für die weitere Untersuchung die Bahnstrecke bis zur Brücke hin verkürzt wurde, aber im gleichen Zuge zur verbesserten Auswertung, insbesondere in Bezug auf die Höhenmeter, mehrere Punkte (siehe zunehmende Zahl an Punkten und somit Koordinaten) gesetzt wurden. So ist die erhöhte Koordinatenzahl gegenüber der verkürzten

Bahnstrecke zu erklären. Abbildung 12 zeigt die verkürzte Bahnstrecke dargestellt in einer topografischen Karte.

Tabelle 3: Koordinaten, Höhe ü. NN, die mittlere Modulhöhe und die Gesamthöhe über NN der verkürzten Bahnstrecke (RE)

	Punkt	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Höhe ü. NN [m]	Höhe des Fahrerhauses [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
Bahnstrecke RE	1	51,27386	13,4558	131,8	3	134,8
Bahnstrecke RE	2	51,27322	13,45759	132,5	3	135,5
Bahnstrecke RE	3	51,2729	13,45849	132,5	3	135,5
Bahnstrecke RE	4	51,27259	13,45937	133	3	136
Bahnstrecke RE	5	51,27231	13,46026	133,4	3	136,4
Bahnstrecke RE	6	51,27204	13,46114	134,7	3	137,7
Bahnstrecke RE	7	51,27176	13,46199	136,1	3	139,1
Bahnstrecke RE	8	51,27153	13,4628	136,7	3	139,7
Bahnstrecke RE	9	51,27126	13,46374	137,1	3	140,1
Bahnstrecke RE	10	51,27099	13,46487	137,3	3	140,3
Bahnstrecke RE	11	51,27074	13,466	138,5	3	141,5
Bahnstrecke RE	12	51,2704	13,46779	140,1	3	143,1
Bahnstrecke RE	13	51,2701	13,46961	141,5	3	144,5
Bahnstrecke RE	14	51,26979	13,47194	146,5	3	149,5

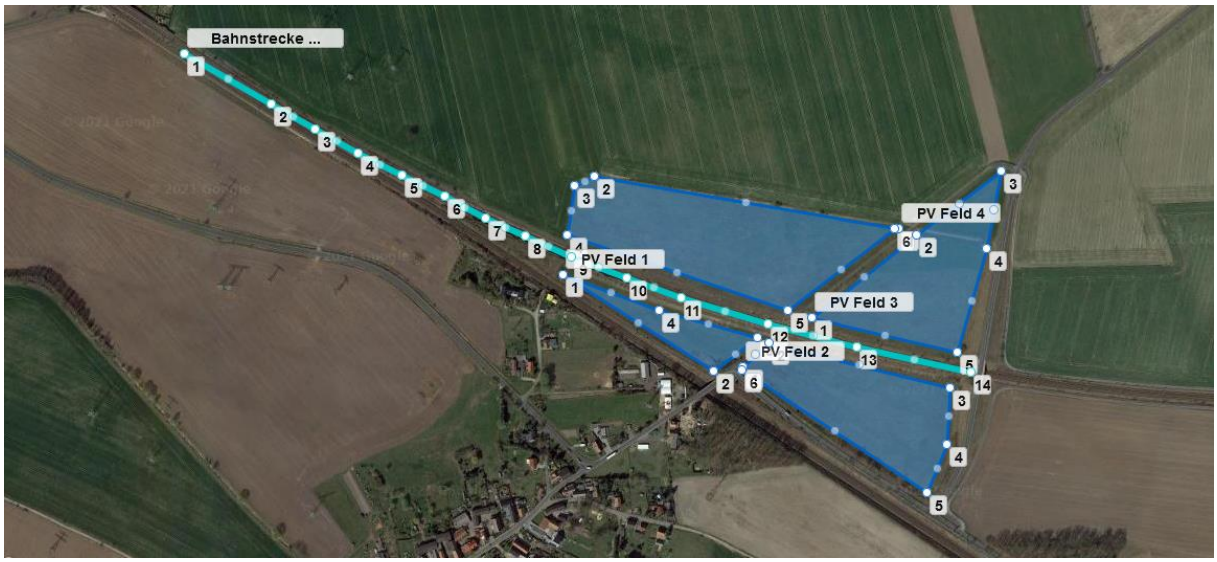

Abbildung 12: Grafische Darstellung der verkürzten Bahnstrecke RE

6.2 Ergebnisse

Nachfolgend sind die Ergebnisse dargestellt.

6.2.1 Auswertung der Bahnstrecke für einen Neigungswinkel von 15°

Die zu untersuchende Höhe wurde dabei gemäß der Höhe des Fahrerhauses auf 3 m festgelegt.

Tabelle 4 stellt die Simulationsergebnisse für die Bahnstrecken RE und ICE für den Neigungswinkel von 15° dar. Die potenzielle Blendung in Form von Yellow Glare beträgt für die Bahnstrecke RE 7675 Minuten und für die Bahnstrecke ICE 1853 Minuten.

Um die Ergebnisse der Simulation bewerten zu können, müssen zunächst allerdings noch weitere Bedingungen berücksichtigt werden. Zur Bewertung der Situation wird ein Blickwinkel von ±30° ausgehend von der jeweiligen Fahrtrichtung der Züge verwendet. So ist keine Blendung gegeben, wenn die Richtung des Vektors der Lichtreflexion sowie des Vektors der Sonnenstrahlung weniger als 10° auseinander liegen. Das bedeutet, dass die Sonne aus nahezu der gleichen Richtung scheint wie die Reflexion der Sonne an den PV-Modulen. Somit wird die Sonne, die eine höhere Lichtintensität aufweist als die Reflexion, als Hauptblendquelle wahrgenommen. Die Reflexion wird sozusagen von der Sonne überstrahlt und erscheint nicht als zusätzliche Blendung. Somit ergibt sich der korrigierte Wert, der in Tabelle 4 in der Spalte „Annual Yellow Glare (min) korr.“ dargestellt ist. Dieser beträgt somit für die Bahnstrecke ICE 0 Minuten und für die Bahnstrecke RE 920 Minuten Yellow Glare.

Tabelle 4: Simulationsergebnisse für die Bahnstrecken für einen Neigungswinkel von 15°

15°	Annual Green Glare (min)	Annual Yellow Glare (min)	Annual Yellow Glare (min) korr.
Bahnstrecke RE	0	7675	920
Bahnstrecke ICE	0	1853	0

Nachfolgend sind die potentiellen Blendungen, die von den einzelnen PV-Felder 1 – 4 ausgehen, dargestellt. Die PV-Felder 1 & 2 verursachen keine potentielle Blendungen während das PV–Feld 3 479 Minuten (korrigiert) und das PV-Feld 4 441 Minuten (korrigiert) verursachen.

Tabelle 5: Simulationsergebnisse (Yellow Glare, 20°) ausgehend der einzelnen PV-Felder 1 - 4

15°	Ausrichtung	Annual Yellow Glare (min)	Annual Yellow Glare (min) korr.
PV-Feld 1	180°	1987	0
PV-Feld 2	180°	622	0
PV-Feld 3	180°	3841	479
PV-Feld 4	180°	3078	441

6.2.2 Auswertung der Bahnstrecke für einen Neigungswinkel von 20°

Analog zu Kapitel 6.2.1 wurden die Simulationen für die Bahnstrecken mit einem Neigungswinkel von 20° durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 6 dargestellt. Die korrigierten Ergebnisse zeigen, dass die Bahnstrecke RE mit 781 Minuten potentieller Blendung betroffen ist während die Bahnstrecke ICE blendfrei ist. Tabelle 7 verdeutlicht die Blendung ausgehend von den einzelnen PV-Feldern.

Tabelle 6: Simulationsergebnisse für die Bahnstrecken für einen Neigungswinkel von 20°

20°	Annual Green Glare (min)	Annual Yellow Glare (min)	Annual Yellow Glare (min) korr.
Bahnstrecke RE	0	7078	781
Bahnstrecke ICE	0	1815	0

Tabelle 7: Simulationsergebnisse (Yellow Glare, 20°) ausgehend der einzelnen PV-Felder 1 - 4

20°	Ausrichtung	Annual Yellow Glare (min)	Annual Yellow Glare (min) korr.
PV-Feld 1	180°	1926	0
PV-Feld 2	180°	505	0
PV-Feld 3	180°	3568	393
PV-Feld 4	180°	2903	388

Der Vergleich der Variante mit der 15° und 20° Modulneigung macht deutlich, dass durch die höhere Neigung bei Südausrichtung minimal weniger potentielle Blendungen verursacht werden. Da der Grenzwert im Schienenverkehr bei 0 Minuten pro Kalenderjahr liegt, liegen beide Varianten nach wie vor oberhalb des Grenzwertes. Zum Vergleich: Der Grenzwert für Wohnbebauungen liegt bei 1800 Minuten pro Kalenderjahr.

7 Auswertung

Zusammengestellte Ergebnisse und Bewertungen sind nachfolgend dargestellt.

7.1 Bahnstrecke mit einem Neigungswinkel von 15°

Die Bahnstrecke RE ist von potenzieller Blendung betroffen und überschreitet somit den Grenzwert. Bei einer Südanlage und einem südlichen Verlauf der Strecke ist Blendung zu erwarten. Abbildung 13 verdeutlicht die jährlich auftretende Blendung des PV-Felds 3 in Abhängigkeit der Uhrzeit und aufgeteilt in die einzelnen Monate. Es wird deutlich, dass die potenziellen Blendungen insbesondere in den Morgenstunden zwischen 05:00 und 07:00 von Anfang April bis Ende September auftreten. In den Sommermonaten treten zusätzlich zwischen 18:00 und 19:00 Blendungen auf. Abbildung 14 zeigt die auftretenden Blendungen ausgehend von PV-Feld 4. Diese sind aufgrund der lokalen Nähe und Gegebenheiten nahezu identisch.

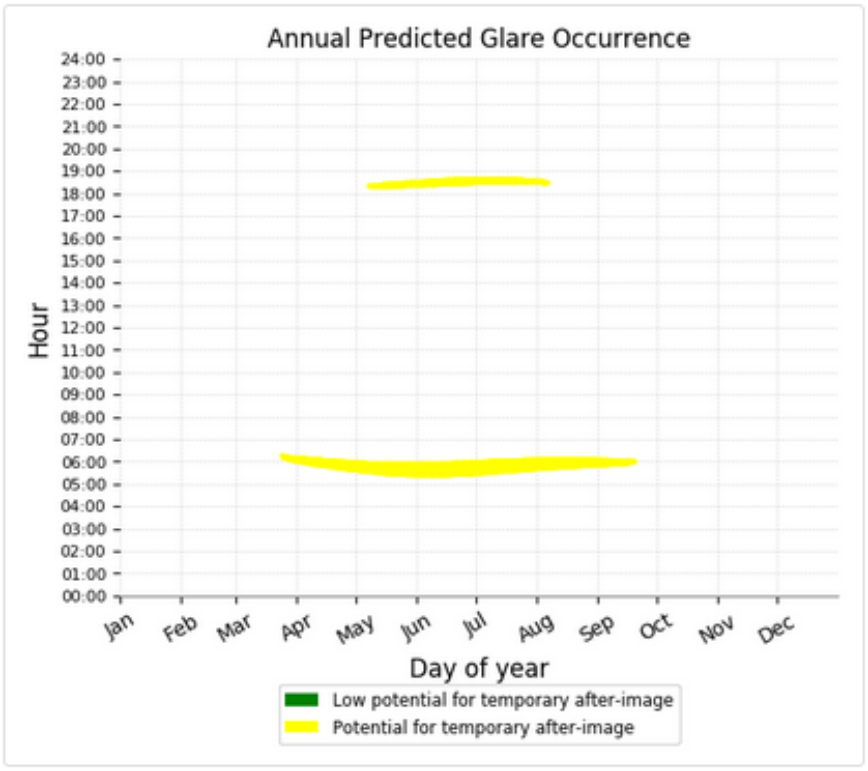

Abbildung 13: Jährlich auftretende Blendung des PV-Felds 3 (15° Neigung) in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Bahnstrecke RE nach Monaten

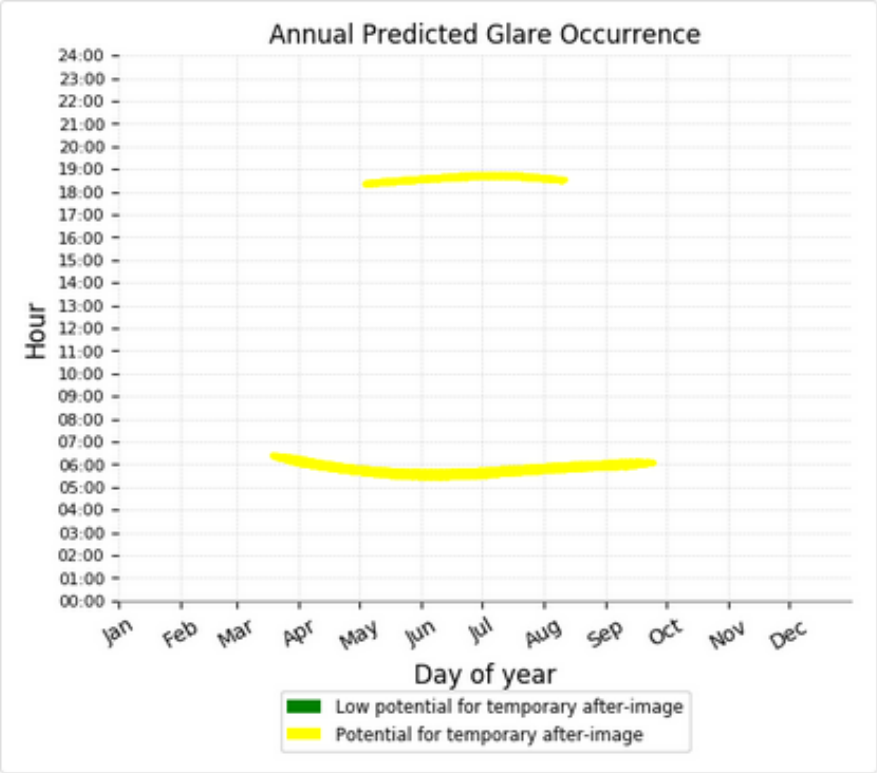

Abbildung 14: Jährlich auftretende Blendung des PV-Felds 4 (15° Neigung) in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Bahnstrecke RE nach Monaten

7.2 Bahnstrecke mit einem Neigungswinkel von 20°

Abbildung 15 verdeutlicht die jährlich auftretende Blendung des PV-Felds 3 in Abhängigkeit der Uhrzeit und aufgeteilt in die einzelnen Monate. Die Abweichungen zu Kapitel 7.1 sind in der Summe der Blendminuten relativ gering. Somit ist die jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit und aufgeteilt in die Monate nahezu identisch zu den Auswertungen mit 15° Neigungswinkel. Die Blendungen treten hier ebenfalls insbesondere in den Morgenstunden zwischen 05:00 – 07:00 auf und ebenfalls noch in den Sommermonaten. Abbildung 16 verdeutlicht die auftretenden Blendungen das PV-Felds 4.

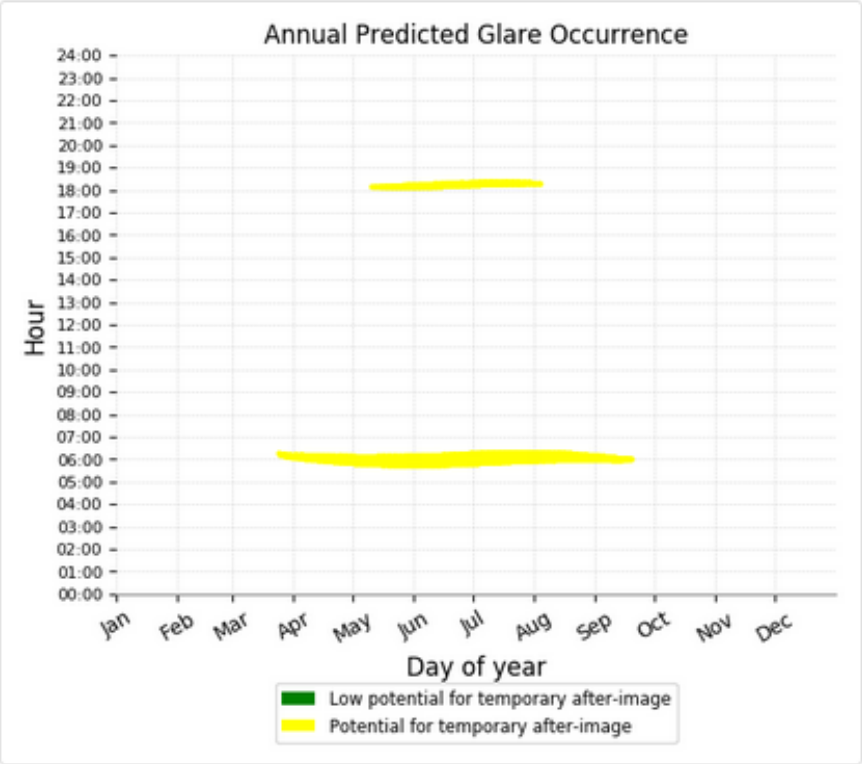

Abbildung 15: Jährlich auftretende Blendung des PV-Felds 3 (20° Neigung) in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Bahnstrecke nach Monaten

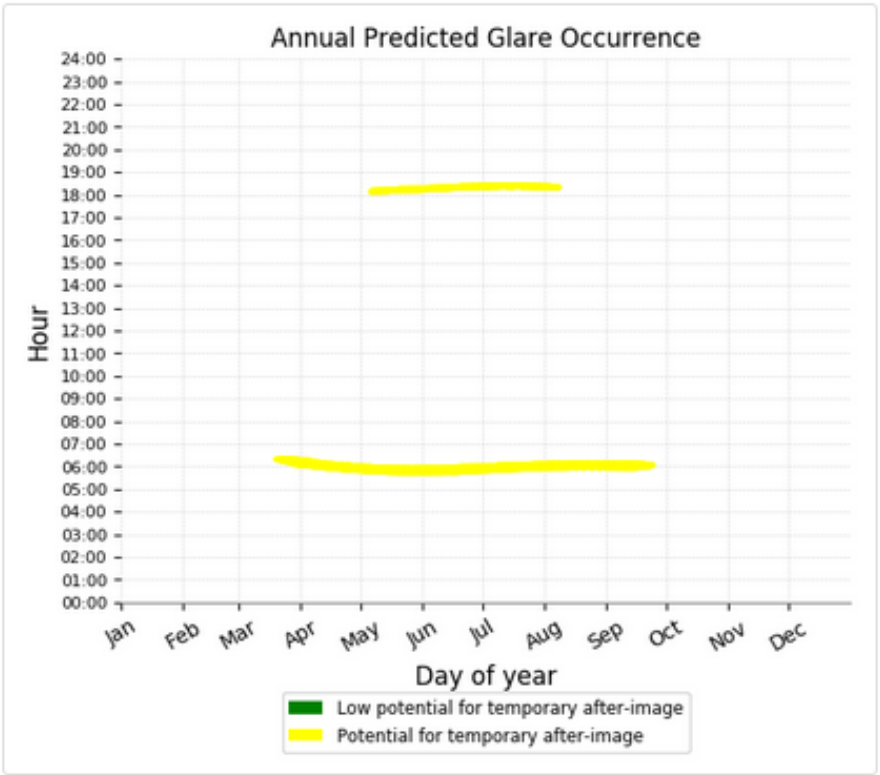

Abbildung 16: Jährlich auftretende Blendung des PV-Felds 4 (20° Neigung) in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Bahnstrecke nach Monaten

8 Blendschutz

8.1 Ausrichtungs- und Neigungsuntersuchung zur Vermeidung von Blendung

Da die potentiellen Blendungen auf die Bahnstrecke RE bei einer Südausrichtung nicht ausgeschlossen werden können, werden in diesem Abschnitt mögliche Varianten des Ausrichtungs- und Neigungswinkels exemplarisch für das PV-Feld 3 dargestellt. Die Ergebnisse beziehen sich auf die Blendung der Bahnstrecke RE. Ziel der Optimierung ist es, eine Ausrichtung und Neigung der Module zu finden, die keine potentielle Blendung mehr aufweist. Dafür wurden insgesamt 357 mögliche Varianten untersucht. Die Parameter der einzelnen Simulationen sind aus Tabelle 8 zu entnehmen. Der minimale Neigungswinkel (Tabelle: Tilt) beträgt 12° und der maximale Neigungswinkel 28°. Dabei wurden die Varianten in 1° - Schritten simuliert. Der Azimut (Orient), der hier bei 180° liegt, wurde ebenfalls in 1° - Schritten von 170° bis 190° simuliert und ausgewertet. Dabei ist die Tabelle aufgeteilt in Orientierung (Orient ↓; vertikal) und Neigung (Tilt →; horizontal). Die gelben Kästchen stellen dabei die Ergebnisse dar, die nach wie vor von potentieller Blendung in Form von Yellow Glare betroffen sind. Blaue Kästchen würden eine blendungsfreie Variante darstellen. Es wird deutlich, dass keine der untersuchten Varianten Blendung ausschließen kann. Das zeigt, dass die vom Auftraggeber ursprünglich geplante Ausrichtung beibehalten werden kann. Durch die hier gezeigten Parameter können diese nicht so optimiert werden, dass keine Blendung mehr auftritt.

Tabelle 8: Auftreten von pot. Blendung (gelb dargestellt) für untersuchte Anstell- und Neigungswinkel für das PV-Feld 3

Tilt → Orient ↓	12°	13°	14°	15°	16°	17°	18°	19°	20°	21°	22°	23°	24°	25°	26°	27°	28°
170°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
171°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
172°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
173°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
174°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
175°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
176°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
177°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
178°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
179°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
180°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
181°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
182°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
183°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
184°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
185°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
186°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
187°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
188°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
189°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
190°	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

8.2 Blendschutzmaßnahmen

Die Ergebnisse der Untersuchung verdeutlichen, dass potentielle Blendung für den Bahnverkehr ICE ausgeschlossen werden kann. Somit wird diese Bahnstrecke nicht in den Blendschutzmaßnahmen berücksichtigt. Für die Bahnstrecke RE sind potentielle Blendungen nicht auszuschließen. Die Ergebnisse der vier untersuchten PV-Felder zeigen auf, dass die Blendungen von den PV-Feldern 3 und 4 ausgehen. Somit werden PV-Felder 1 und 2 hier nicht berücksichtigt.

Wenn von der Moduloberkante keine Sichtverbindung zu den zu schützenden Bereichen besteht, kann eine Blendung ausgeschlossen werden. In Abbildung 17 sind die relevanten Bereiche am PV-Feld 3 (links) und PV-Feld 4 (rechts) gelb gekennzeichnet. In diesem Bereich sollte eine Schutzmaßnahme, beispielsweise integriert in den bereits bestehenden Zaun, errichtet werden. Hierbei wird eine Mindesthöhe von 3 m empfohlen.

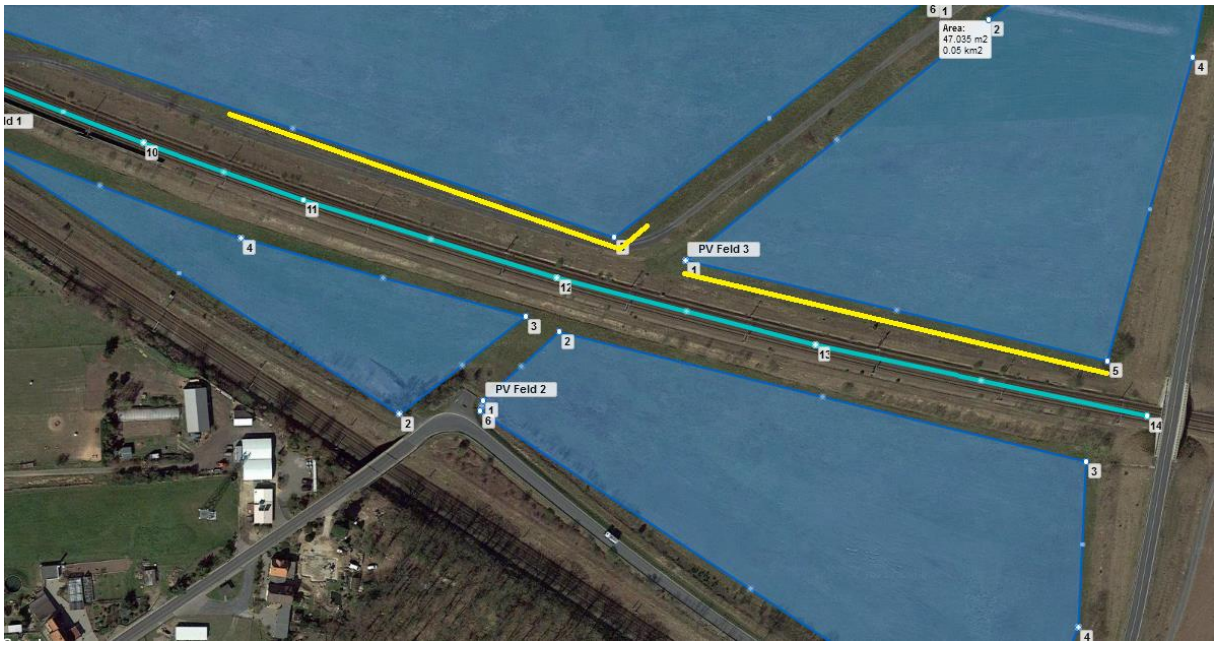

Abbildung 17: Darstellung der Blendschutzmaßnahme (gelb) an den PV-Feldern 3 und 4

Zusätzlich erwähnenswert ist, dass der östlich der Anlage liegende Wall, auf dem die Straße überbrückt wird, die Blendminuten noch zusätzlich minimiert. Diese Erhöhung ist nicht in der Simulation berücksichtigt. Somit werden die tiefen Sonnenstände in den Morgenstunden durch den Wall geblockt und treffen nicht auf Module, die im Schatten des Walls liegen. Abbildung 18 verdeutlicht den Wall und die Höhenunterschiede zum PV-Feld 3. Während der Wall eine Höhe von ca. 150 m ü. NN aufweist, liegt das PV-Feld im Bereich 140 – 142 m ü. NN. Abbildung 19 verdeutlicht eine vom Auftraggeber zur Verfügung gestellte vor-Ort-Aufnahme. Diese zeigt den Blick auf die PV-Felder ausgehend von der erwähnten Brücke. Die Höhenunterschiede werden somit deutlich. Ebenfalls ist der Verlauf der Bahnstrecke RE zu erkennen.

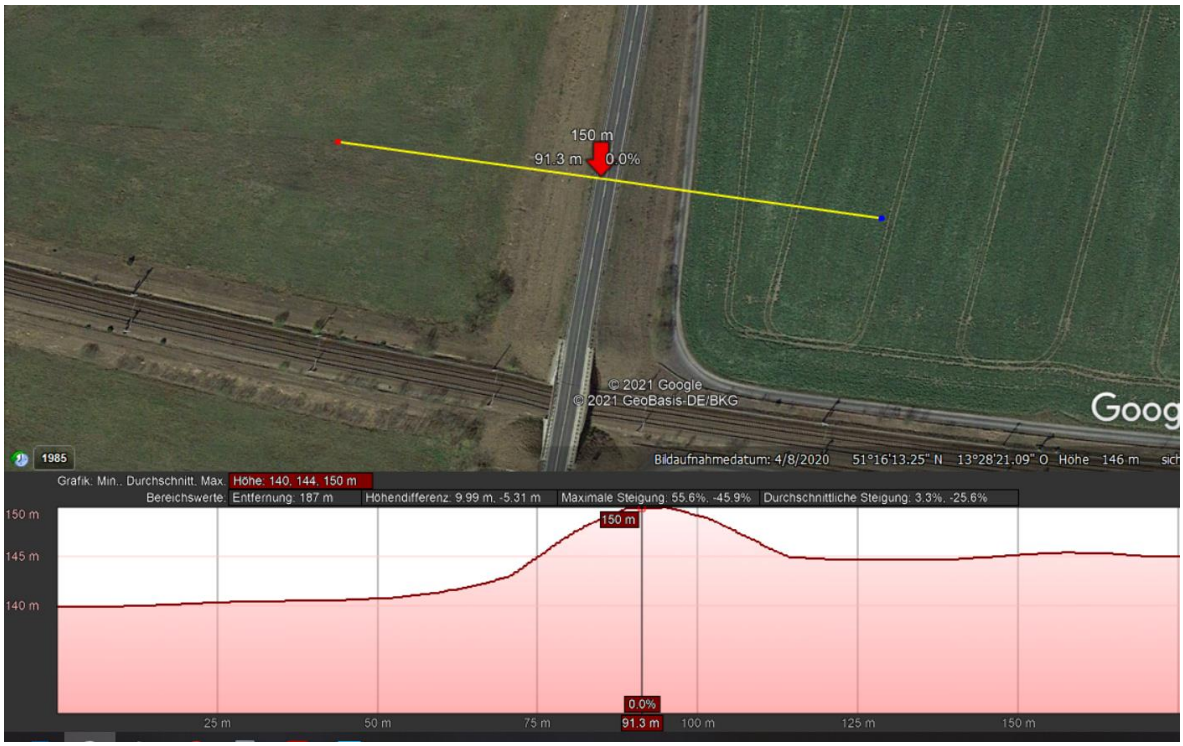

Abbildung 18: Höhenprofil mit Wall (150m ü. NN) und PV-Feld 3 (141 bzw. 142m ü. NN). Die untersuchte Strecke ist gelb auf der Karte (oben) dargestellt. Das Höhenprofil ist unten dargestellt. Der rote Pfeil verdeutlicht die im Höhenprofil angezeigte Linie mit 150m ü. NN

Abbildung 19: Blick von Brücke auf PV-Felder

9 Fazit

Abschließend kommt das Fachgutachten zu dem Schluss, dass eine Gefährdung durch Blendung durch direkte Reflexion der Sonnenstrahlen an den Modulflächen für den untersuchten **Bahnverkehr ICE auszuschließen** ist. Jedoch ist eine Gefährdung für den untersuchten **Bahnverkehr RE nicht auszuschließen**. Hier kommt es zu einer Grenzwertüberschreitung, ausgehend von den PV-Feldern 3 und 4. Die vom Auftraggeber gewünschte Untersuchung weiterer Ausrichtungs- und Neigungswinkel-Varianten zur Reduzierung von potentiellen Blendungen hat keine blendfreie Variante hervorgebracht. Somit kann die gewählte Südausrichtung beibehalten werden. Eine Blendwirkung durch die geplante PV-Freiflächenanlage auf die angrenzende Bahnstrecke kann bei **entsprechenden Blendschutzmaßnahmen,** beispielsweise integriert in den bereits bestehenden Zaun, eingehalten werden.

10 Literaturverzeichnis

Boyuan Yan, M. V.-H. (April 2016). Maintaining ocular safety with light exposure, focusing on devices for optogenetic stimulation. *Vision Research.* Elsevier.

DFS Deutsche Flugsicherung GmbH. (2020). *Luftfahrthanduch Deutschland.*

Immisionsschutz, L. f. (2002). *Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immission von Windnergieanlagen (WEA-Schattenwurf-Hinweise), verabschiedet auf der 103. Sitzung.*

Linz, Kunst Universität. (kein Datum). Linz, Kunst Universität.

Ministerium für Umwelt, K. u.-W.-A. (2012). *Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmisonen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immisionsschutz (LAI).*

OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik. (1. 11 2016). Blendung durch Photovoltaikanlagen. Wien.

Reichenbach H.-D., D. K. (kein Datum). *Blendung durch optische Strahlungsquellen. Bericht der BAUA, Forschung Projekt 2185.* 2008: BAUA.

Schierz, C. (2012). *Über die Blendbewertung von reflektierenden Sonnenlich bei Solaranlagen.* Ilmenau: TU Ilmenau, FG Lichttechnik.

Sjerps-Koomen E.A., A. T. (1996). *A simple model for PV module reflection losses under field conditions.* Solar Energy V57 N6 P421-32.

Solarglass (matt/matt) SILK. (kein Datum). GMB Solarglas.

Yamada T., N. H. (kein Datum). *Reflection loss analysis by optical modeling of PV module.* Solar Energy Materials ans Solar Cells V67 P405-13.

Yellowhair, J. a. (2015). *Assessment of Photovoltaic Surface Texturing on Transmittance Effects and Glint/Glare Impacts.* American Society of Mechanical Engineers: International Conference on Energy Sustainability collocated with the ASME 2015 Power Conference.