



DGS Gesellschaft für Solarenergie Berlin mbH  
Erich-Steinurth-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 Blankenhof**

Anlage: PV Freiflächenanlage  
17039  
Blankenhof

in Auftrag gegeben von: AKE Projekt UG  
Eric Kalke  
Zu den Linden 29  
17192 Waren (Müritz)

Projektnummer: A18.160/015

Gutachter: M. Sc. Lorenz Groß

Bearbeiter: M. Sc. Christoph Johann

Berlin, 23.04.2021

Handelsregister:  
Amtsgericht  
Charlottenburg  
HRB 90823 B

Bankverbindung:  
Bank für Sozialwirtschaft  
BLZ 100 205 00  
Konto 130 96 00

U-ID-Nr.: DE 813844044  
Steuer-Nr.: 37/259/32257  
BIC: BFSWDE33BER  
IBAN: DE 84 1002 0500 00013 09600

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	5
2	Beschreibung der Umgebung .....	5
3	Beschreibung der PV-Anlage .....	6
4	Grundlagen der Strahlengeometrie .....	8
4.1	Geometrische Reflexionssituation .....	8
4.2	Reflexionseigenschaften des vorgesehenen Modultyps .....	10
4.3	Reflexion von gerichteter Strahlung an den Glasflächen der Module .....	11
5	Methodik der Untersuchung.....	12
5.1	Bewertungsbasis.....	12
5.2	Simulationstool und Modellierung.....	13
5.3	Simulationsausgabe .....	14
6	Analyse und Quantifizierung der Einflüsse durch Reflexion.....	15
6.1	Simulationsparameter und Eingabedaten .....	16
6.1.1	PV-Anlage .....	16
6.1.2	Wohngebäude: OP1 – OP4 .....	18
6.2	Ergebnisse .....	20
6.2.1	Wohngebäude: OP1 .....	20
6.2.2	Wohngebäude: OP2 .....	21
6.2.3	Wohngebäude: OP3 .....	21
6.2.4	Wohngebäude: OP4 .....	21
7	Auswertung .....	22
7.1	Kritische Immissionsorte: Wohngebäude OP1 .....	22
7.2	Kritische Immissionsorte: Wohngebäude OP2 .....	24
8	Blendschutzmaßnahmen .....	26
9	Fazit.....	28
10	Literaturverzeichnis.....	29

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: PV-Anlage (gelbe und grüne Felder) und Gemeinde Blankenhof, Chemnitz und Gevezin in unmittelbarer Umgebung (Quelle: Google Earth).....	5
Abbildung 2: Geplante Modulaufständerung und Tischbelegung (Quelle: Auftraggeber) .....	6
Abbildung 3: PV-Anlage A1/A2: Belegungsbeispiel der geplanten PV-Module und Tischreihen (Quelle: Auftraggeber).....	7
Abbildung 4: PV-Anlage B: Belegungsbeispiel der geplanten PV-Module und Tischreihen (Quelle: Auftraggeber).....	7
Abbildung 5: Reflexion eines Lichtstrahls.....	8
Abbildung 6: (a) Ideale spekulare Reflexion, (b) Reale spekulare Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion Quelle: (Linz, Kunst Universität).....	8
Abbildung 7: Mikrostrukturierte (matt/matt) Oberfläche (Solarglass (matt/matt) SILK).....	10
Abbildung 8: Streuung der gerichteten Strahlung/Sonnenstrahlung.....	10
Abbildung 9: Reflexion von gerichteter Reflexion an der Glasfläche des Moduls (Darstellung anhand eines Strahls).....	11
Abbildung 10: Reflexionseigenschaften typischer Abdeckgläser (Quelle: (Yamada T.)).....	15
Abbildung 11: Verortung der PV-Anlage Blankenhof A1/A2 anhand eines Kartenausschnitts (Quelle: Google Earth) .....	16
Abbildung 12: Verortung der PV-Anlage Blankenhof B anhand eines Kartenausschnitts (Quelle: Google Earth) .....	17
Abbildung 13: Verortung der potenziell beeinträchtigten Wohngebäude OP1 und OP2 (Quelle: Google Earth).....	19
Abbildung 14: Verortung der potenziell beeinträchtigten Wohngebäude OP3 und OP4 (Quelle: Google Earth).....	19
Abbildung 15: Jährlich auftretende Blendung der PV-Anlage B in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP1..	22
Abbildung 16: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) der PV-Anlage B in Abhängigkeit der Monate für OP1 .....	23
Abbildung 17: PV-Anlage B: Fläche mit Reflexionen auf OP1.....	23
Abbildung 18: Jährlich auftretende Blendung der PV-Anlage B in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP2..	24
Abbildung 19: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) der PV-Anlage B in Abhängigkeit der Monate für OP2 .....	25
Abbildung 20: PV-Anlage B: Fläche mit Reflexionen auf OP2.....	25
Abbildung 21: Bewuchs (grün dargestellt) als teilweise natürlichen Sichtschutz zwischen PV-Anlage B und OP1. Die gelben Linien stellen die maximal möglichen Winkel der Blendreflexionen ausgehend von der PV-Anlage dar. Die weiße Fläche stellt den Bereich dar, in dem eine Beeinträchtigung der Anwohner durch die PV-Anlage zu erwarten ist.....	26

Abbildung 22: Bewuchs (grün dargestellt) als natürlichen Sichtschutz zwischen PV-Anlage B und OP2.  
Die gelben Linien stellen die maximal möglichen Winkel der Blendreflexionen ausgehend von der PV-  
Anlage dar ..... 27

## 1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission einer PV-Freiflächenanlage in Blankenhof (Landkreis Mecklenburgische Seenplatte in Mecklenburg-Vorpommern) und die damit einhergehende Beeinträchtigung der Umgebung untersucht. Die Freiflächenanlage befindet sich in der unmittelbaren Umgebung zu Wohngebäuden. Dabei werden die Auswirkungen auf die angrenzenden schutzwürdigen Wohnräume untersucht.

## 2 Beschreibung der Umgebung

Die PV-Freiflächenanlage ist südlich der Gemeinde Blankenhof geplant. Blankenhof liegt westlich der Kreisstadt Neubrandenburg. Chemnitz und Gevezin sind Ortsteile von Blankenhof. Der Mittelpunkt der Koordinaten der Freiflächenanlage ist 53°34'1.36"N und 13°9'2.97"E. Abbildung 1 verdeutlicht die geplanten Flächen der PV-Freiflächenanlage und die direkte Umgebung auf einem Kartenausschnitt. Dabei werden die PV-Felder in der Simulation in PV-Anlage A1/A2 und PV-Anlage B eingeteilt.

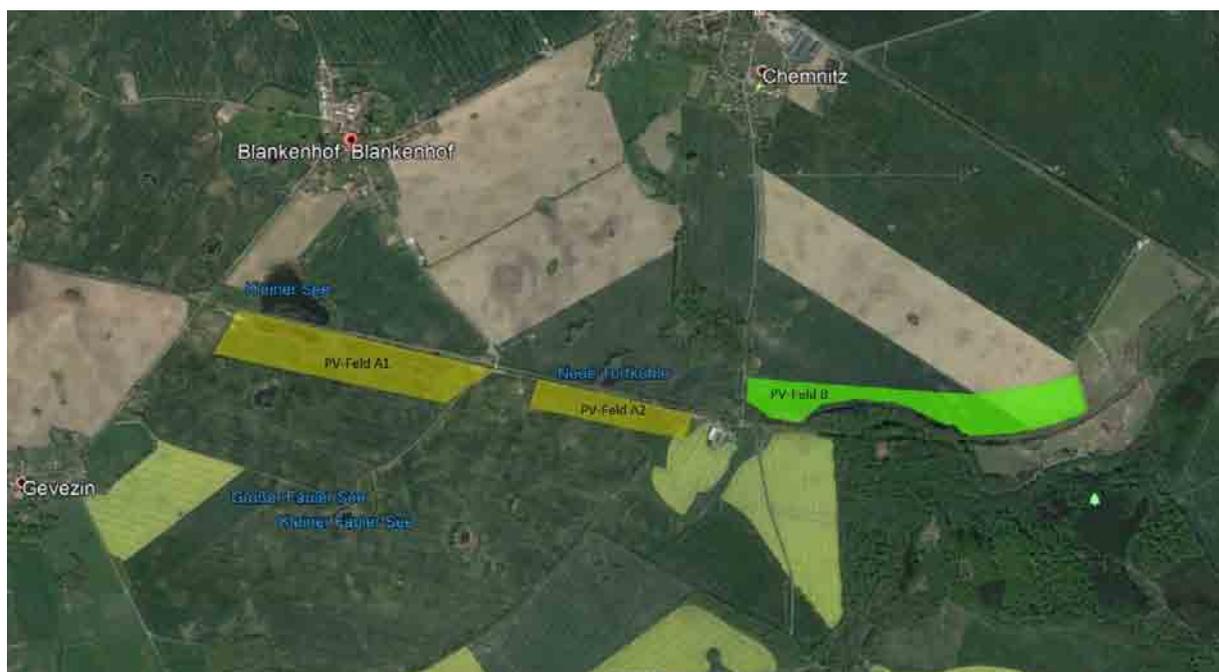


Abbildung 1: PV-Anlage (gelbe und grüne Felder) und Gemeinde Blankenhof, Chemnitz und Gevezin in unmittelbarer Umgebung (Quelle: Google Earth)

### 3 Beschreibung der PV-Anlage

Aus dem aktuellen Vorentwurf der technischen Auslegung der PV-Freiflächenanlage Blankenhof ist zu entnehmen, dass die Verwendung von 330 Wp – Modulen geplant ist. Die untere Modulkante ist auf einer Höhe von ca. 0,8 m und die obere Modulkante von ca. 2,5 m über Grund geplant. Dabei werden vier Module auf einem Tisch horizontal aufgeständert. Der Reihenabstand beträgt voraussichtlich 7,16 m. Die mittlere in der Simulation angenommene Modulhöhe liegt somit bei 1,65 m. Die Aufständering der Module ist in einer Neigung von 25° geplant. PV-Anlage A1/A2 ist dabei 14° gegen Westen gedreht während PV-Anlage B südausgerichtet ist. 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 für PV-Anlage A1/A2 und Abbildung 4 ein Belegungsbeispiel für PV-Anlage B.

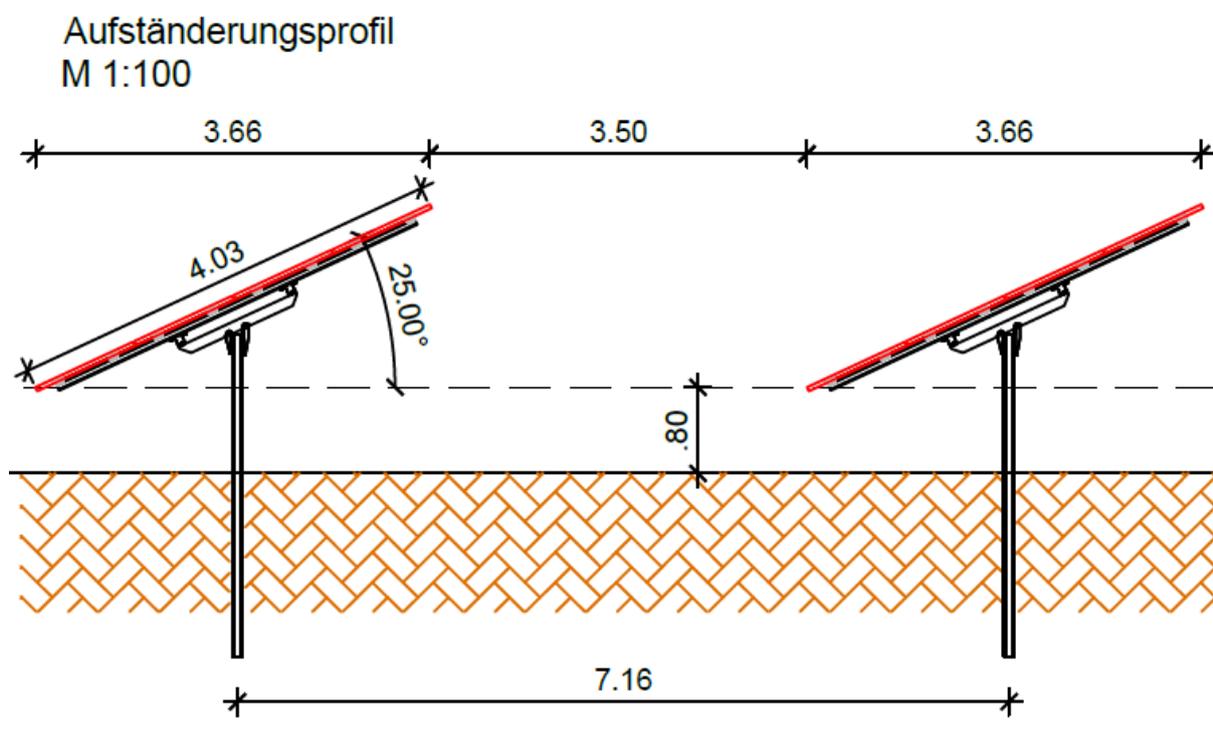


Abbildung 2: Geplante Modulaufständering und Tischbelegung (Quelle: Auftraggeber)



Abbildung 3: PV-Anlage A1/A2: Belegungsbeispiel der geplanten PV-Module und Tischreihen (Quelle: Auftraggeber)



Abbildung 4: PV-Anlage B: Belegungsbeispiel der geplanten PV-Module und Tischreihen (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 ( $\alpha = \beta$ ).

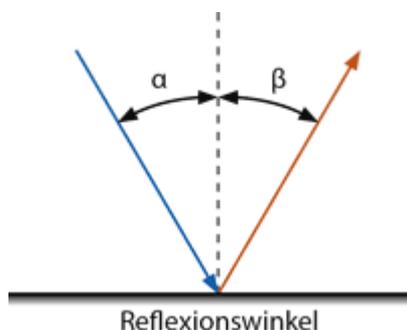


Abbildung 5: Reflexion eines Lichtstrahls

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.

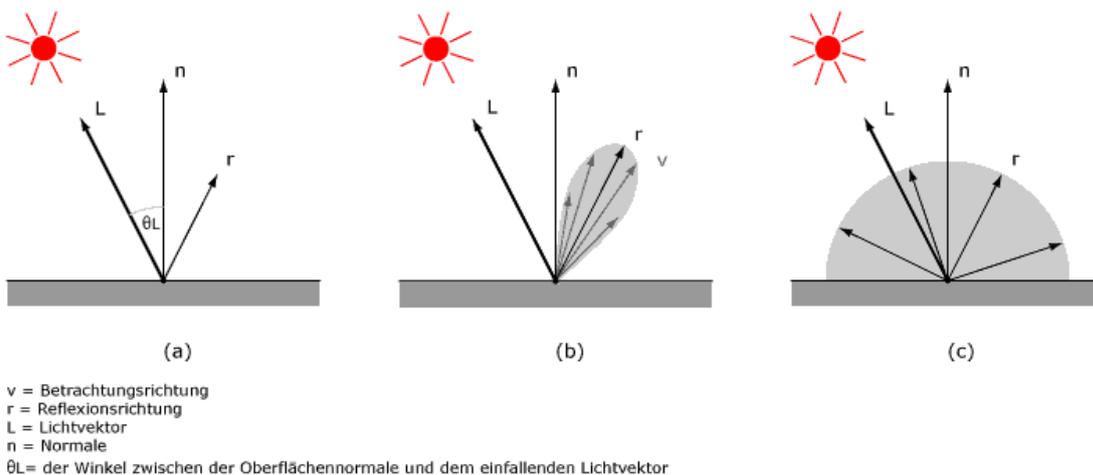


Abbildung 6: (a) Ideale spekulare Reflexion, (b) Reale spekulare Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion Quelle: (Linz, Kunst Universität)

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.

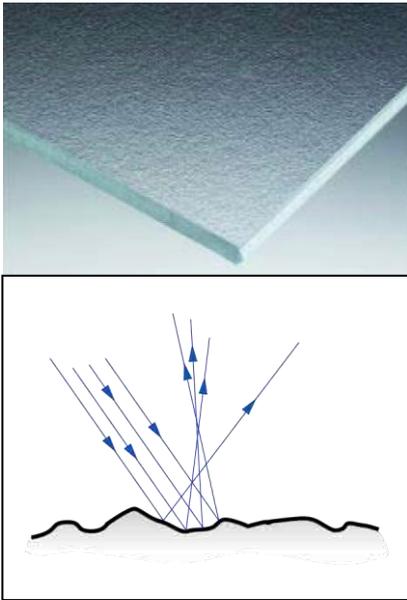


Abbildung 7: Mikrostrukturierte  
(matt/matt)  
Oberfläche  
(Solarglass  
(matt/matt) SILK)



Abbildung 8: 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 Streuverluste 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

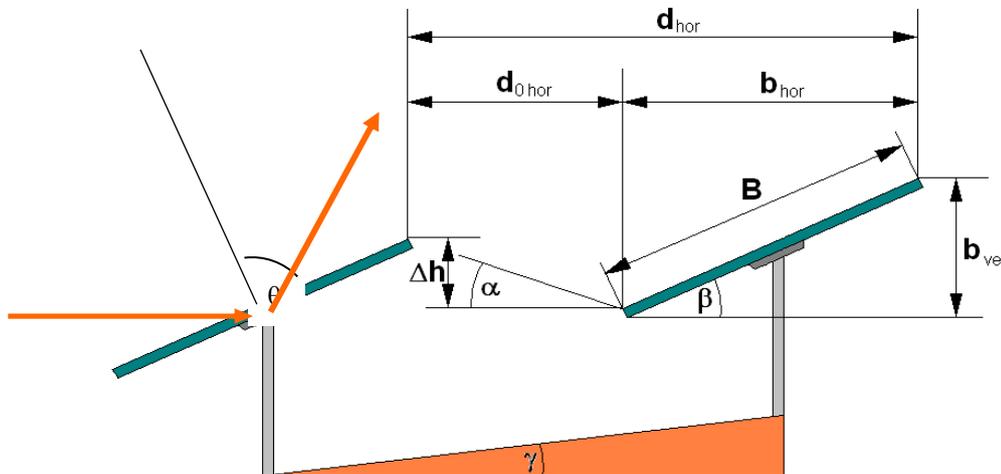


Abbildung 9: Reflexion von gerichteter Reflexion an der Glasfläche des Moduls (Darstellung anhand eines Strahls)

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 eines 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 (Immissionsschutz, 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 4 dargestellten Grundlagen ergibt sich zu jedem Einfallswinkel ein Ausfallswinkel und somit zu jedem einfallenden Sonnenstrahl ein ausfallender Reflexionsstrahl. Berücksichtigt 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 Mio cd/m<sup>2</sup> [!] angenommen. Für einen längeren direkten Blick in eine Lichtquelle sind aber nur Leuchtdichten zwischen 4000 cd/m<sup>2</sup> und 10'000 cd/m<sup>2</sup> 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/m<sup>2</sup> und 100 Mio cd/m<sup>2</sup> rechnen, was deutlich über den Grenzen zu Absolutblendung von 10'000 cd/m<sup>2</sup> bis 1,6 Mio cd/m<sup>2</sup> 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.

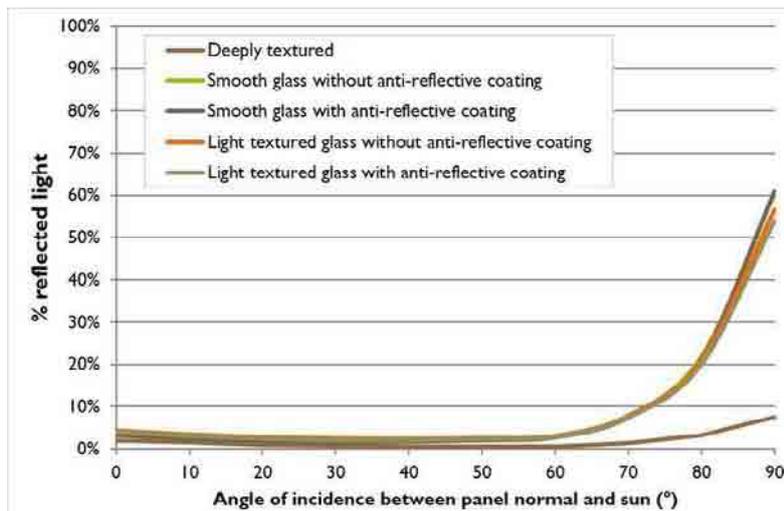


Abbildung 10: Reflexionseigenschaften typischer Abdeckgläser (Quelle: (Yamada T.))

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 10. 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 nachfolgend dargestellt. Anhand dieser Daten berechnet sich die Simulation.

### 6.1.1 PV-Anlage

Die Verortung der geplanten PV-Freiflächenanlage Blankenhof ist nachfolgend beschrieben. 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-Anlage mit den Koordinaten und der Höhe über Normalhöhennull ermittelt. Die Neigung beträgt  $25^\circ$ . Die Module der PV-Anlage A1/A2 sind  $14^\circ$  gegen Westen gedreht während die Module der PV-Anlage B Richtung Süden ausgerichtet sind. Abbildung 11 verdeutlicht die Verortung der PV-Anlage A1/A2 und Abbildung 12 die Verortung der PV-Anlage B in einem Kartenausschnitt. Die PV-Anlagen sind dabei jeweils blau dargestellt.

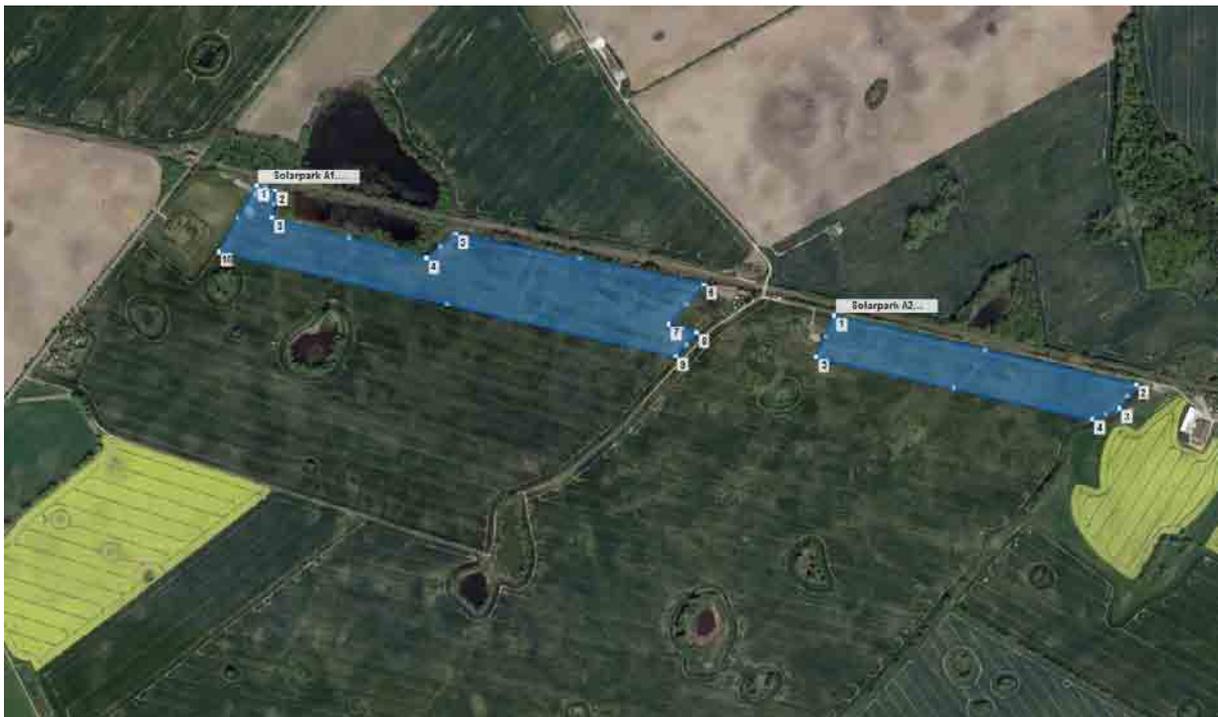


Abbildung 11: Verortung der PV-Anlage Blankenhof A1/A2 anhand eines Kartenausschnitts  
(Quelle: Google Earth)



Abbildung 12: Verortung der PV-Anlage Blankenhof B anhand eines Kartenausschnitts (Quelle: Google Earth)

Tabelle 1: Verortung der PV-Anlage Blankenhof

	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Mittlere Modulhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
Solarpark A1	1	53,5708496	13,1244935	56,3	1,6	58
Solarpark A1	2	53,5707604	13,1250836	56,3	1,6	58
Solarpark A1	3	53,5702507	13,124987	56,2	1,6	57,9
Solarpark A1	4	53,5694862	13,1298579	56,7	1,6	58,3
Solarpark A1	5	53,5699449	13,1307806	58,3	1,6	59,9
Solarpark A1	6	53,5689892	13,1386126	62,5	1,6	64,2
Solarpark A1	7	53,5682422	13,1374968	62,9	1,6	64,5
Solarpark A1	8	53,5680821	13,1383873	62,1	1,6	63,7
Solarpark A1	9	53,5676353	13,1377221	62,4	1,6	64
Solarpark A1	10	53,5696136	13,1233133	59,4	1,6	61,1

Solarpark A2	1	53,5683967	13,1427218	60,7	1,6	62,4
Solarpark A2	2	53,5671033	13,1522382	53,2	1,6	54,9
Solarpark A2	3	53,5666572	13,1517125	51,6	1,6	53,2
Solarpark A2	4	53,5664533	13,1508435	52,1	1,6	53,8
Solarpark A2	5	53,5676257	13,1421531	59,4	1,6	61,1
Solarpark B	1	53,567116	13,157195	52,6	1,6	54,3
Solarpark B	2	53,5674601	13,1568087	51,6	1,6	53,3
Solarpark B	3	53,5676002	13,1561006	52,7	1,6	54,4
Solarpark B	4	53,5681546	13,1563689	54,3	1,6	56
Solarpark B	5	53,5678933	13,1618835	61,4	1,6	63,1
Solarpark B	6	53,5673772	13,1709815	58,9	1,6	60,6
Solarpark B	7	53,567785	13,1756137	56,7	1,6	58,3
Solarpark B	8	53,5670395	13,1757505	50,4	1,6	52
Solarpark B	9	53,566619	13,1728738	54,8	1,6	56,5
Solarpark B	10	53,5664151	13,1696967	51,2	1,6	52,8
Solarpark B	11	53,5674601	13,1657244	56,1	1,6	57,7
Solarpark B	12	53,5675939	13,1622965	60,6	1,6	62,2
Solarpark B	13	53,5673549	13,1605075	61,2	1,6	62,8
Solarpark B	14	53,5669631	13,159448	58,7	1,6	60,3

### 6.1.2 Wohngebäude: OP1 – OP4

Die angrenzenden Siedlungen bzw. punktuell ausgewählten Wohngebäude sind in Abbildung 13 (OP1, OP2) und Abbildung 14 (OP3, OP4) als rote Stecknadeln dargestellt. Dabei wurden 4 potenziell schutzwürdige Punkte (Observation Points = OP) für die Untersuchung ermittelt. Weiterhin wurde die zu untersuchende Höhe der einzelnen Punkte anhand Vor-Ort-Aufnahmen und Auswertungen in Google Maps bestimmt. So wird beispielsweise eine Terrasse im Erdgeschoss mit einer Höhe von zwei Metern definiert und ausgewertet. Die exakten Koordinaten, Höhe ü. NN, die für die Simulation

angenommene Untersuchungshöhe und der daraus resultierende Gesamthöhe sind aus Tabelle 2 zu entnehmen.



Abbildung 13: Verortung der potenziell beeinträchtigt Wohngebäude OP1 und OP2 (Quelle: Google Earth)

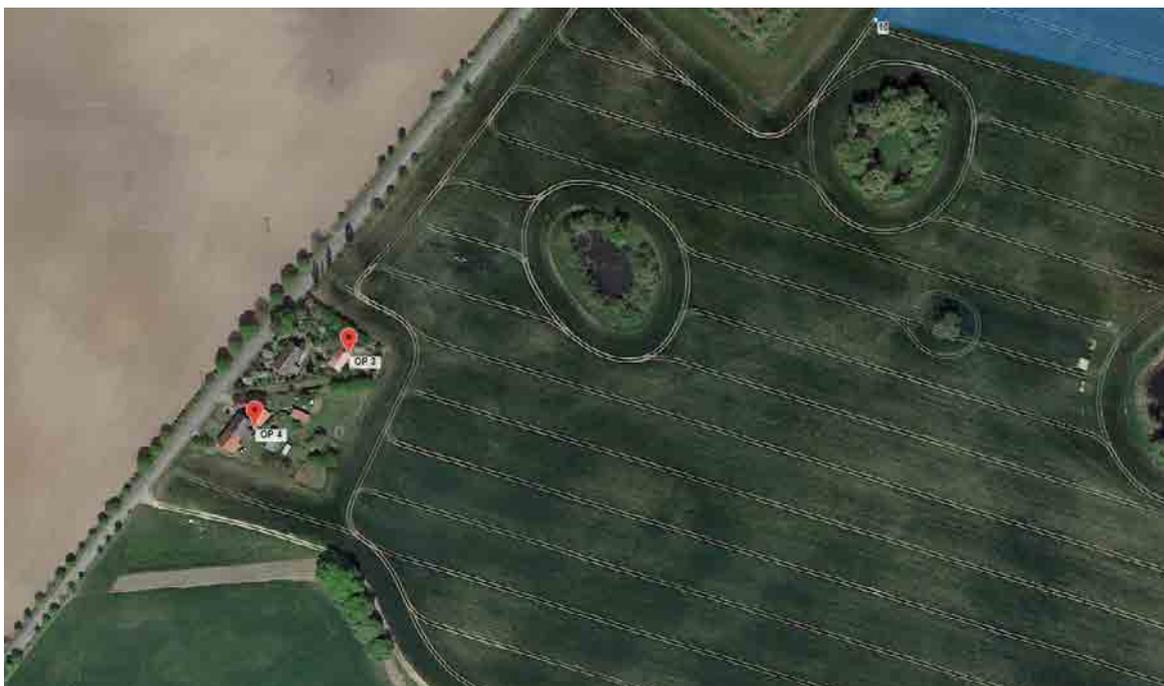


Abbildung 14: Verortung der potenziell beeinträchtigt Wohngebäude OP3 und OP4 (Quelle: Google Earth)

Tabelle 2: Koordinaten, Höhe ü. NN, Untersuchungs- und die Gesamthöhe über NN der der OPs 1 - 4

Wohngebäude	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Untersuchungs- höhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
OP1	53,5674558	13,1556768	55,1	8	63,1
OP2	53,5667995	13,1552826	54,2	5	59,2
OP3	53,5679467	13,1189347	57,6	5	62,6
OP4	53,5675819	13,1181515	55	5	60

## 6.2 Ergebnisse

Nachfolgend sind die Ergebnisse der simulativen Berechnungen der potenziell auftretenden solaren Blendungen durch Reflexionen dargestellt. Die Simulationsergebnisse werden aufgrund der technischen Limitierung der Simulationssoftware einer weiteren Korrektur unterzogen. 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 ein korrigierter Wert, der in der jeweiligen Tabelle für Yellow Glare mit angegeben ist.

### 6.2.1 Wohngebäude: OP1

Tabelle 3 stellt die Simulationsergebnisse inklusive der Korrektur für das angrenzende Wohngebäude OP1 dar.

Tabelle 3: Simulationsergebnisse für das Wohngebäude OP 1

	Annual Green Glare [min]	Annual Yellow Glare [min]	Annual Yellow Glare [min] korrigiert
OP1	0	10.909	9.654

### 6.2.2 Wohngebäude: OP2

Tabelle 4 stellt die Simulationsergebnisse inklusive der Korrektur für das angrenzende Wohngebäude OP2 dar.

Tabelle 4: Simulationsergebnisse für das Wohngebäude OP 2

	Annual Green Glare [min]	Annual Yellow Glare [min]	Annual Yellow Glare [min] korrigiert
OP2	3	4.058	3.277

### 6.2.3 Wohngebäude: OP3

Tabelle 5 stellt die Simulationsergebnisse inklusive der Korrektur für das angrenzende Wohngebäude OP3 dar.

Tabelle 5: Simulationsergebnisse für das Wohngebäude OP 3

	Annual Green Glare [min]	Annual Yellow Glare [min]	Annual Yellow Glare [min] korrigiert
OP3	0	1.148	1.148

### 6.2.4 Wohngebäude: OP4

Tabelle 6 stellt die Simulationsergebnisse inklusive der Korrektur für das angrenzende Wohngebäude OP4 dar.

Tabelle 6: Simulationsergebnisse für das Wohngebäude OP 4

	Annual Green Glare [min]	Annual Yellow Glare [min]	Annual Yellow Glare [min] korrigiert
OP4	0	848	836

## 7 Auswertung

Die Auswertung der Ergebnisse verdeutlicht, dass die Berechnungen der potenziellen Blendreflexionen der PV-Anlage (Solarpark) B den Grenzwert von 1.800 Minuten pro Kalenderjahr für einen Immissionsort überschreiten. Die Immissionsorte OP1 und OP2 sind hier als kritisch zu bewerten, da sie vorwiegend westlich der PV-Anlage B liegen und gleichzeitig die Entfernung der Wohngebäude zu der PV-Anlage unterhalb 100 m liegt. Hier kommt es im Jahresverlauf zu ausgedehnten Immissionszeiträumen. Die Wohngebäude OP1 und OP2 werden in diesem Kapitel bewertet. Die Wohngebäude OP3 und OP4 liegen unterhalb des Grenzwertes von 1.800 Minuten Yellow Glare in einem Kalenderjahr. Aufgrund der großen Entfernung von mehr als 300 m zwischen den Wohngebäuden OP3 und OP4 und der PV-Anlagen erfahren diese nur kurzzeitige Blendwirkungen. Diese sind mit hoher Wahrscheinlichkeit zu vernachlässigen und werden in diesem Kapitel nicht weiter berücksichtigt.

### 7.1 Kritische Immissionsorte: Wohngebäude OP1

Nachfolgend wird das Wohngebäude OP1 bewertet. Abbildung 15 verdeutlicht die jährlich auftretende Blendung ausgehend von PV-Anlage B auf OP1. Die Uhrzeiten der potenziell auftretenden Blendungen sind gegeben. Diese treten von Anfang März bis Anfang Oktober zwischen 05:45 und 07:30 auf. Die tägliche Dauer der Blendung ist in Abbildung 16 dargestellt. Diese erreicht in den Sommermonaten Werte von bis zu 75 Minuten potenzieller Blendung. Der Grenzwert für die tägliche Dauer der Blendung liegt bei 30 Minuten im Wohngebäudebereich.

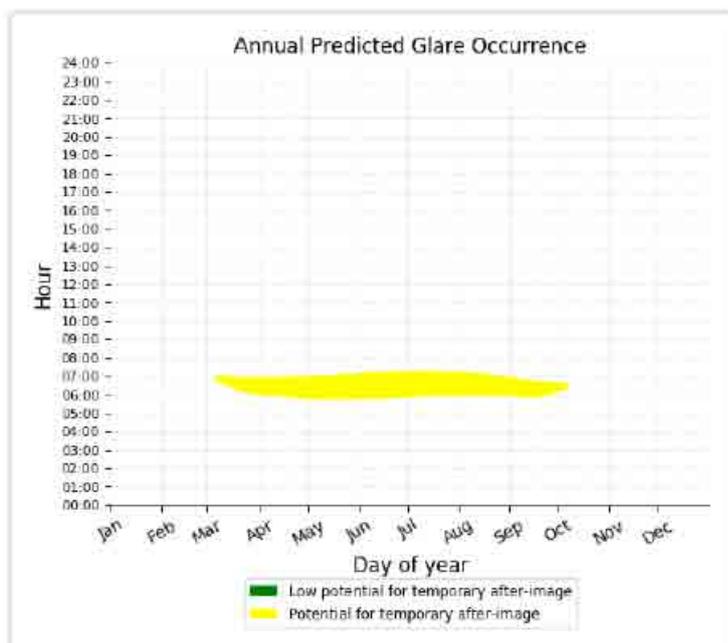


Abbildung 15: Jährlich auftretende Blendung der PV-Anlage B in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP1

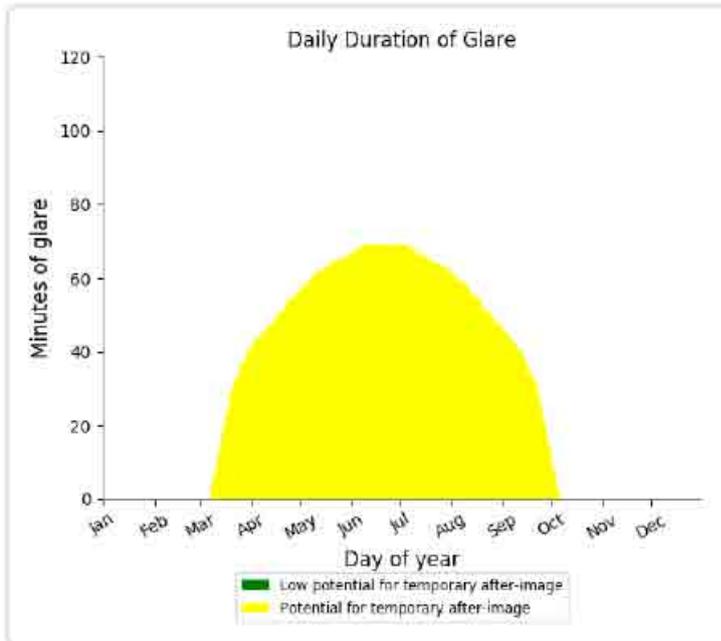


Abbildung 16: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) der PV-Anlage B in Abhängigkeit der Monate für OP1

Abbildung 17 zeigt die Fläche und den Umriss der PV-Anlage B in einer Grafik dargestellt. Gelb dargestellt sind die von der PV-Anlage ausgehenden potenziellen Blendungen auf OP1 in Form von Yellow Glare. Je intensiver das gelb dargestellt ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit potenzieller Blendungen, verursacht durch die jeweilig markierte Fläche. Es wird deutlich, dass hauptsächlich der westliche Teil der PV-Anlage (x-Achse: -50 m bis 350 m; y-Achse: 0 bis 100 m) die Blendungen verursacht. Der dichte Bewuchs in der unmittelbaren Umgebung zu der Anlage ist in der Simulation nicht berücksichtigt. Allerdings ist der restliche Teil der Anlage aufgrund des dichten Bewuchses zwischen PV-Anlage und OP und der zunehmenden Entfernung zum OP nicht relevant.

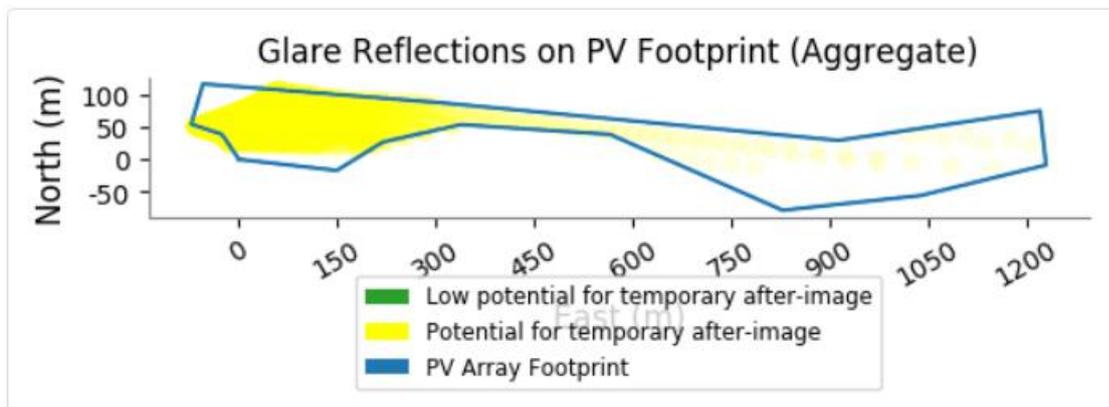


Abbildung 17: PV-Anlage B: Fläche mit Reflexionen auf OP1

## 7.2 Kritische Immissionsorte: Wohngebäude OP2

Nachfolgend wird das Wohngebäude OP2 analog zu Kapitel 7.1 bewertet. Abbildung 18 verdeutlicht die jährlich auftretende Blendung ausgehend von PV-Anlage B auf OP2. Die Uhrzeiten der potenziell auftretenden Blendungen sind gegeben. Diese treten von Anfang März bis Anfang Oktober zwischen 05:45 und 06:45 auf. Die tägliche Dauer der Blendung ist in Abbildung 19 dargestellt. Diese erreicht in den Sommermonaten Werte von bis zu 26 Minuten potenzieller Blendung. Der Grenzwert für die tägliche Dauer der Blendung liegt bei 30 Minuten für Wohngebäude.

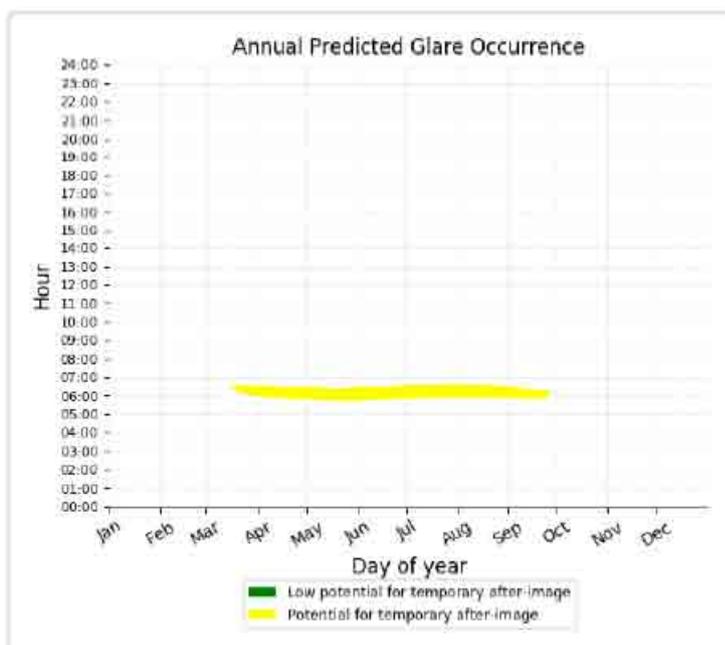


Abbildung 18: Jährlich auftretende Blendung der PV-Anlage B in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP2

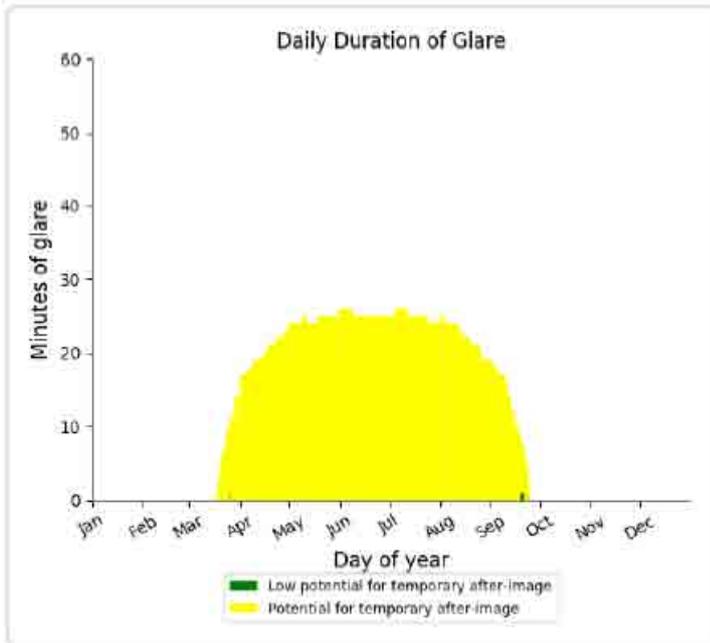


Abbildung 19: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) der PV-Anlage B in Abhängigkeit der Monate für OP2

Abbildung 20 zeigt die Fläche der PV-Anlage B, die relevant ist für OP2. Gelb dargestellt sind erneut die von der PV-Anlage ausgehenden potenziellen Blendungen in Form von Yellow Glare. Es wird deutlich, dass hauptsächlich der westliche Teil der PV-Anlage (x-Achse: -50 m bis 350 m; y-Achse: 0 bis 100 m) die Blendungen verursacht. Der restliche Teil der Anlage ist aufgrund des dichten Bewuchses zwischen PV-Anlage und OP und der zunehmenden Entfernung zum OP nicht relevant.

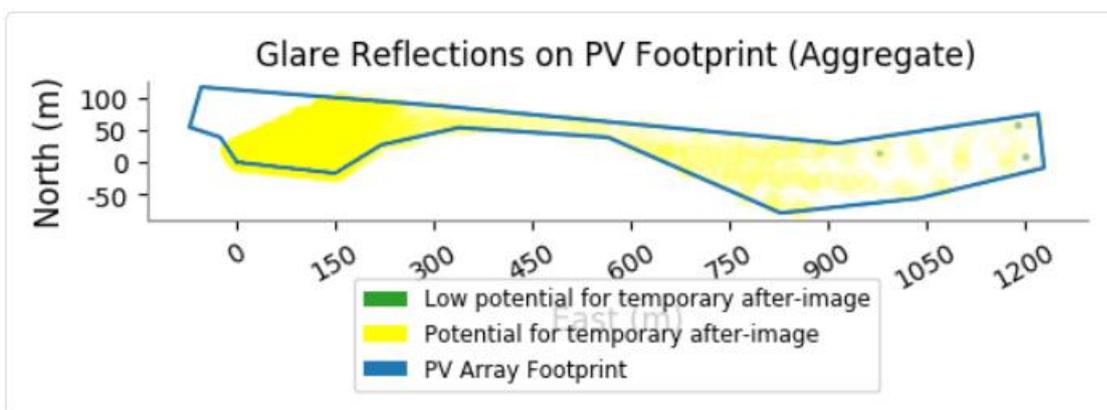


Abbildung 20: PV-Anlage B: Fläche mit Reflexionen auf OP2

## 8 Blendschutzmaßnahmen

Abbildung 21 verdeutlicht das zwischen der PV-Anlage und dem OP1 bestehende Waldgebiet (grün dargestellt). Die Reflexionen, die von der PV-Anlage B ausgehen, sind als gelbe Linien dargestellt. Die weiße Fläche stellt den Bereich dar, der höchstwahrscheinlich nicht ausreichend durch Bewuchs geschützt ist. Grund dafür ist das vereinzelte Auftreten von Bewuchs in diesem Bereich. So ist hier nicht sichergestellt, ob dies als natürliche Sichtunterbrechung ausreichend ist. Allerdings besteht Bewuchs, der, falls laubtragend in den relevanten Monaten, auch als natürliche Sichtunterbrechung dienen kann. Blickdichter Bewuchs ist nach der LAI-Richtlinie eine mögliche Maßnahme zur Vermeidung von Blendwirkungen. Ebenfalls sind vereinzelt Bäume direkt vor dem OP1 vorzufinden, die je nachdem eine Sichtunterbrechung darstellen könnte. Das sollte vor Ort und bestenfalls in Absprache mit den Anwohnern geklärt werden. Zu beachten ist, dass der Bewuchs für die Betriebsdauer der PV-Anlage sichergestellt sein muss. Eine Variante zur Sichtunterbrechung stellt ein Rollo dar, welches am Wohngebäude OP1 installiert werden kann. Das gilt individuell mit den Anwohnern zu überprüfen. Sollte das keine akzeptable Lösung sein, sind Blendschutzmaßnahmen in dem gekennzeichneten Bereich notwendig. Dies kann in Form eines blickdichten Zauns oder eines Bewuchses realisiert werden. Wenn von der Moduloberkante keine Sichtverbindung zu den zu schützenden Bereichen besteht, kann eine Blendung ausgeschlossen werden.



Abbildung 21: Bewuchs (grün dargestellt) als teilweise natürlichen Sichtschutz zwischen PV-Anlage B und OP1. Die gelben Linien stellen die maximal möglichen Winkel der Blendreflexionen ausgehend von der PV-Anlage dar. Die weiße Fläche stellt den Bereich dar, in dem eine Beeinträchtigung der Anwohner durch die PV-Anlage zu erwarten ist

Abbildung 22 verdeutlicht ebenfalls das zwischen der PV-Anlage und dem OP2 bestehende Waldgebiet (grün dargestellt). Die Reflexionen, die von der PV-Anlage B ausgehen, sind als gelbe Linien dargestellt. Es wird deutlich, dass der dichte Bewuchs als natürliche Sichtunterbrechung dient und stellt somit eine natürliche Maßnahme zur Verminderung und Vermeidung von Blendwirkungen nach der LAI-Richtlinie dar.



Abbildung 22: Bewuchs (grün dargestellt) als natürlichen Sichtschutz zwischen PV-Anlage B und OP2. Die gelben Linien stellen die maximal möglichen Winkel der Blendreflexionen ausgehend von der PV-Anlage dar

## 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 OP2, OP3 und OP4 auszuschließen ist. **Das Wohngebäude OP1 ist von potenzieller Blendung betroffen.** Hier kommt es zu einer Grenzwertüberschreitung. **Aufgrund des bereits vorhandenen Bewuchses zwischen OP1 und der PV-Anlage ist in Absprache mit den Bewohnern zu prüfen, ob dieser bereits als Sichtunterbrechung ausreichend ist** oder ob eine weitere Variante, wie z.B. die Anbringung eines blickdichten Rollos oder eines blickdichten Sichtschutzauns, notwendig ist. **Eine Vermeidung der Blendwirkung durch die geplante PV-Freiflächenanlage auf das angrenzende Wohngebäude kann dann bei entsprechenden Blendschutzmaßnahmen erreicht 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). *Luftfahrthandbuch 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 Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (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 Sonnenlicht 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 and 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.