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 Oberschöna (OT Kleinschirma)

Anlage:	PVA Oberschöna 09600 Oberschöna OT Kleinschirma
in Auftrag gegeben von:	Stadtwerke Leipzig GmbH Anja Blankenheim Augustusplatz 7 04109 Leipzig
Projektnummer:	A18.160/016
Gutachter:	M. Sc. Lorenz Groß
Bearbeiter:	M. Sc. Christoph Johann

Berlin, 18.05.2021

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

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 4
2 Beschreibung der Umgebung 4
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 und -bewertung 14
6 Simulation 15
6.1 Simulationsparameter 15
6.1.1 PV-Anlage 15
6.1.2 RB 30 16
6.2 Ergebnisse 18
6.2.1 RB 30 18
7 Auswertung 19
7.1 RB 30: Fahrtrichtung Osten (OP4) 19
7.2 RB 30: Fahrtrichtung Westen (OP8) 21
7.3 RB 30….. 23
8 Blendschutzmaßnahmen 24
9 Fazit…. 26
10 Literaturverzeichnis 27

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: PV-Anlage (gelbe Stecknadel) und Gemeinde Oberschöna (Quelle: Google Earth) 4
Abbildung 2: Vor-Ort-Aufnahme der geplanten Freifläche mit Blick auf Kleinschirma (Quelle: Auftraggeber) 5
Abbildung 3: Geplante Modulaufständerung und Tischbelegung (Quelle: Auftraggeber) 6
Abbildung 4: 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: Verortung der PV-Anlage Oberschöna anhand eines Kartenausschnitts (Quelle: Google Earth) 15
Abbildung 11: Verortung der RB 30 (Quelle: Google Earth) 17
Abbildung 12: Verortung der RB 30 unterteilt in Immissionsorte (OP 1 – OP9) (Quelle: Google Earth) 17
Abbildung 13: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Strecke der RB 30 für die Fahrtrichtung Osten 19
Abbildung 14: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) in Abhängigkeit der Monate für die Strecke RB 30 für die Fahrtrichtung Osten 20
Abbildung 15: Fläche mit Reflexionen auf OP 4 20
Abbildung 16: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Strecke der RB 30 für die Fahrtrichtung Westen 21
Abbildung 17: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) in Abhängigkeit der Monate für die Strecke RB 30 für die Fahrtrichtung Westen 22
Abbildung 18: Fläche mit Reflexionen auf OP 8 22
Abbildung 19: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für die die Strecke der RB 30 unter Berücksichtigung beider Fahrtrichtungen 23
Abbildung 21: Markierung des natürlichen Bewuchses zwischen der Strecke der RB 30 und der PV-Anlage 24
Abbildung 22: Vor-Ort-Aufnahme des natürlichen Bewuchses mit Blickrichtung Osten (Quelle: Auftraggeber) 25
Abbildung 23: Vor-Ort-Aufnahme des natürlichen Bewuchses mit Blickrichtung Westen (Quelle: Auftraggeber) 25
Abbildung 24: Vor-Ort-Aufnahme des natürlichen Bewuchses mit Blickrichtung Süden (Quelle: Auftraggeber) 25

1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission einer PV-Freiflächenanlage in Oberschöna OT Kleinschirma (Landkreis Mittelsachsen in Sachsen) und die damit einhergehende Beeinträchtigung der Umgebung untersucht. Die Freiflächenanlage verläuft nördlich der Regionalbahn (RB) 30 (74059).

2 Beschreibung der Umgebung

Die PV-Freiflächenanlage ist südlich des Gemeindeteils Kleinschirma der zusammengeschlossenen Gemeinde Oberschöna geplant. Der Mittelpunkt der Koordinaten der Freiflächenanlage liegt bei 50°54'11.61"N und 13°17'25.48"E. Südlich der Anlage verläuft die Strecke der RB 30. Abbildung 1 verdeutlicht den Mittelpunkt (gelbe Stecknadel) der geplanten PV-Freiflächenanlage und die direkte Umgebung auf einem Kartenausschnitt. Abbildung 2 zeigt eine Vor-Ort-Aufnahme. Diese verdeutlicht die geplante Freifläche für die PV-Freiflächenanlage inklusive dem Gemeindeteil Kleinschirma im Hintergrund.

Abbildung 1: Geplante PV-Freiflächenanlage (gelbe Stecknadel) und Gemeinde Oberschöna (Quelle: Google Earth)

Abbildung 2: Vor-Ort-Aufnahme der geplanten Freifläche mit Blick auf Kleinschirma (Quelle: Auftraggeber)

3 Beschreibung der PV-Anlage

Aus dem aktuellen Vorentwurf der technischen Auslegung der PV-Freiflächenanlage Oberschöna ist zu entnehmen, dass die untere Modulkante auf einer Höhe von 0,8 m und die obere Modulkante 2,99 m über Grund geplant ist. Der Reihenabstand der Module beträgt voraussichtlich 8,95 m. Die mittlere in der Simulation angenommene Modulhöhe liegt bei 1,895 m und berechnet sich aus der geplanten Aufständerung unabhängig von der Geländeneigung, da diese bereits in der Simulation berücksichtigt wird. Die Aufständerung der Module ist in einer Neigung von 20° bei einer Ausrichtung von 176° (bei: 0° Norden, 180° Süden) geplant. Die grafische Darstellung ist aus Abbildung 3 zu entnehmen. Weiterführende Informationen über die geplanten Module sind aufgrund der sich in der Planungsphase befindlichen PV-Anlage nicht gegeben. Abbildung 4 verdeutlicht ein Belegungsbeispiel der Module.

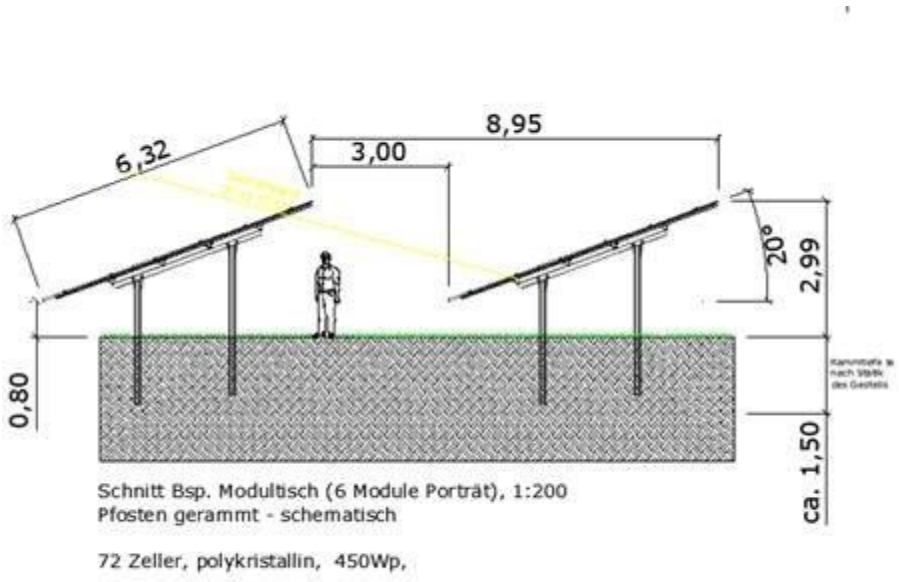

Abbildung 3: Geplante Modulaufständerung und Tischbelegung (Quelle: Auftraggeber)

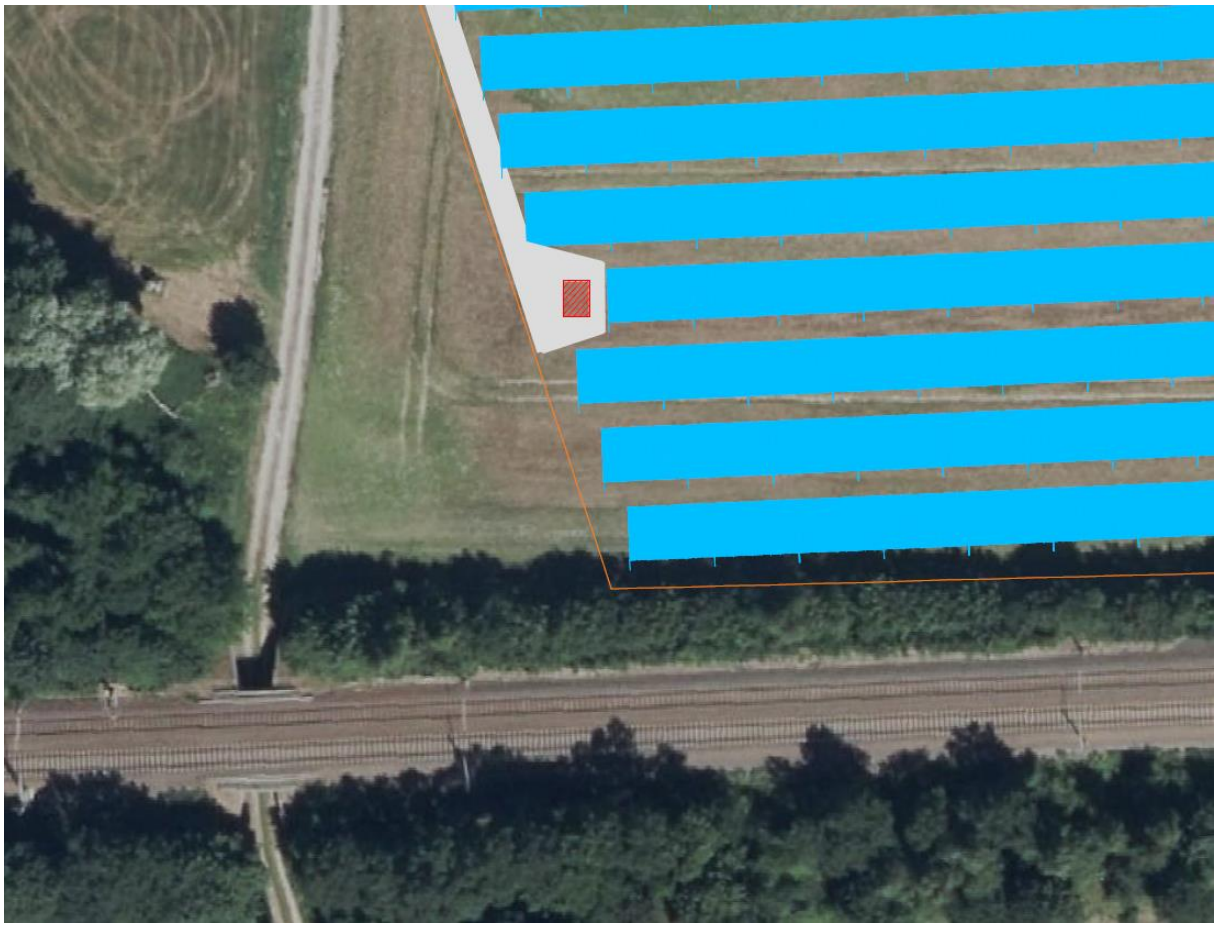

Abbildung 4: Belegungsbeispiel der geplanten PV-Module und Tischreihen (Quelle: Auftraggeber)

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 ($\alpha = \beta$).

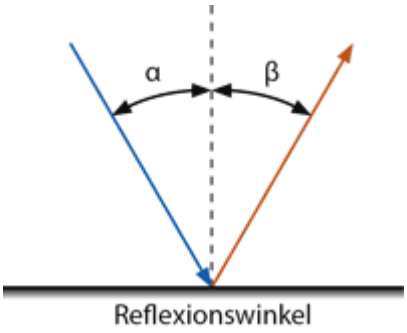

Abbildung 5: Reflexion eines Lichtstrahls

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.

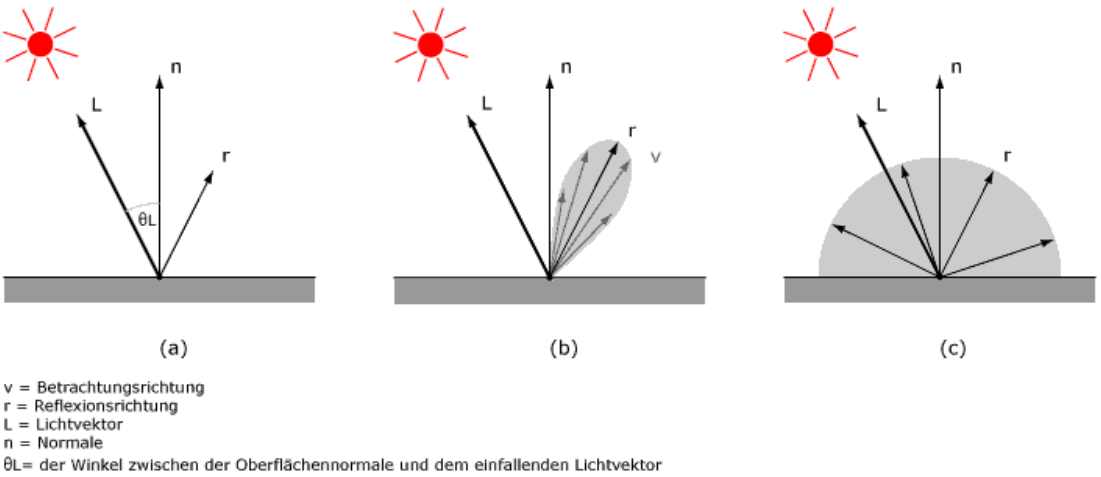

Abbildung 6: (a) Ideale spekulare Reflexion, (b) Reale spekulare Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion Quelle: (Linz, Kunst Universität)

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.

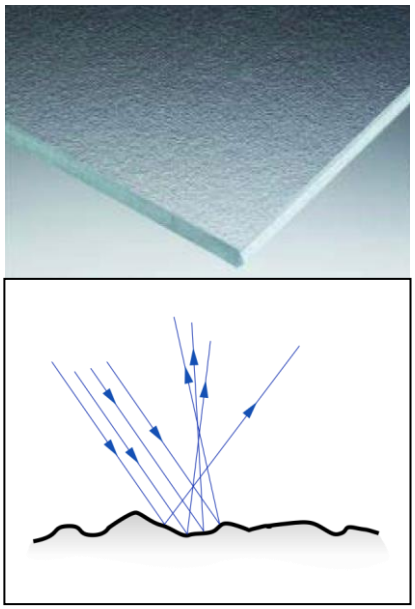

Abbildung 7: Mikrostrukturierte (matt/matt) Oberfläche (Solarglass (matt/matt) SILK)

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 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

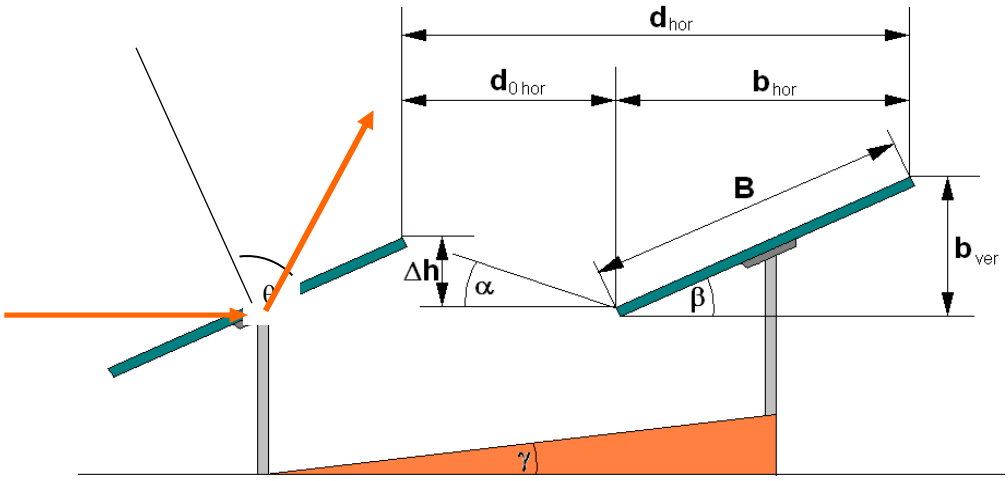

Abbildung 9: Reflexion von gerichteter Reflexion an der Glasfläche des Moduls (Darstellung anhand eines Strahls)

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 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 4 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 und -bewertung

Die Simulation berechnet in minütlicher Auflösung Zeiträume, in denen am Immissionsort solare Lichtreflexionen auftreten können. 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. 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 muss individuell in Abhängigkeit mehrerer Faktoren (Raumwinkel, Entfernung) beurteilt werden.

Zur Bewertung der Ergebnisse wird ausschließlich ein Blickwinkel von ± 30° ausgehend von der jeweiligen Fahrtrichtung im Straßen- und Schienenverkehr berücksichtigt. Ebenfalls 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 kann sich ein korrigierter Wert ergeben. Der Immissionsort im Straßen- und Schienenverkehr ist auf eine Höhe von 3 m festgelegt. Somit sind Lastkraftwagen und Schienenfahrzeuge mit erhöhter Sitzposition abgedeckt.

6 Simulation

Dieses Kapitel stellt die Simulationsparameter und die Ergebnisse dar.

6.1 Simulationsparameter

Nachfolgend werden die Eingabedaten und Simulationsparameter für die PV-Anlage, die Zugstrecke der RB 30 und weitere Immissionsorte beschrieben und dargestellt. Daraus berechnet sich die Simulation.

6.1.1 PV-Anlage

Die Verortung der geplanten PV-Freiflächenanlage Oberschöna 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 angenommene Neigung in der Simulation beträgt 20° (siehe Kapitel 3). Abbildung 10 verdeutlicht die Verortung der PV-Anlage in einem Kartenausschnitt. Diese ist dabei blau dargestellt.

Abbildung 10: Verortung der PV-Anlage Oberschöna anhand eines Kartenausschnitts (Quelle: Google Earth)

Tabelle 1: Verortung der PV-Freiflächenanlage Oberschöna

	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Mittlere Modulhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
PV Anlage	1	50,9026607	13,292398	422	1,9	423,9
PV Anlage	2	50,9026032	13,2904547	419,3	1,9	421,2
PV Anlage	3	50,9025457	13,2885437	415,5	1,9	417,4
PV Anlage	4	50,902977	13,2881789	412,8	1,9	414,6
PV Anlage	5	50,9034422	13,2877819	410,2	1,9	412,1
PV Anlage	6	50,9036654	13,2877551	409,5	1,9	411,4
PV Anlage	7	50,9036857	13,2900001	414,5	1,9	416,4
PV Anlage	8	50,9037196	13,2922451	417,3	1,9	419,2
PV Anlage	9	50,9031952	13,2923215	419,6	1,9	421,5

6.1.2 RB 30

Die Verortung der südlich der PV-Anlage verlaufenden Strecke der RB 30 ist in Abbildung 11 dargestellt. Zur detaillierten Untersuchung wurde die PV-Anlage in der Simulation weiterhin in Immissionsorte (OP = Observation Point) aufgeteilt (siehe Abbildung 12). Dazu wurde die Bahnstrecke in insgesamt 9 Immissionsorte im Streckenverlauf aufgeteilt. 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.

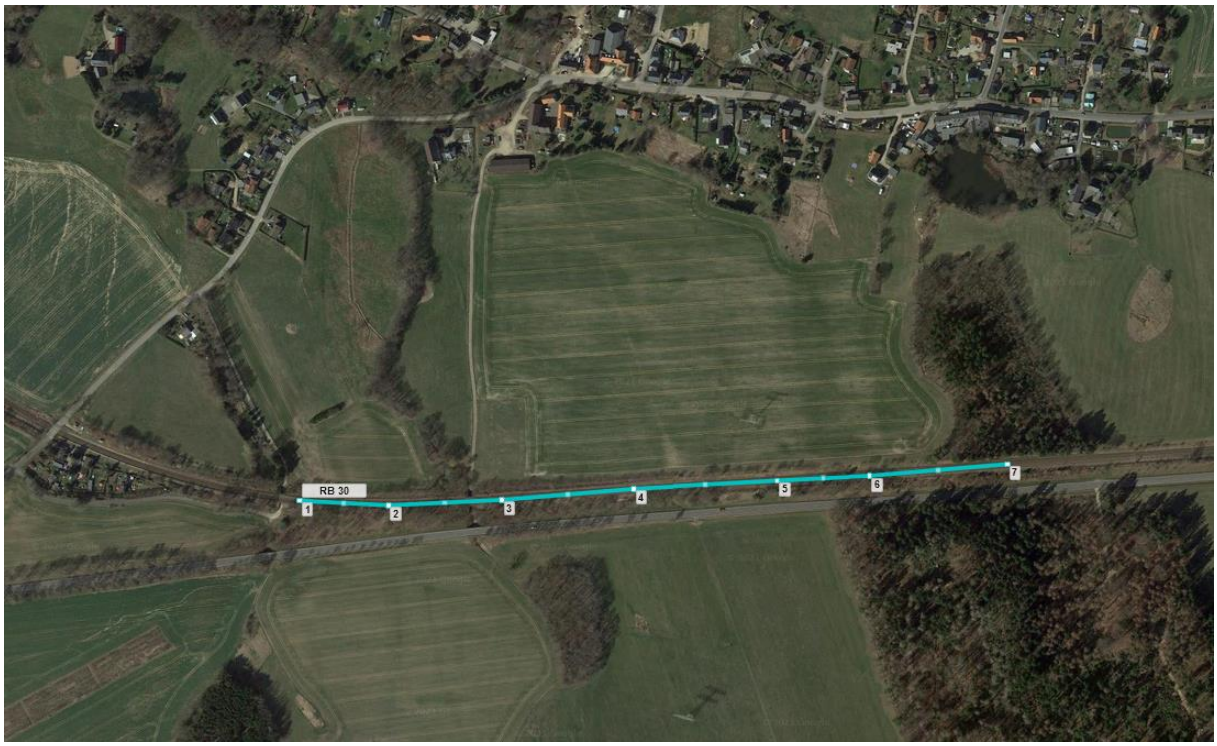

Abbildung 11: Verortung der RB 30 (Quelle: Google Earth)

Abbildung 12: Verortung der RB 30 unterteilt in Immissionsorte (OP 1 – OP9) (Quelle: Google Earth)

Tabelle 2: Koordinaten, Höhe ü. NN, die Sitzhöhe und die Gesamthöhe über NN der Bahnstrecke der RB 30

	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Sitzhöhe Regional-bahn [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
RB 30	1	50,902246	13,2848857	418,6	3	421,6
RB 30	2	50,902202	13,2862643	419,5	3	422,5
RB 30	3	50,9022561	13,2880399	420,3	3	423,3
RB 30	4	50,9023644	13,2900945	421,2	3	424,2
RB 30	5	50,9024456	13,2923368	423,4	3	426,4
RB 30	6	50,9024929	13,2937799	425	3	428
RB 30	7	50,9026046	13,295931	425,7	3	428,7

6.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse der simulativen Berechnung der Bahnstrecke und der ausgewählten Immissionsorte in der Strecke auf potenzielle Blendungen sind nachfolgend dargestellt.

6.2.1 RB 30

Tabelle 3 stellt die Simulationsergebnisse für die angrenzende Strecke der RB 30 dar. Die Simulation ergibt potenzielle Blendungen in Form von Yellow Glare von 4.501 Minuten pro Kalenderjahr.

Tabelle 3: Simulationsergebnisse (potenzielle Blendung) für die Strecke der RB 30

	Annual Green Glare (min)	Annual Yellow Glare (min)
RB 30	0	4.501

7 Auswertung

Dieses Kapitel wertet die Simulationsergebnisse hinsichtlich auftretender Blendung und in Abhängigkeit der Grenzwerte aus. Nachfolgend wird die Auswertung der Bahnstrecke anhand der ausgewählten Immissionsorte OP4 und OP8 verdeutlicht. Mit Hilfe der Untersuchung der beiden Immissionsorte sind beide Fahrtrichtungen der RB 30 abgedeckt und verdeutlichen die auftretenden Blendungen.

7.1 RB 30: Fahrtrichtung Osten (OP4)

Abbildung 13 verdeutlicht auf Basis der Simulationsergebnisse die grafische Auswertung der Zugstrecke der RB 30 hinsichtlich der jährlich auftretenden potenziellen Blendungen in Abhängigkeit der Uhrzeit, dargestellt durch OP4. Dabei ist die Grafik aufgeteilt in die Monate Januar bis Dezember und deckt somit das ganze Kalenderjahr ab. Potenzielle Blendungen treten von Anfang April bis Anfang September zwischen 06:30 und 07:30 auf. Abbildung 14 verdeutlicht die tägliche Dauer der Blendung. Diese erreicht maximal 12 Minuten pro Tag. Abbildung 15 verdeutlicht in einer grafischen Darstellung die Fläche und den Umriss der PV-Anlage. Gelb dargestellt sind die von der PV-Anlage ausgehenden potenziellen Blendungen auf OP4. Je intensiver das gelb dargestellt ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit potenzieller Blendungen, verursacht durch die jeweilige markierte Fläche. Es wird deutlich, durch welchen Bereich die Blendungen auf OP4 verursacht werden.

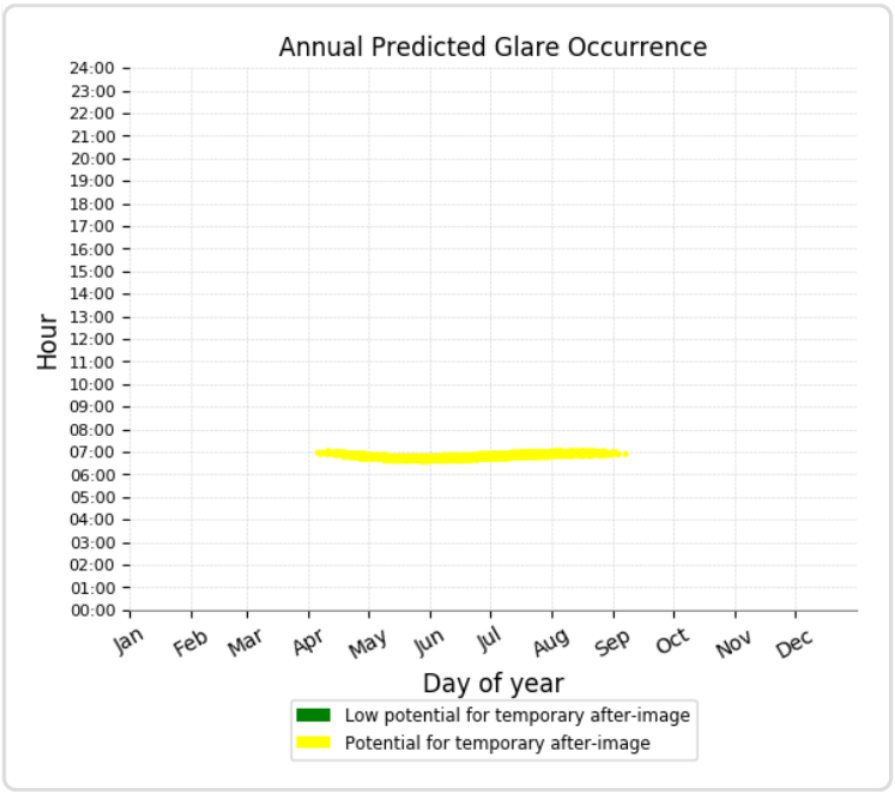

Abbildung 13: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Strecke der RB 30 für die Fahrtrichtung Osten (OP4)

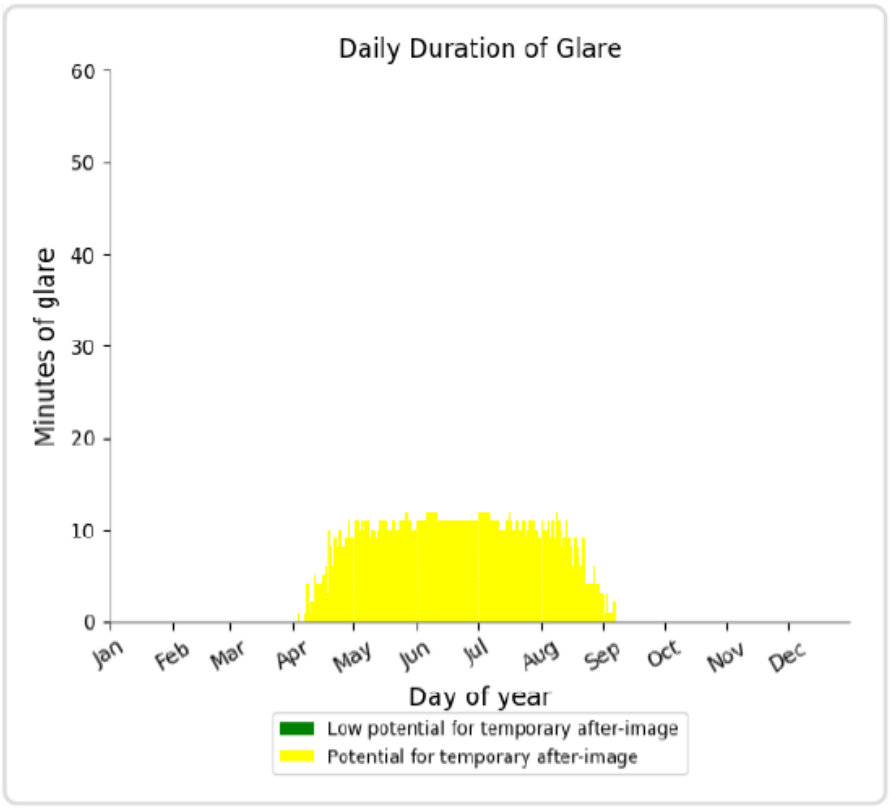

Abbildung 14: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) in Abhängigkeit der Monate für die Strecke RB 30 für die Fahrtrichtung Osten (OP4)

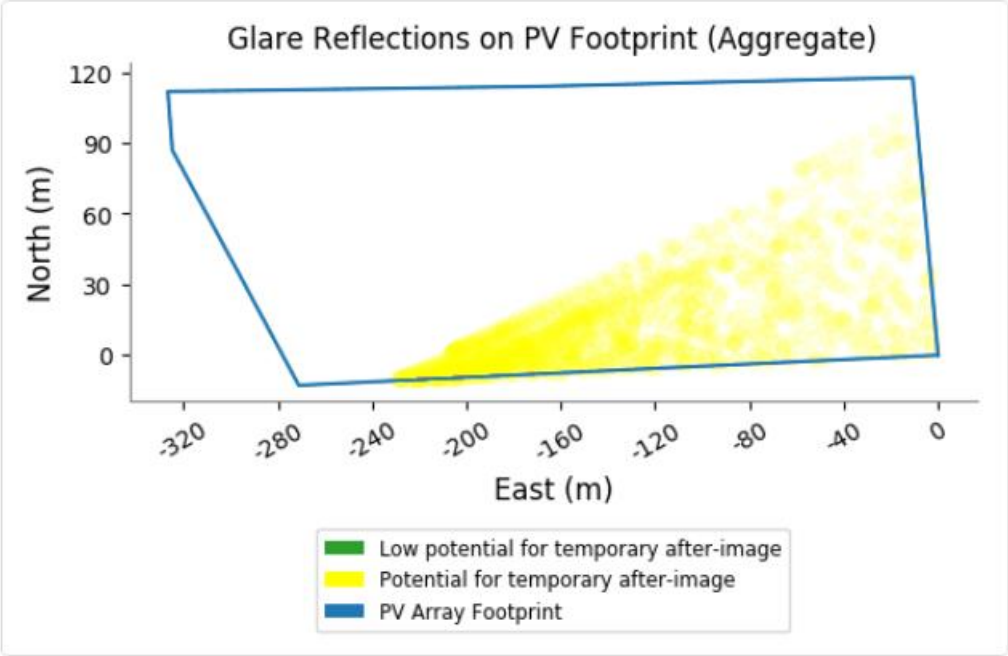

Abbildung 15: Fläche mit Reflexionen auf OP4

7.2 RB 30: Fahrtrichtung Westen (OP8)

Abbildung 16 verdeutlicht die grafische Auswertung der jährlich auftretenden potenziellen Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit aufgeteilt in die einzelnen Monate für die Fahrtrichtung Westen, dargestellt durch OP8. Potenzielle Blendungen treten von Ende März bis Mitte September zwischen 18:30 und 19:30 auf. Abbildung 17 verdeutlicht die tägliche Dauer der Blendung. Diese erreicht maximal 20 Minuten pro Tag. Abbildung 18 verdeutlicht erneut in einer grafischen Darstellung die Fläche und den Umriss der PV-Anlage. Gelb dargestellt sind die von der PV-Anlage ausgehenden potenziellen Blendungen auf OP8. Je intensiver das gelb dargestellt ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit potenzieller Blendungen, verursacht durch die jeweilige markierte Fläche. Es wird deutlich, durch welchen Bereich die Blendungen auf OP8 verursacht werden.

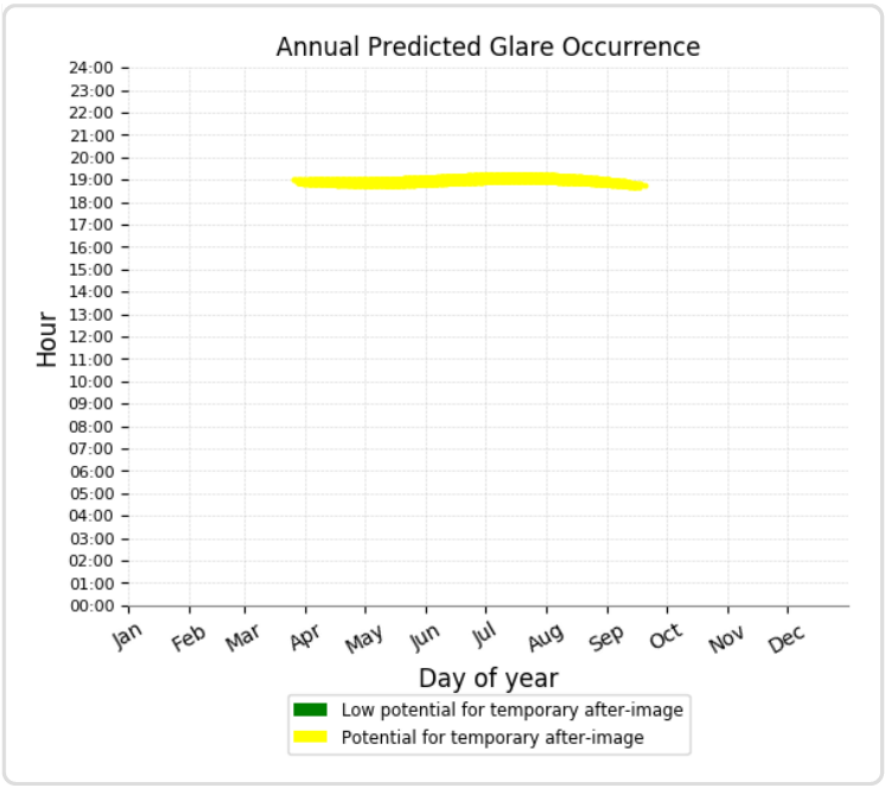

Abbildung 16: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Strecke der RB 30 für die Fahrtrichtung Westen (OP8)

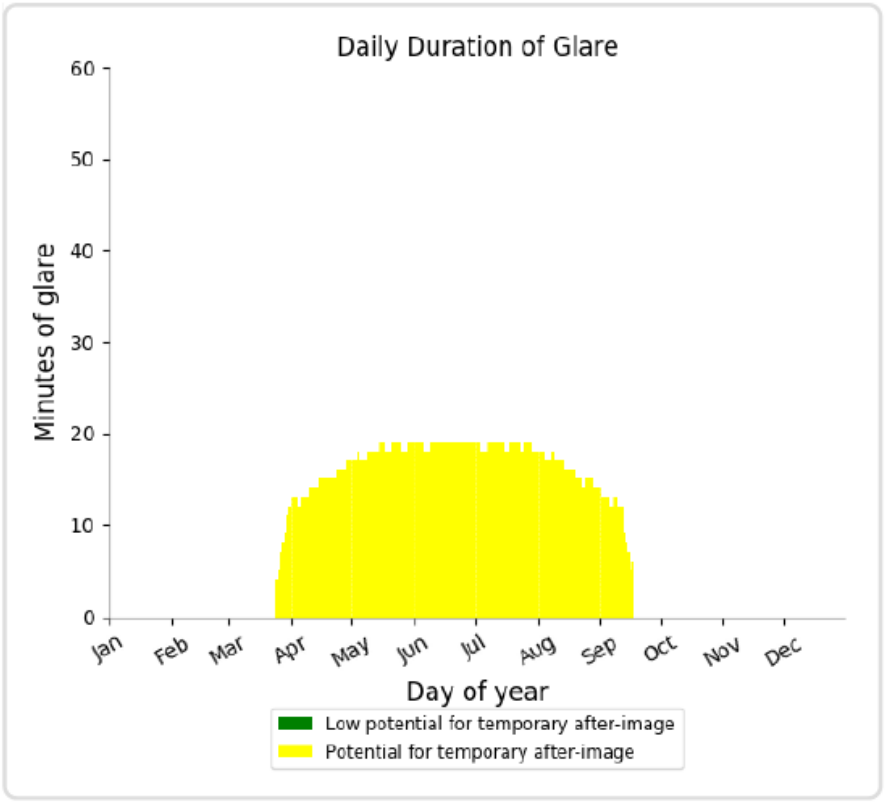

Abbildung 17: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) in Abhängigkeit der Monate für die Strecke RB 30 für die Fahrtrichtung Westen (OP8)

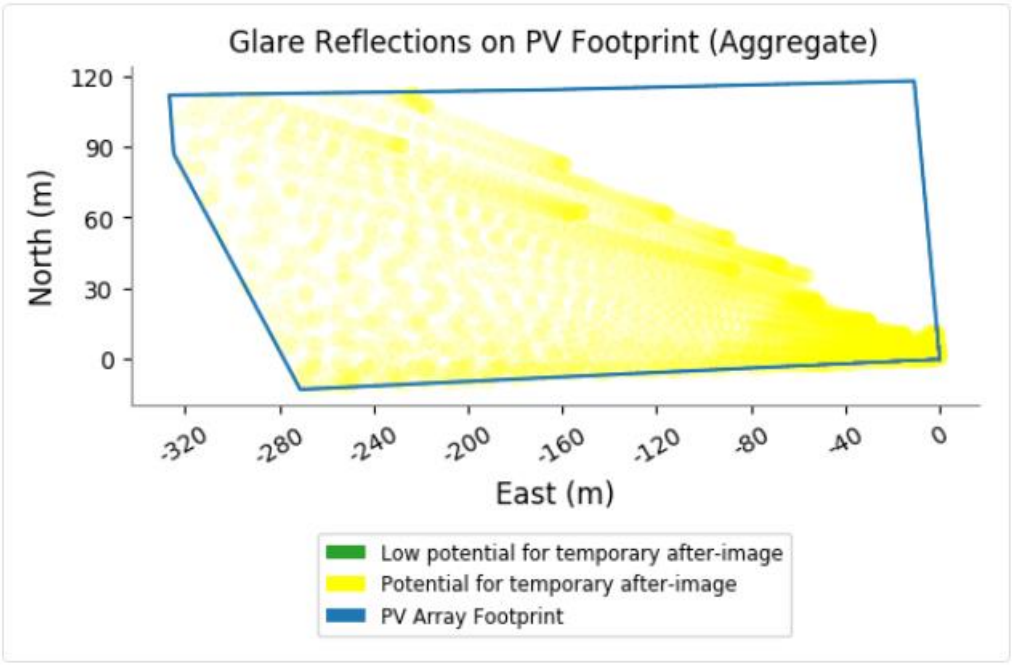

Abbildung 18: Fläche mit Reflexionen auf OP8

7.3 RB 30

Abbildung 19 fasst die Ergebnisse aus Kapitel 7.1 und 7.2 zusammen. Es wird deutlich, dass an einem Tag potenzielle Blendungen zum einen in den Morgen- und zum anderen in den Abendstunden auftreten können. Das führt zu einer Grenzwertüberschreitung, weshalb der bestehende Bewuchs zwischen der PV-Freiflächenanlage und der Bahnstrecke im nächsten Kapitel näher erläutert wird.

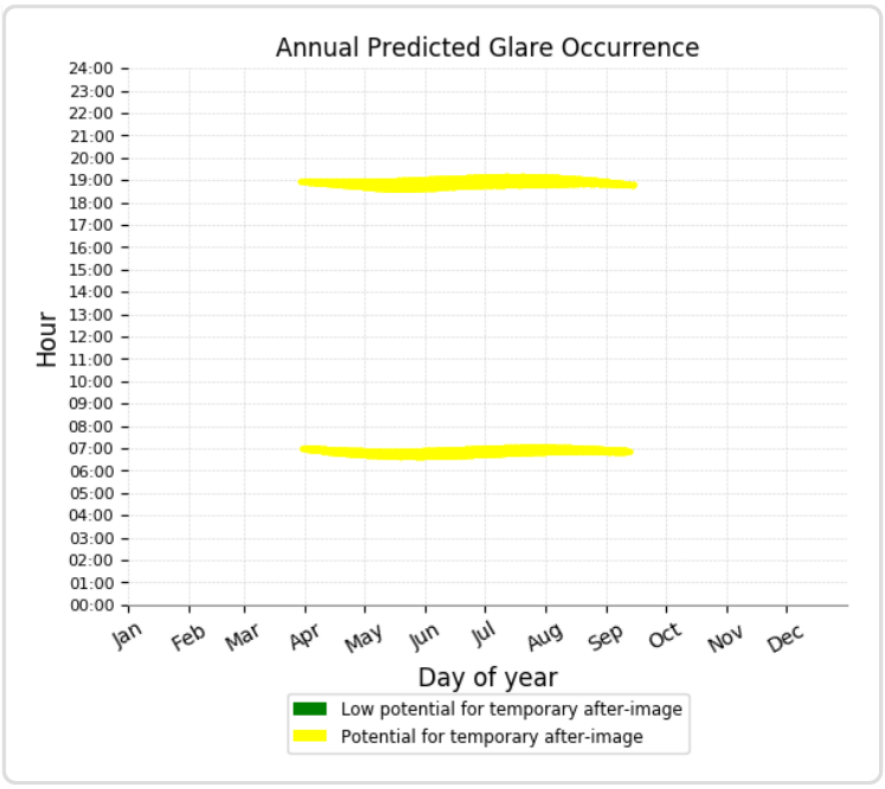

Abbildung 19: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für die die Strecke der RB 30 unter Berücksichtigung beider Fahrtrichtungen

8 Blendschutzmaßnahmen

In Kapitel 7 konnte gezeigt werden, dass die Strecke der RB 30 in den Morgenstunden zwischen 06:30 und 07:30 und in den Abendstunden zwischen 18:30 und 19:30 von Anfang April bis Anfang / Mitte September von potenzieller Blendung betroffen ist. Der Grenzwert für Bahnverkehr liegt bei 0 Minuten.

Abbildung 20 zeigt einen Kartenausschnitt des relevanten Bereichs, der bereits durch natürlichen Bewuchs geschützt ist. Nach der LAI-Richtlinie ist eine mögliche Maßnahme zur Verminderung und Vermeidung von Blendwirkungen die Unterbindung der Sicht auf das Photovoltaikmodul in Form von Wällen oder blickdichtem Bewuchs in Höhe der Moduloberkante. Abbildung 21, Abbildung 22 und Abbildung 23 verdeutlichen Vor-Ort-Aufnahmen des natürlichen Bewuchses zwischen der PV-Anlage und der Strecke der RB 30. Es besteht Bewuchs, der, falls laubtragend in den relevanten Monaten, eine natürliche Sichtunterbrechung darstellt. Ebenso muss der Bewuchs für die Betriebsdauer der PV-Anlage sichergestellt sein. Sollte dies nicht der Fall sein, sind Blendschutzmaßnahmen zur Vermeidung potenzieller Blendung notwendig. Dies kann in Form eines blickdichten Zauns oder weiteren, künstlich gepflanzten Bewuchses realisiert werden. Wenn von der Moduloberkante keine Sichtverbindung zu den zu schützenden Bereichen besteht, kann eine Blendung ausgeschlossen werden.

Abbildung 20: Natürlicher Bewuchs zwischen der Strecke der RB 30 und der PV-Anlage (grün markiert)

Abbildung 21: Vor-Ort-Aufnahme des natürlichen Bewuchses mit Blickrichtung Osten (Quelle: Auftraggeber)

Abbildung 22: Vor-Ort-Aufnahme des natürlichen Bewuchses mit Blickrichtung Westen (Quelle: Auftraggeber)

Abbildung 23: Vor-Ort-Aufnahme des natürlichen Bewuchses mit Blickrichtung Süden (Quelle: Auftraggeber)

9 Fazit

Abschließend kommt das Fachgutachten zu dem Schluss, dass eine Gefährdung durch Blendung durch direkte Reflexion der Sonnenstrahlen an den Modulflächen für die untersuchte Bahnstrecke simulativ nicht auszuschließen ist. Eine Vermeidung der Blendwirkung durch die geplante PV-Freiflächenanlage auf die südlich verlaufende Bahnstrecke der RB 30 kann durch den bereits vorhandenen Bewuchs zwischen der PV-Anlage und der Bahnstrecke sichergestellt werden. Natürlicher Bewuchs ist eine nach der LAI-Richtlinie gültige Sichtunterbrechung. Dabei muss vom Auftraggeber gewährleistet sein, dass der Bewuchs in den relevanten Monaten als Sichtunterbrechung (z.B. ob laubtragend) gilt und für die Betriebsdauer der PV-Anlage gewährleistet ist.

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.