



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

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 Kronskamp V001

Anlage: PV Freiflächenanlage
Alte Dorfstraße
18299
Laage OT Kronskamp

in Auftrag gegeben von: forwood Beteiligung und Verwaltung GmbH
Stefan Lebzien
Rotbäkaue 16
18069 Lambrechtshagen

Projektnummer: A08.160/029

Gutachter: M. Sc. Lorenz Groß

Bearbeiter: B. Sc. Christoph Johann

Berlin, 28.01.2021

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

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	17
6.1.3	Angrenzende Wohngebäude	18
6.2	Ergebnisse	20
6.2.1	Ergebnisse der Auswertung der Wohngebäude	20
6.2.2	Ergebnisse der Auswertung der Bahnstrecke	21
7	Auswertung	22
7.1	Angrenzende Siedlung (Wohngebiete).....	22
7.2	Angrenzende Bahnstrecke	27
8	Fazit.....	29
9	Literaturverzeichnis.....	30

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: PV-Anlage (gelb markiert) in Laage (OT Kroonskamp) (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 (Quelle: Google Earth)	15
Abbildung 11: Verortung der Bahnstrecke (Quelle: Google Earth)	17
Abbildung 12: Verortung der Wohnbebauungen (dargestellt als Roter Punkt)	18
Abbildung 13: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP1 nach Monaten.....	22
Abbildung 14: Tägliche Dauer der Blendung für OP1 aufgeteilt nach Monaten	23
Abbildung 15: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP4 nach Monaten.....	24
Abbildung 16: Tägliche Dauer der Blendung für OP4 aufgeteilt nach Monaten	24
Abbildung 17: Untersuchte Linie des Höhenprofils	25
Abbildung 18: Höhenprofil der untersuchten Linie mit OP7 (links, schwarz markiert und beschriftet) und Beginn der PV-FF (rechts, schwarz markiert und beschriftet)	25
Abbildung 19: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP13 nach Monaten....	26
Abbildung 20: Tägliche Dauer der Blendung für OP13 aufgeteilt nach Monaten	26
Abbildung 21: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Bahnstrecke nach Monaten.....	27
Abbildung 22: Tägliche Dauer der Blendung für die Bahnstrecke aufgeteilt nach Monaten.....	28

1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission einer PV-Freiflächenanlage in Kronskamp „am Kopckenberg“ (Ortsteil der Gemeinde Laage) und die damit einhergehende Beeinträchtigung der Umgebung untersucht. Die Freiflächenanlage besteht aus zwei direkt angrenzenden PV-Feldern. Die Anlage verläuft südlich einer Bahnstrecke. Dabei werden die Auswirkungen auf die direkt betroffenen Wohngebäude im Ortsteil Kronskamp und ebenfalls die Blendung auf den Bahnverkehr (S-Bahn) untersucht.

2 Beschreibung der Umgebung

Die PV-Freiflächenanlage ist nord-östlich von dem Ortsteil Kroonskamp geplant. Kroonskamp ist ein Ortsteil der Gemeinde Laage im Nordosten des Landkreises Rostock in Mecklenburg-Vorpommern und liegt zwischen den Städten Güstrow, Teterow und Rostock. Der Mittelpunkt der Koordinaten der Freiflächenanlage liegt bei 53°55'45.92"N 12°19'27.27"E einer leicht exponierten Lage (Südhanglage) bei einer Flächengröße von ca. 11 ha. Nördlich der Anlage befindet sich eine Straßenbahn (S2, S3) und ebenso die S-Bahnhaltestation Kronskamp in unmittelbarer Entfernung.

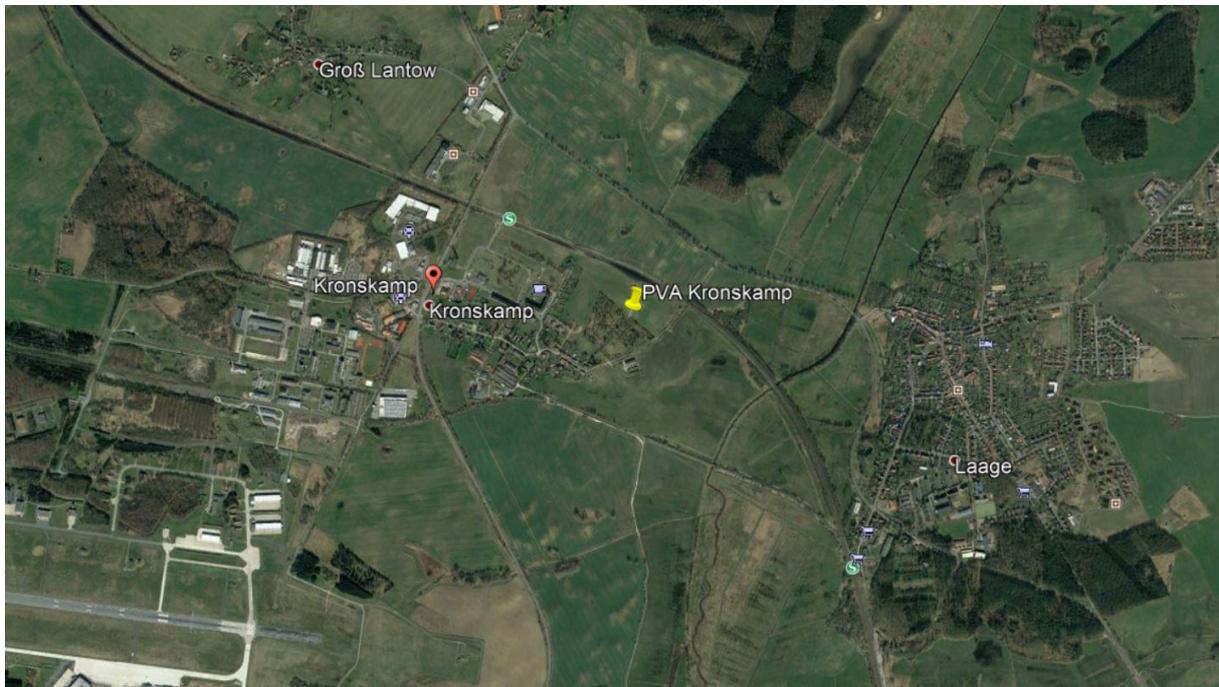


Abbildung 1: PV-Anlage (gelb markiert) in Laage (OT Kroonskamp) (Quelle: Google Earth)

Abbildung 1 verdeutlicht den Mittelpunkt (gelbe Stecknadel) der geplanten PV-Freiflächenanlage und die direkte Umgebung auf einem Kartenausschnitt von Google Earth. Südlich und westlich der Anlage befindet sich ein Wohngebiet.

3 Beschreibung der PV-Anlage

Bisher ist die Verwendung der Module CS3L-360 MS des Herstellers Canadian Solars geplant. Die Module weisen eine Nennleistung von 360 Wp unter Standard-Test-Bedingungen auf. Die Moduleffizienz beträgt 19,46%. Die Modulabmessungen betragen 1,76 x 1,05 m. Die untere Modulkante ist auf einer Höhe von 0,8 m und die obere Modulkante von ca. 2,63 m über Grund geplant. Die mittlere in der Simulation angenommene Modulhöhe liegt somit bei 1,70 m. Die Aufständerung der Module ist in einem Winkel von 20° in einer Süd-Ausrichtung geplant. Dabei werden drei Module senkrecht aufgeständert. Unter Berücksichtigung der Abstände der Module von 0,2 m ergibt sich eine Breite von 5,30 m für die Modultische. Der Abstand der Modulreihen liegt bei 3,80 m. Die grafische Darstellung ist aus Abbildung 2 zu entnehmen. Detaillierte Informationen über das Reflexionsverhalten sind nicht gegeben. Abbildung 3 verdeutlicht ein Belegungsbeispiel der Module.

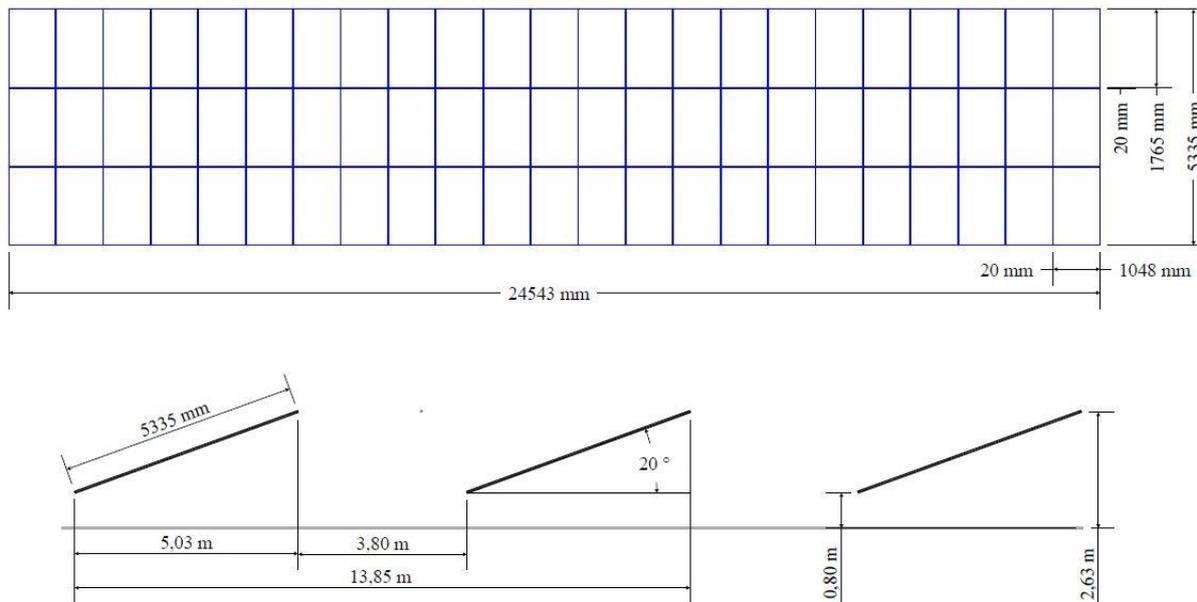


Abbildung 2: Geplante Modulaufständerung und Tischbelegung



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 ($\alpha = \beta$).

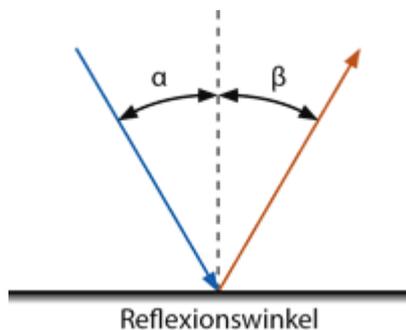


Abbildung 4: Reflexion eines Lichtstrahls

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.

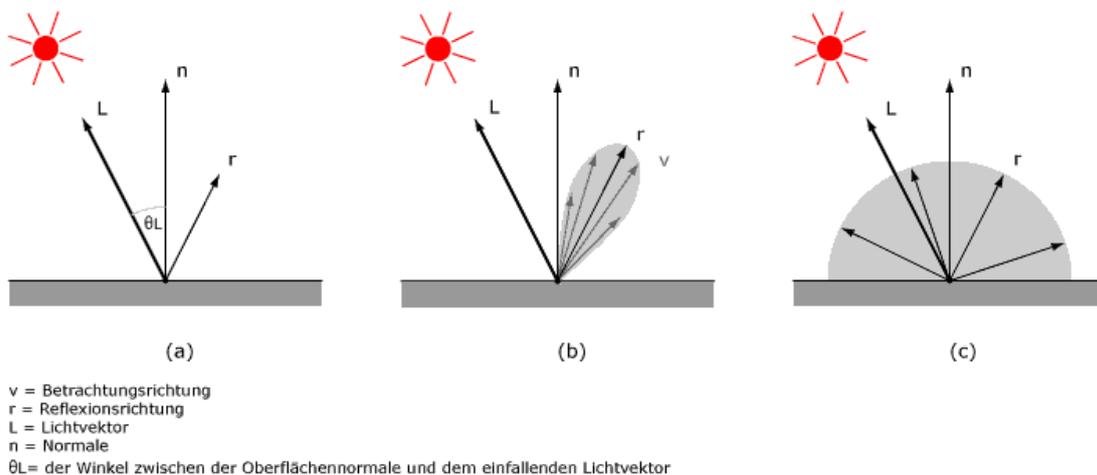


Abbildung 5: (a) Ideale spekulare Reflexion, (b) Reale spekulare Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion Quelle: (Linz, Kunst Universität)

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.

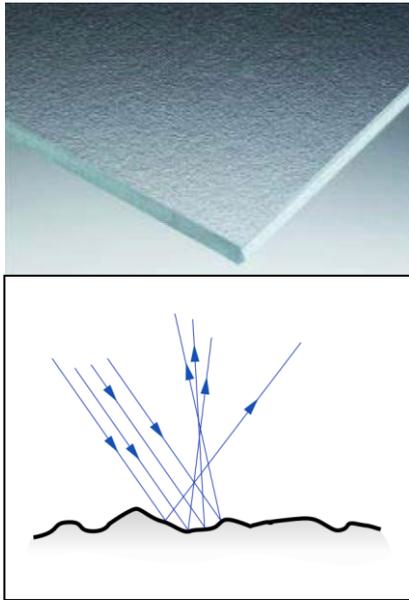


Abbildung 6: Mikrostrukturierte
(matt/matt)
Oberfläche
(Solarglass
(matt/matt) SILK)



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 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

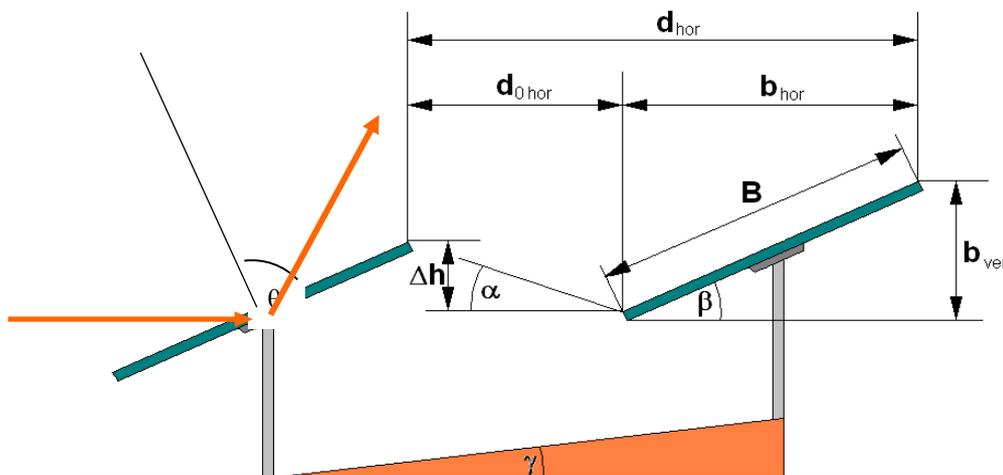


Abbildung 8: Reflexion von gerichteter Reflexion an der Glasfläche des Moduls (Darstellung anhand eines Strahls)

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 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
- **Schieneverkehr**
- 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. 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/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.

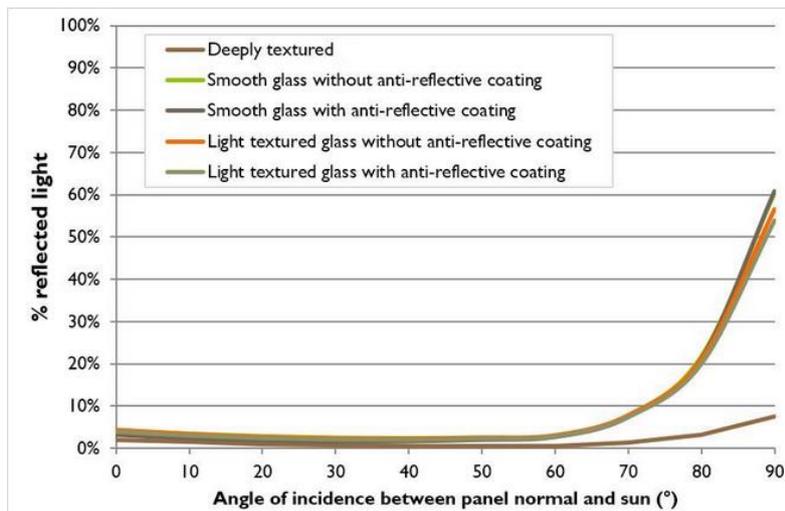


Abbildung 9: Reflexionseigenschaften typischer Abdeckgläser (Quelle: (Yamada T.))

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 nachfolgend dargestellt. Anhand dieser Daten berechnet sich die Simulation.

6.1.1 PV-Anlage

Die Verortung der geplanten PV-Freiflächenanlage ist nachfolgend beschrieben. Dabei sind die PV-Felder für die Simulation eingeteilt in das PV-Feld NO (Nordosten) und das PV-Feld SO (Südosten). 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 20° und der Azimut liegt bei 0° . Anzumerken sind die Höhenunterschiede in der PV-Fläche. Die Höhe variiert somit von 19,9 m bis hin zu 39,9 m. Insbesondere der östliche Teil fällt sehr ab. 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 (Quelle: Google Earth)

Tabelle 1: Verortung der PV-Felder

	Punkt	Latitude (deg)	Longitudo (deg)	Höhe über NN [m]	Mittlere Modulhöhe [m]	Höhe über NN gesamt [m]
PV-Feld NO	1	53.93111	12.32386	38	1.7	39.7
PV-Feld NO	2	53.93087	12.32457	39.9	1.7	41.7
PV-Feld NO	3	53.93066	12.32586	29.1	1.7	30.8
PV-Feld NO	4	53.9305	12.32632	26.5	1.7	28.2
PV-Feld NO	5	53.93029	12.32664	22.8	1.7	24.5
PV-Feld NO	6	53.93035	12.32702	21.2	1.7	22.9
PV-Feld NO	7	53.93	12.32788	20.8	1.7	22.5
PV-Feld NO	8	53.92969	12.32748	19.6	1.7	21.3
PV-Feld NO	9	53.92934	12.3271	20.1	1.7	21.8
PV-Feld NO	10	53.92877	12.32614	21.6	1.7	23.3
PV-Feld NO	11	53.93039	12.3228	35.7	1.7	37.5
PV-Feld SO	1	53.93046	12.32222	30.7	1.7	32.4
PV-Feld SO	2	53.93016	12.32254	35.2	1.7	36.9
PV-Feld SO	3	53.9286	12.32582	23.1	1.7	24.8
PV-Feld SO	4	53.92811	12.32456	27.2	1.7	28.9
PV-Feld SO	5	53.92778	12.3231	23.9	1.7	25.6
PV-Feld SO	6	53.92874	12.32129	25.9	1.7	27.6
PV-Feld SO	7	53.92981	12.32194	31.1	1.7	32.8
PV-Feld SO	8	53.93	12.32209	31.9	1.7	33.6

6.1.2 Bahnstrecke

Die Verortung der angrenzenden Bahnstrecke ist in Abbildung 11 dargestellt. Die exakten Koordinaten, Höhe ü. NN, die für die Simulation angenommene Höhe des Fahrerhauses von 3,50m und die daraus resultierende Gesamthöhe sind aus Tabelle 2 zu entnehmen.

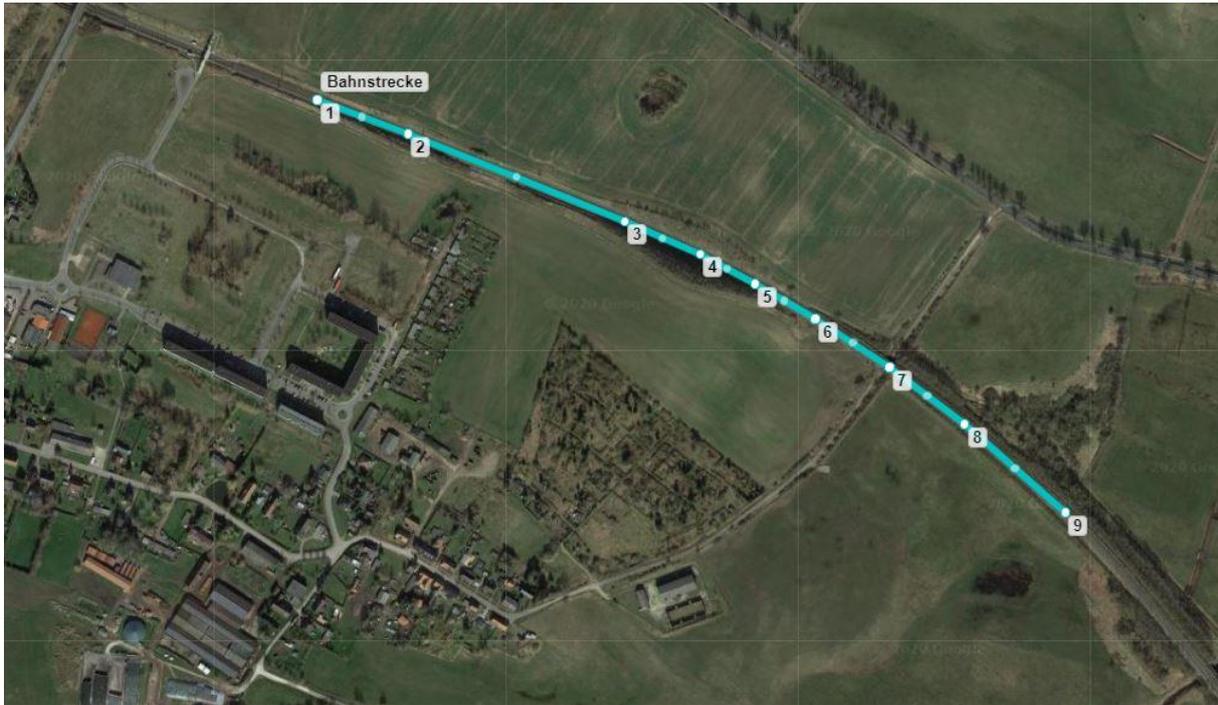


Abbildung 11: Verortung der Bahnstrecke (Quelle: Google Earth)

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

	Punkt	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Höhe über NN [m]	Höhe des Fahrerhauses [m]	Höhe über NN gesamt [m]
Bahnstrecke	1	53.93301	12.31763	25.2	3	28.2
Bahnstrecke	2	53.93264	12.31932	25.2	3	28.2
Bahnstrecke	3	53.93166	12.3234	24.7	3	27.7
Bahnstrecke	4	53.93129	12.32482	24	3	27
Bahnstrecke	5	53.93097	12.32584	24.1	3	27.1
Bahnstrecke	6	53.93058	12.32698	22.4	3	25.4
Bahnstrecke	7	53.93003	12.32839	21.1	3	24.1
Bahnstrecke	8	53.9294	12.32979	21.9	3	24.9
Bahnstrecke	9	53.92841	12.33168	21.4	3	24.4

6.1.3 Angrenzende Wohngebäude

Die angrenzende Siedlung bzw. punktuell ausgewählten Wohngebäude sind in Abbildung 12 als rote Stecknadeln dargestellt. Dabei wurden insgesamt 14 potenziell gefährdete Punkte (OP = Observation Point) ermittelt, die das Wohngebiet westlich der geplanten PV-Anlage im Gesamten bestmöglich abbilden. Weiterhin wurde die zu untersuchende Höhe der einzelnen Punkte anhand Auswertungen in Google Maps bestimmt. Vor-Ort-Aufnahmen liegen nicht vor. So wird beispielsweise der Gartenbereich (OP4 – 11) mit einer Höhe von zwei Metern definiert und ausgewertet.



Abbildung 12: Verortung der Wohnbebauungen (dargestellt als Roter Punkt)

Tabelle 3 zeigt die Koordinaten der Untersuchungspunkte, die Höhe über NN, die angenommene Höhe der OPs und die daraus resultierende Gesamthöhe der Untersuchungspunkte über NN.

Tabelle 3: Koordinaten und Höhe der Untersuchungspunkte

Punkt (OP)	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Höhe über NN [m]	Untersuchungshöhe [m]	Höhe über NN gesamt [m]
1	53.92977	12.31829	26.1	8	34.1
2	53.92998	12.31846	26.2	8	34.2
3	53.93018	12.31864	26.2	8	34.2
4	53.92982	12.31934	25.1	2	27.1
5	53.93004	12.31949	25	2	27
6	53.93036	12.31975	24.9	2	26.9
7	53.93059	12.31996	24.9	2	26.9
8	53.93081	12.32013	24.6	2	26.6
9	53.93104	12.32031	24.6	2	26.6
10	53.93127	12.32058	24.4	2	26.4
11	53.93147	12.32059	24.7	2	26.7
12	53.92864	12.31871	25.7	5	30.7
13	53.92834	12.3194	25.4	5	30.4
14	53.92818	12.32004	25.5	5	30.5

6.2 Ergebnisse

6.2.1 Ergebnisse der Auswertung der Wohngebäude

Nachfolgend sind die Simulationsergebnisse der Untersuchung der einzelnen Wohngebäude in Tabelle 4 dargestellt. Um die Ergebnisse der Simulation bewerten zu können, müssen zunächst allerdings noch weitere Bedingungen berücksichtigt werden. So ist keine Blendung gegeben, wenn der Vektor der Lichtreflexion sowie der Vektor 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.

Die bereinigten Ergebnisse sind in Tabelle 5 dargestellt. Der Grenzwert für die Wohngebäude liegt bei 1800 Minuten im Jahr. Nach der Korrektur überschreitet kein OP den Grenzwert.

Tabelle 4: Simulationsergebnisse für die einzelnen Wohngebäude (=OP)

Untersuchungspunkt	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
OP1	0	1760
OP2	0	1311
OP3	0	1038
OP4	0	3403
OP5	0	2473
OP6	0	1419
OP7	0	773
OP8	0	309
OP9	0	6
OP10	0	0
OP11	0	0
OP12	0	2583
OP13	0	2430
OP14	0	1799

Tabelle 5: Korrigierte Simulationsergebnisse für die einzelnen Wohngebäude

Untersuchungspunkt	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)	Grenzwert eingehalten
OP1	0	607	Ja
OP2	0	238	Ja
OP3	0	94	Ja
OP4	0	1348	Ja
OP5	0	754	Ja
OP6	0	126	Ja
OP7	0	0	Ja
OP8	0	0	Ja
OP9	0	0	Ja
OP10	0	0	Ja
OP11	0	0	Ja
OP12	0	1300	Ja
OP13	0	1272	Ja
OP14	0	1112	Ja

6.2.2 Ergebnisse der Auswertung der Bahnstrecke

Die zu untersuchende Höhe wurde dabei gemäß der Höhe des Fahrerhauses von Straßenbahnen auf 3 m festgelegt bei einem Blickwinkel von $\pm 30^\circ$ ausgehend von der jeweiligen Fahrtrichtung. Die potenzielle Blendung in Form von Yellow Glare liegt bei 4382 Minuten und überschreitet somit den Grenzwert von 0 Minuten pro Kalenderjahr.

Tabelle 6: Simulationsergebnisse für die Bahnstrecke

Straße	Annual Green Glare (min)	Annual Yellow Glare (min)
Bahnstrecke	0	4382

7 Auswertung

Zusammengestellte Ergebnisse und Bewertungen:

7.1 Angrenzende Siedlung (Wohngebiete)

Die Untersuchung der angrenzenden Wohngebiete hat ergeben, dass die OPs 1 – 6 und 12 – 14 von potenzieller Blendung in Form von Yellow Glare betroffen sind. Dabei überschreitet kein OP den Grenzwert von 1800 Minuten pro Kalenderjahr. Die OPs 7 – 11 sind nicht von potenzieller Blendung in Form von Yellow Glare betroffen. Nachfolgend sind Bewertungen und Analysen zu den potenziellen Blendungen gegeben.

Abbildung 1 verdeutlicht die jährliche auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP1. Dabei ist die Grafik aufgeteilt in die stündlichen Uhrzeiten und die Monate. Es zeigt sich, dass die potenziellen Blendungen am OP1 in den Morgenstunden auftreten von ca. 05:00 – 07:00. Die Dauer der Blendung in Minuten ist in Abbildung 14 dargestellt. Diese beträgt ca. 15 – 20 Minuten von Mitte März bis Ende Juni und von Anfang Juli bis Ende September. OP1, OP2 und OP3 bilden den westlich der PVA liegenden Wohnblock mit einer Untersuchungshöhe von 8 m (2. Stock) ab. Durch die Unterschreitung des Grenzwertes sind diese OPs nicht schutzwürdig.

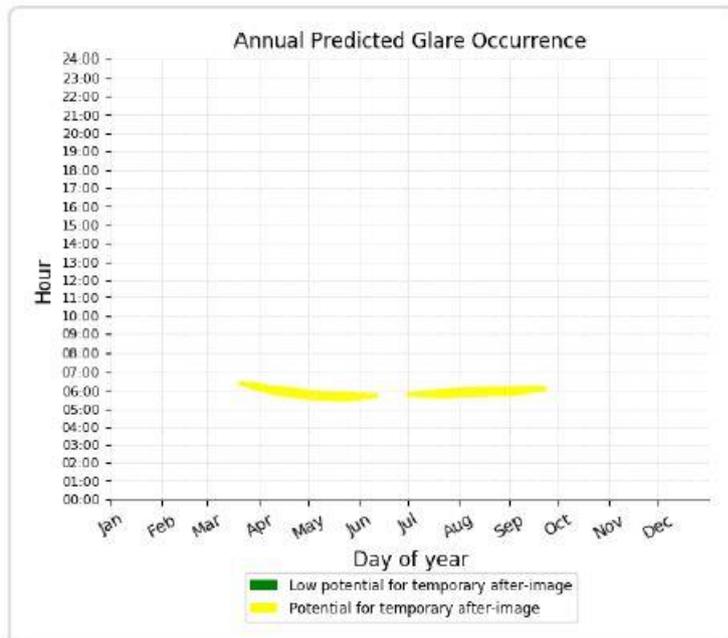


Abbildung 13: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP1 nach Monaten

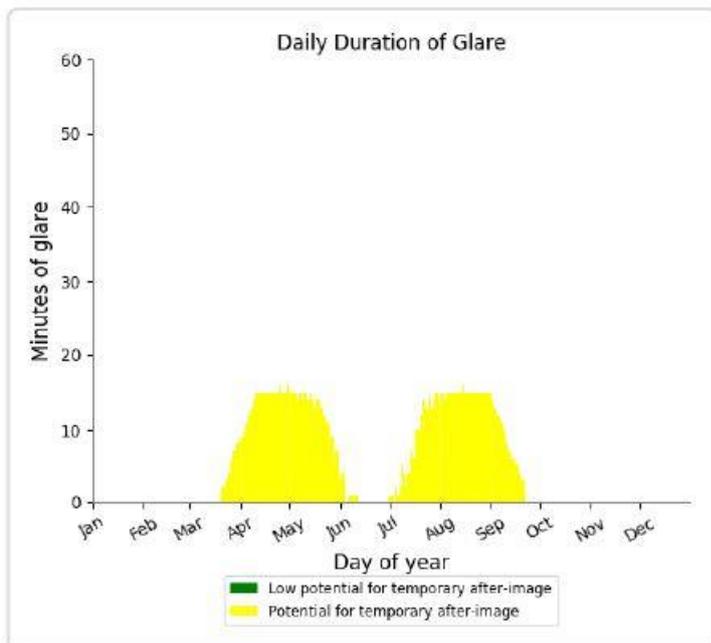


Abbildung 14: Tägliche Dauer der Blendung für OP1 aufgeteilt nach Monaten

Unter Betrachtung der OPs 4 – 11 ist der OP4 am höchsten von potenzieller Blendung durch Yellow Glare betroffen. Zu erwähnen ist allerdings, dass Bewuchs und kleinere Bebauungen am Ende der Gartenanlage ersichtlich sind, welche als mögliche Sichtunterbrechung zwischen OP und der PV-Anlage dienen kann. Abbildung 15 verdeutlicht die jährlich auftretende Blendung (Yellow Glare) in Abhängigkeit der Uhrzeit und aufgeteilt in die einzelnen Monate. Es wird deutlich, dass die potenziellen Blendungen von 05:00 – 06:45 Mitte Mai bis Ende September auftreten können. Abbildung 16 verdeutlicht die tägliche Dauer der Blendung. Diese liegt somit bei maximal 25 Minuten in den Morgenstunden unter Berücksichtigung einer Höhe von 2 m. Im Vergleich zu den OPs 5 – 11 liegt dieser OP in der Nähe eines Bereiches der PVA, in dem der Höhenunterschied zwischen dem Untersuchungspunkt und der PVA relativ gering ist. Während der OP4 auf einer Höhe von ca. 25 m üNN liegt, liegt der südwestliche Teil der PVA auf einer ähnlichen Höhe.

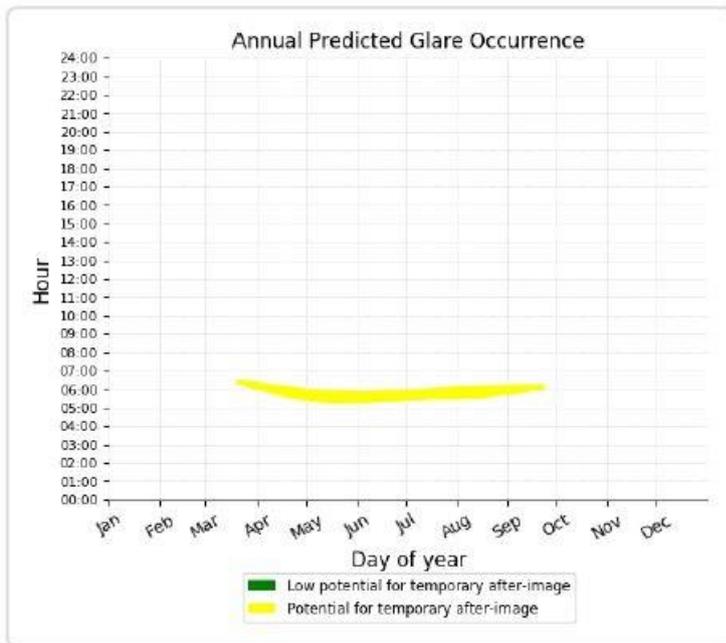


Abbildung 15: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP4 nach Monaten

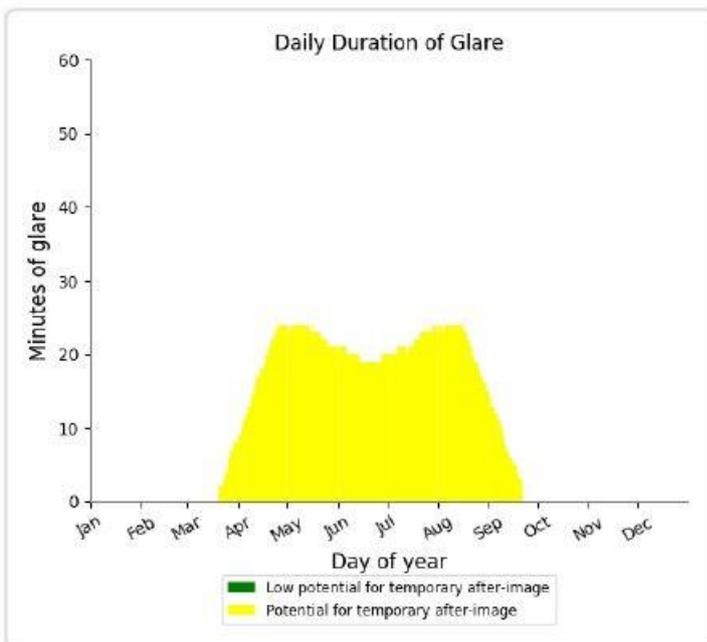


Abbildung 16: Tägliche Dauer der Blendung für OP4 aufgeteilt nach Monaten

Die OPs 7 – 11 ergeben, dass keine potenzielle Blendung in Form von Yellow Glare auftritt. Das ist zu erklären, weil sie im Höhenprofil deutlich unterhalb der PV-FF liegen und somit keine Sichtverbindung gegeben ist. Die Untersuchung des Höhenprofils ist in Abbildung 17 dargestellt. Dabei wurde die Linie ausgehend von OP7 bis zum höchsten Punkt der PV-Anlage gesetzt. Der Beginn der geplanten PV-

Anlage liegt bei einer Höhe von ca. 32 m üNN. Das wird deutlich in Abbildung 18, die das Höhenprofil der untersuchten Linie darstellt. Der Untersuchungspunkt 7 endet inklusive Grundstück bei 25 m und einer Höhe von ca. 24 m. Das PV-Feld beginnt bei 151 m bei einer Höhe von ca. 32 m. Das verdeutlicht, dass die OPs 7-11 durch die Höhenunterschiede nicht von potenziellen Blendungen betroffen sind.



Abbildung 17: Untersuchte Linie des Höhenprofils

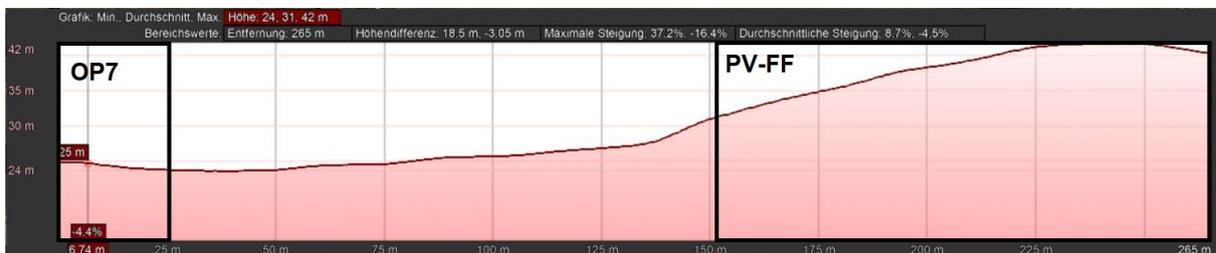


Abbildung 18: Höhenprofil der untersuchten Linie mit OP7 (links, schwarz markiert und beschriftet) und Beginn der PV-FF (rechts, schwarz markiert und beschriftet)

Abbildung 19 verdeutlicht anhand dem OP13 die jährlich auftretende potenzielle Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit und die tägliche Dauer aufgeteilt in die einzelnen Monate. Die Blendung kann in den Morgenstunden zwischen 05:00 und 07:00 von Anfang April bis Ende September auftreten. Die tägliche Blendung (siehe Abbildung 20) liegt bei ca. 15 Minuten.

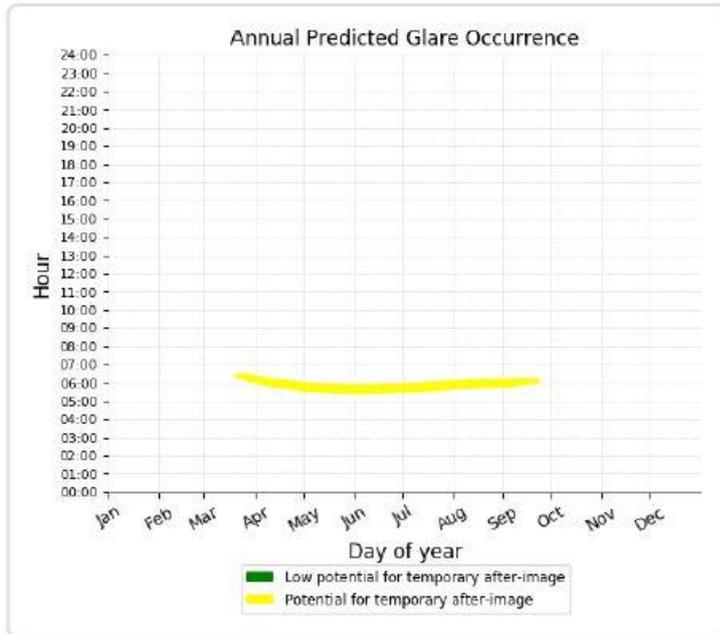


Abbildung 19: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP13 nach Monaten

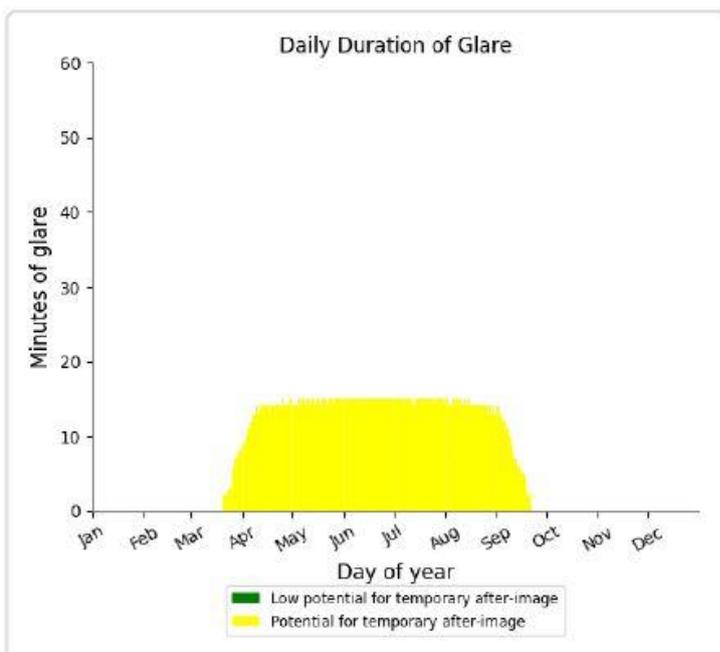


Abbildung 20: Tägliche Dauer der Blendung für OP13 aufgeteilt nach Monaten

7.2 Angrenzende Bahnstrecke

Die Bahnstrecke ist von potenzieller Blendung betroffen und überschreitet den Grenzwert. Die Berücksichtigung des Blickwinkels von $\pm 30^\circ$ aus beiden Richtungen der Bahnstrecke ist durch die Reflexionen einer südlich-ausgerichteten Modulfläche und dem Neigungswinkel von 20° betroffen. Da die Bahnstrecke nicht ausschließlich südlich der PVA verläuft, sondern in einem Bogen um die Anlage, sind die potenziellen Blendungen zu erklären. Die geringen Höhenunterschiede im Nordwesten der PVA zur Bahnstrecke sind verantwortlich für die potenziellen Blendungen. Abbildung 21 verdeutlicht die jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit und aufgeteilt in die einzelnen Monate. Es wird deutlich, dass die potenziellen Blendungen nur in den Abendstunden zwischen 17:30 und 19:00 von Mitte März bis Anfang Oktober auftreten. Abbildung 22 verdeutlicht die täglich auftretenden Blendminuten, ebenfalls aufgeteilt in die einzelnen Monate. In den Monaten April und September erreicht die tägliche Dauer knapp 30 Minuten.

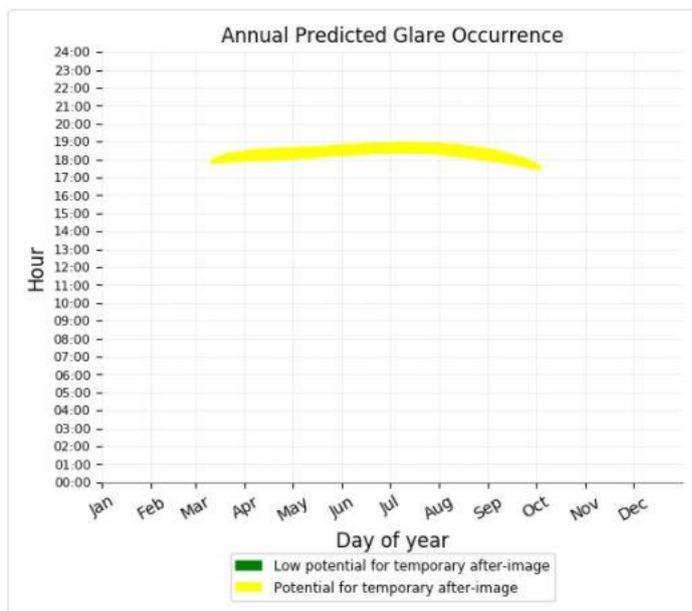


Abbildung 21: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Bahnstrecke nach Monaten

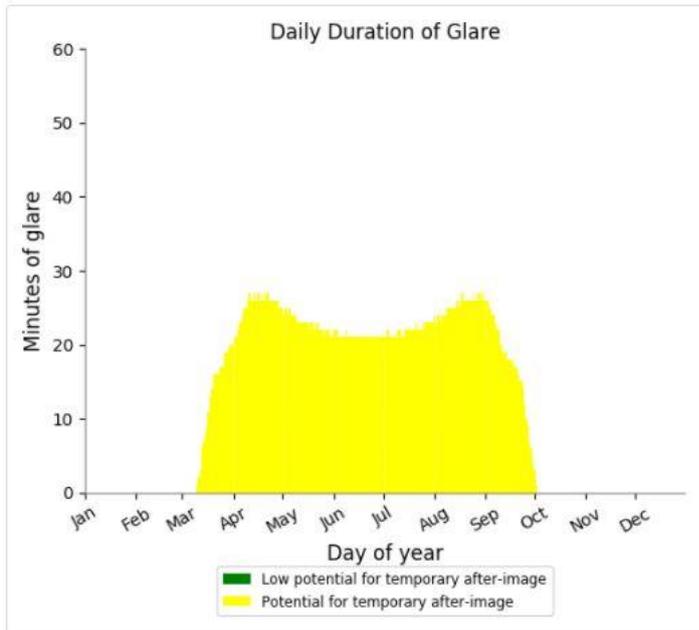


Abbildung 22: Tägliche Dauer der Blendung für die Bahnstrecke aufgeteilt nach Monaten

8 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 nicht** auszuschließen ist. Hier kommt es zu einer Grenzwertüberschreitung. Eine Blendwirkung durch die geplante PV-Freiflächenanlage auf die angrenzende Bahnstrecke kann bei **entsprechenden Blendschutzmaßnahmen** eingehalten werden.

Für die angrenzenden **Wohngebäude** sind Belästigungen durch Reflexionen an den Moduloberflächen nach der LAI-Richtlinie **ausschließbar**. Aufgrund der Betrachtung des Höhenprofils ist zu schließen, dass die untersuchten Wohngebäude deutlich niedriger als die geplante PV-Freiflächenanlage liegen.

9 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.