



[Dipl.-Ing. \(FH\) Marco Wilke](#) | [Mathias Röper, M. Eng.](#) | [Dr.-Ing. Stefan Bofinger](#) | [Max Krug, St. g. Techniker](#)

**SONNWINN**

Netzwerk unabhängiger Gutachter für Photovoltaik und Stromspeicher

# BLENDGUTACHTEN

PVA LAUENHAIN

VERSION 1.0

Bearbeitet:

Dr.-Ing. Stefan Bofinger  
Holunderstraße 15  
37284 Waldkappel-Rechtebach  
+49 (0) 151 64957433  
[stefan.bofinger@sonnwinn.de](mailto:stefan.bofinger@sonnwinn.de)  
[www.sonnwinn.de](http://www.sonnwinn.de)

Rechtebach, 20.06.2023

Review:

Mathias Röper, M. Eng.  
Achter de Schün 1  
25436 Moorrege  
+49 (0) 4122 509100  
[mathias.roeper@sonnwinn.de](mailto:mathias.roeper@sonnwinn.de)  
[www.sonnwinn.de](http://www.sonnwinn.de)

Moorrege, 20.06.2023

## Revisionstabelle

Version	Änderung	Datum	Name
1.0	Erste Fassung	20.06.2023	Dr.-Ing. Stefan Bofinger

*Das Gutachten ist nur in seiner aktuellen Fassung gültig.*

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	3
1.1	Fragestellung.....	3
1.2	Haftungsausschluss.....	3
1.3	Datengrundlage.....	3
1.4	Methodik.....	3
2	Anlagenbeschreibung.....	4
3	Zusammenfassung der Ergebnisse und Fazit.....	5
4	Grundlagen.....	6
4.1	Blendwirkung von Modulen.....	6
4.2	Modellierung der Reflexionen.....	8
5	Lichtimmissionen in schutzbedürftigen Räumen.....	9
5.1	Übersicht.....	9
5.2	Erläuterung der Auswertungsmethodik.....	11
5.3	Ergebnisse.....	12
6	Blendwirkungen auf die Verkehrswege.....	16
6.1	Übersicht.....	16
6.2	Erläuterung der Auswertungsmethodik.....	17
6.3	Ergebnisse.....	19
7	Diskussion der Ergebnisse und empfohlene Maßnahmen.....	19
8	Literaturverzeichnis.....	20
	Anhang A: Annahmen und Limitationen von SGHAT.....	21

# 1 Einleitung

Die Firma M. Münch Elektrotechnik GmbH & Co. KG (Auftraggeber) hat Dr.-Ing. Stefan Bofinger, Sachverständiger für Photovoltaik, beauftragt, die möglichen Blendwirkungen der geplanten „PVA Lauenhain“ in 96337 Ludwigstadt zu untersuchen und zu bewerten. Der vorliegende Bericht wurde zudem von Herrn Mathias Röper, Sachverständiger für Photovoltaik, in externer Zuarbeit geprüft.

## 1.1 Fragestellung

Es stellt sich die Frage, ob die Solarmodule der geplanten Photovoltaikanlage Sonnenlicht so reflektieren, dass erhebliche Belästigungen für Anwohner oder unzumutbare Beeinträchtigungen durch Blendwirkungen für den umliegenden Straßenverkehr entstehen. Dieses Gutachten dient der Beantwortung dieser Frage und stellt dar, ob und mit welcher Häufigkeit Blendwirkungen auftreten können. Zudem werden die Ergebnisse bewertet.

## 1.2 Haftungsausschluss

Dieser Bericht wurde ausschließlich für den Gebrauch des Auftraggebers und in dessen Auftrag erstellt. Die Berechnungen und Auswertungen erfolgten nach bestem Wissen und Gewissen. Trotz sorgfältiger Durchführung können Fehler oder Irrtümer nicht vollständig ausgeschlossen werden. Für Folgeschäden, die aus der Nutzung des Gutachtens resultieren, wird keine Haftung übernommen. Die Haftung für Schadensersatz bei grober Fahrlässigkeit oder Vorsatz bleibt unberührt. Bei Weitergabe des Gutachtens an Dritte darf dieses weder verändert noch bearbeitet werden. Eine Haftung gegenüber Dritten, die sich den Inhalt dieses Gutachtens zunutze machen, ist grundsätzlich ausgeschlossen.

## 1.3 Datengrundlage

*Tabelle 1: Verwendete Daten/Informationen und ihre Quellen*

Information/Daten	Quelle
Angaben zur geplanten PVA	Auftraggeber
Umliegende Straßenverläufe	Google Earth Pro, OpenStreetMap
Umliegende Vegetation	
Umliegende Bebauung	
Höhenmodell (DGM1)	Geoportal Bayern
Orthofotos (DOP)	

## 1.4 Methodik

Nach Angaben der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) hat der Gesetzgeber bisher keine Regelungen zur Ermittlung und Beurteilung der immissionsschutzrechtlichen Erheblichkeitsgrenzen für Lichtimmissionen erlassen [1]. Die LAI hat jedoch mit dem Dokument „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“ (im Folgenden LAI-Leitfaden genannt) einen Regelwerk zur Verfügung gestellt, das Empfehlungen zur Ermittlung, Beurteilung und Minderung von PVA-bedingten Blendwirkungen enthält [1]. Die Methodik des Gutachtens zur Bewertung von PVA-bedingten Blendwirkungen auf schutzbedürftige Räume basiert auf dem LAI-Leitfaden.

Vorgaben zur Bewertung der Blendwirkungen von Photovoltaikanlagen auf den Straßenverkehr sind in keiner Norm, Leitlinie oder sonstigen Regelwerken definiert bzw. standardisiert und werden auch im LAI-Leitfaden nicht thematisiert. Die Bewertung der Blendwirkungen auf die umgebenden Verkehrswege erfolgte daher auf der Grundlage wissenschaftlicher Erkenntnisse und etablierter Verfahren, die in diesem Bericht an entsprechender Stelle dargestellt werden.

## 2 Anlagenbeschreibung

Die geplante Photovoltaikanlage (PVA) befindet sich im Gemeindeteil Lauenhain der Stadt Ludwigstadt (PLZ: 96337). Abbildung 1 zeigt das Layout der PVA. Sie besteht aus vier Generatorfeldern, die nach Südost (Azimut = 144°) bzw. Südwest (Azimut = 216°) ausgerichtet sind. Die Module der Anlage weisen eine Neigung von ca. 17° auf. Die geplante Fläche umfasst ca. 37 ha.

Die folgende Tabelle führt relevante Anlagenparameter auf.

Tabelle 2: Relevante Anlagenparameter

PVA-Parameter	Wert / Angabe
Nennleistung (Modulleistung gesamt)	ca. 40.289,31 MWp
Anlagenfläche	ca. 37,2 ha
Modulabmessung	2,278 m x 1,334 m
Modulneigung	17°
Modulausrichtung (Azimut)	144° / 216° SÜ
Höhe untere Modulunterkante	1,0 m
Höhe obere Modulkante	3,1 m
Koordinaten	50°27'39,114" N, 11°23'32,1504"

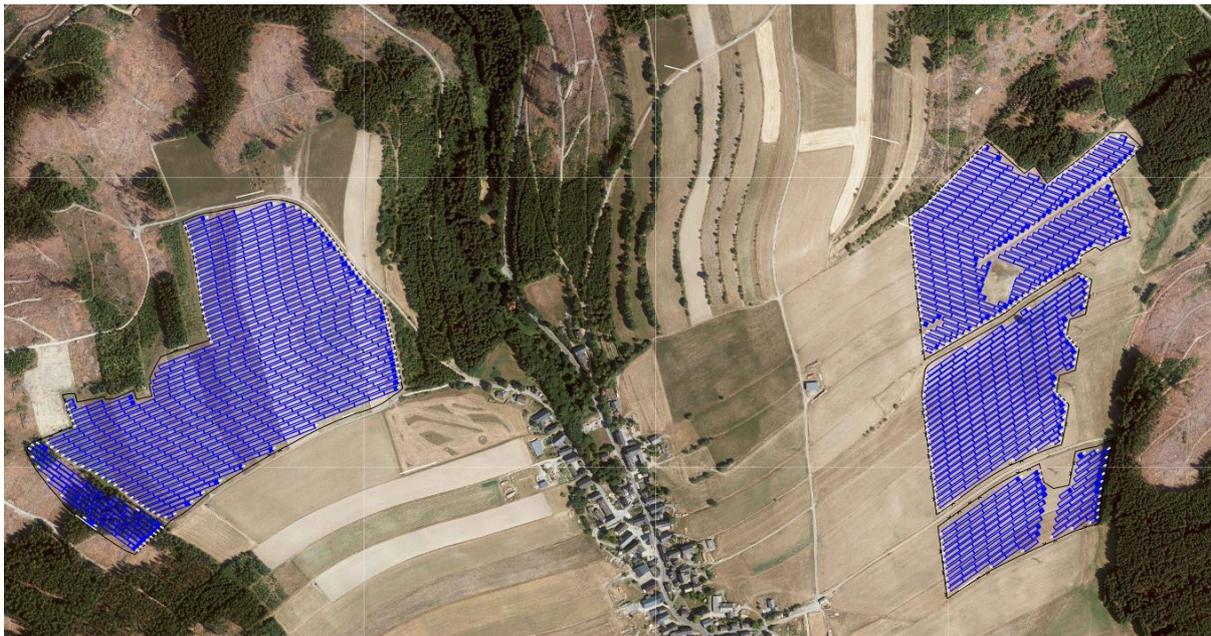


Abbildung 1: Layout der geplanten PVA – Quelle: Auftraggeber

### 3 Zusammenfassung der Ergebnisse und Fazit

*Im Folgenden werden die Ergebnisse des vorliegenden Gutachtens zusammengefasst wiedergegeben. Detaillierte Darstellungen der Sachverhalte, Informationen bzgl. der Auswertungen und zugrundeliegende Daten/Annahmen können den entsprechenden Kapiteln entnommen werden.*

Das Gutachten hat ergeben, dass einige Wohngebäude übermäßig von Blendungen betroffen sein könnten. Daher sind Maßnahmen erforderlich. Das Gutachten bietet Orientierungshilfen für die Umsetzung geeigneter Sichtschutz- bzw. Blendschutzmaßnahmen.

Der Straßenverkehr wird keine nennenswerten Beeinträchtigungen erfahren.

#### **Fazit**

Das Gutachten kommt zu dem Schluss, dass die geplante Photovoltaikanlage aus der Perspektive des Blendschutzes verträglich mit der Umgebung realisiert werden kann, vorausgesetzt, es werden geeignete Maßnahmen zur Reduzierung der Blendwirkungen umgesetzt.

## 4 Grundlagen

### 4.1 Blendwirkung von Modulen

Ein PV-Modul setzt sich aus zahlreichen Solarzellen zusammen, die Sonnenlicht in elektrische Energie umwandeln. Um Stabilität zu gewährleisten und vor Witterungseinflüssen zu schützen, sind die Solarzellen normalerweise hinter einer Glasscheibe (Modulglas) angebracht. Das Modulglas ist maßgeblich für mögliche Blendwirkungen verantwortlich. Da die erzeugte elektrische Energie in direktem Verhältnis zur Intensität der Sonneneinstrahlung auf die Solarzellen steht, bemühen sich Modulhersteller, Reflexionen am Modulglas zu reduzieren – je weniger Reflexionen, desto höher der Ertrag. Daher verfügt das Modulglas typischerweise über eine spezielle Oberflächentexturierung und eine sogenannte Antireflexschicht. Beide Elemente gewährleisten, dass möglichst viel Licht auf die Solarzellen trifft und Reflexionsverluste minimiert werden [2].

Daher reflektieren Solarmodule bei geringen Einfallswinkeln  $\theta$  (siehe Abbildung 2) lediglich einen kleinen Teil des Sonnenlichts (etwa 5%). Studien zeigen jedoch, dass trotz Texturierung und Antireflexbeschichtung der Anteil des reflektierten Sonnenlichts mit ansteigendem Einfallswinkel exponentiell zunimmt (siehe Abbildung 3).

Da bereits Reflexionen von weniger als 1% des Sonnenlichts zu einer Absolutblendung führen können [1], müssen demnach Einfallswinkel berücksichtigt werden.

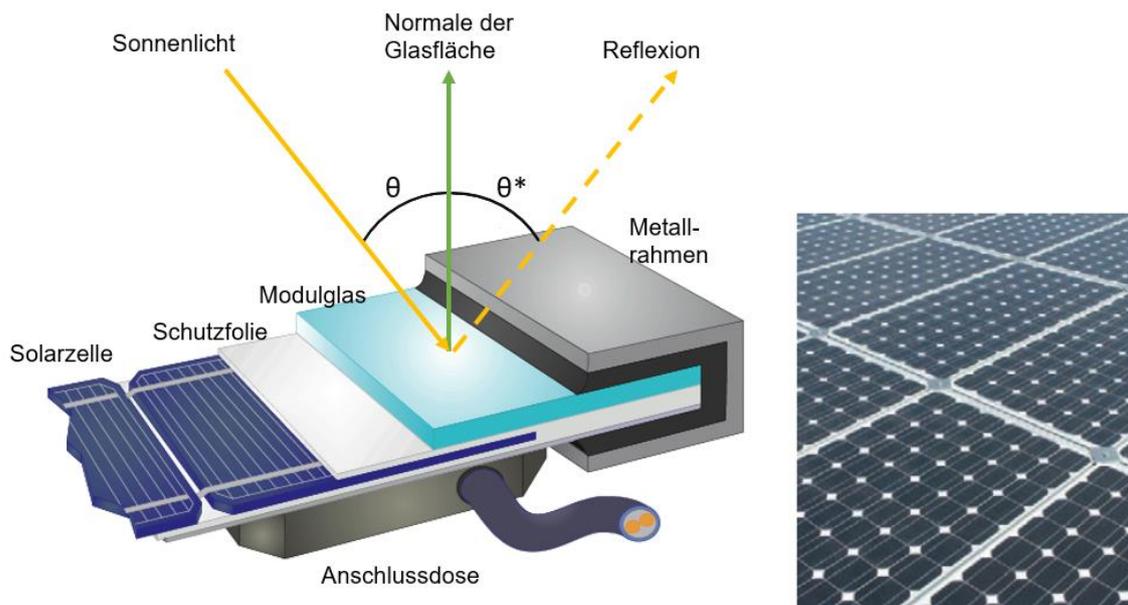


Abbildung 2: Aufbau eines PV-Moduls und Darstellung des Reflexionsgesetzes „Einfallswinkel = Ausfallswinkel“  
– Quelle: [3] (modifiziert)

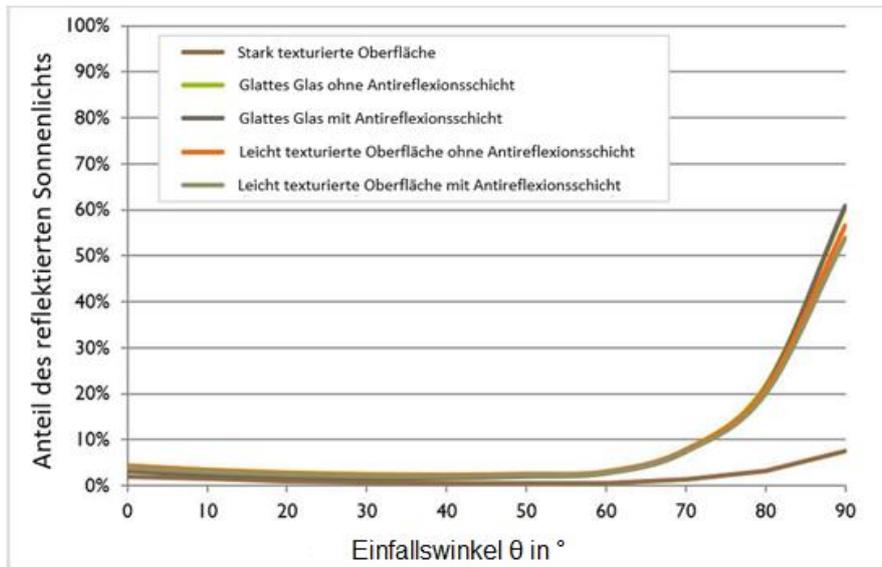


Abbildung 3: Anteil des reflektierten Sonnenlichts in Abhängigkeit zum Einfallswinkel, dargestellt für unterschiedliche Modulglastypen – Quelle: [4], modifiziert

Die Oberflächentexturierung des Modulglases bewirkt eine weniger intensive, aber diffuse (gestreute) Reflexion des Sonnenlichts, wodurch der Immissionsort der Reflexion vergrößert wird. Daher sind die Intensitäten von Reflexionen an Solarmodulen nicht mit denen an beispielsweise glatten Fensterscheiben vergleichbar, bei denen das Sonnenlicht gerichteter reflektiert wird. Neue PV-Module verfügen in der Regel über eine Antireflexbeschichtung und zumindest eine leicht texturierte Oberfläche. Dies gilt auch für den verwendeten Modultyp.



Abbildung 4: Veranschaulichung der Reflexion an einem texturierten Modulglas (mitte-links) und einem glatten Modulglas (mitte-rechts) – Quelle Aufnahme: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

## 4.2 Modellierung der Reflexionen

Reflexionen an PV-Modulen können geometrisch hergeleitet werden. Hierzu werden die Module, die relevanten Immissionsorte und die Sonne in einem gemeinsamen Koordinatensystem modelliert [1]. Der standortbezogene Sonnenverlauf kann für jeden Zeitpunkt im Jahr auf Basis mathematischer Funktionen ermittelt werden [5]. Durch Winkelbeziehungen und Strahlungsgesetze lässt sich nachvollziehen, wo und wann Blendwirkungen auftreten. Die Berücksichtigung von modulglasspezifischen Streuwinkeln und Reflexionskoeffizienten ermöglicht eine noch präzisere Betrachtung [4].

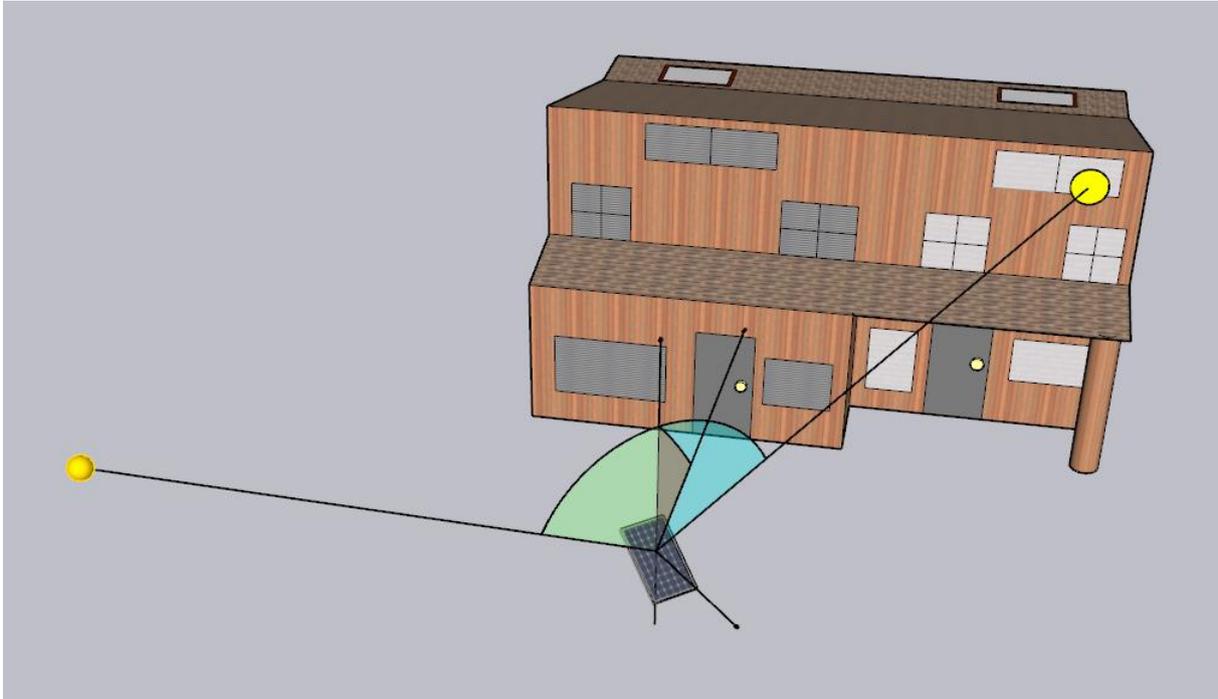


Abbildung 5: Veranschaulichung der geometrischen Herleitung einer Reflexion – Quelle: Eigene Abbildung

Im Rahmen der Simulation wird mit der Software ForgeSolar die Blendwirkung der PVA mit einer zeitlichen Auflösung von einer Minute für ein ganzes Jahr berechnet. Die Software basiert auf dem „Solar Glare Hazard Analysis Tool“ (SGHAT) der Sandia National Laboratories. Eine Auflistung der Annahmen und Einschränkungen zur Simulation befindet sich in Anhang A.

## 5 Lichtimmissionen in schutzbedürftigen Räumen

### 5.1 Übersicht

Der LAI-Leitfaden benennt als maßgebliche Immissionsorte schutzbedürftige Räume, sofern sie zu einer der folgenden Kategorien gehören [1]:

- 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
- An relevanten Gebäuden anschließende Außenflächen (z. B. Terrassen und Balkone)

Die Auswertung der Umgebung basierte auf Luftbildern, die vom Auftraggeber bereitgestellt oder dem Geoportal Bayern (DOP) entnommen wurden. Sie hat ergeben, dass sich in der Nähe der geplanten Photovoltaikanlage nur wenige schutzbedürftige Immissionsorte befinden. Innerhalb eines Radius von wenigen hundert Metern zur PVA konnte nur einige Wohnhäuser als potenziell betroffen identifiziert werden.

Zur Untersuchung der möglichen Blendwirkungen auf die umliegenden Häuser wurden diese in der Simulation durch sogenannte „Observationsunkte“ (OP) repräsentiert (siehe Abbildung 6). Die OP dienen in der Simulation als Detektoren für auftreffende Reflexionen. Insgesamt wurden für die Auswertung der Blendwirkungen auf die Wohnhäuser zehn OP definiert (OP H1 bis H10).

Die OP wurden in einer Höhe positioniert, die der Augenhöhe einer stehenden Person im ersten Geschoss des jeweiligen Gebäudes entspricht. Generell gilt, dass die Belastung durch Reflexionen umso größer ist, je höher der Immissionsort liegt.

*Tabelle 3: Höhen der OP (bezogen auf den Boden)*

OP	Definierte Höhe
H1	4,5 m
H2	4,5 m
H3	4,5 m
H4	4,5 m
H5	4,5 m
H6	4,5 m
H7	4,5 m
H8	4,5 m
H9	4,5 m
H10	4,5 m

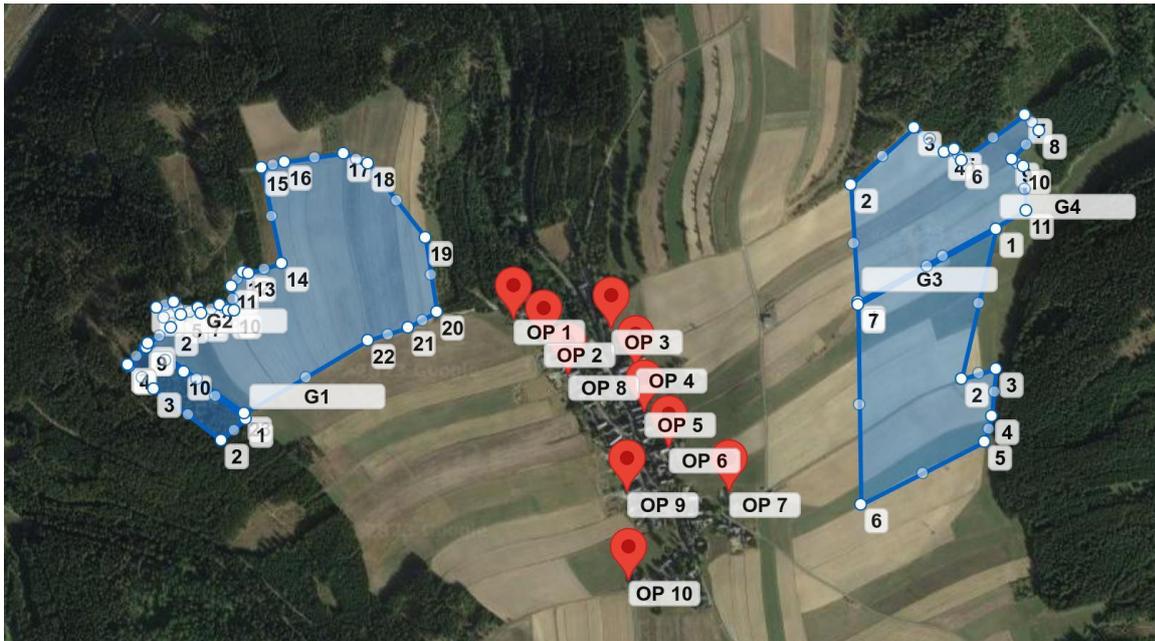


Abbildung 6: Position der definierten Observationspunkte (OP H1 bis H10) zur Ermittlung der Blendwirkungen auf die umliegenden Wohnhäuser - Quelle Satellitenbild: Google Earth

## 5.2 Erläuterung der Auswertungsmethodik

Gemäß des LAI-Leitfadens liegt eine erhebliche Belästigung durch PVA-bedingte Lichtimmissionen vor, wenn ein schutzwürdiger Raum mehr als 30 Minuten pro Tag und/oder 30 Stunden (1800 Minuten) pro Jahr Blendwirkungen erfährt [1]. Bei der Ermittlung der Blendzeiten sind jedoch nicht alle Reflexionen zu berücksichtigen, wie der Leitfaden vorschreibt.

Laut dem LAI-Leitfaden soll zur Ermittlung der Blendzeiten ein vereinfachtes (idealisiertes) Modell verwendet werden, bei dem die Solarmodule als ideal verspiegelte Flächen dargestellt werden [1]. Da eine Spiegelfläche das Sonnenlicht gerichtet reflektiert, findet keine oder nur eine sehr geringe Streuung des Sonnenlichts statt. Je geringer die Streuung, desto kürzer sind die Blendzeiten. In der Simulation wurde jedoch ein realistisches Modell verwendet, das die oberflächenspezifischen Eigenschaften realer Solarmodule berücksichtigt. Um dennoch eine Bewertung nach dem LAI-Leitfaden zu ermöglichen, werden die Blendwirkungen, die lediglich mit dem vereinfachten Modell ermittelt würden, als "Kernblendung" und die übrigen als "gestreute Reflexion" bezeichnet und stets differenziert dargestellt.

Zudem sind laut dem Leitfaden Reflexionen, die am Immissionsort mit einem Differenzwinkel  $\leq 10^\circ$  zur direkten Sonneneinstrahlung auftreten, nicht als relevante Blendwirkungen zu betrachten [1]. Dies berücksichtigt den Umstand, dass bei tiefstehender Sonne PVA-bedingte Blendwirkungen von der direkten Sonneneinstrahlung überlagert werden. Diese Reflexionen werden im Folgenden ebenfalls differenziert dargestellt, sofern sie auftreten.

Alle Zeitangaben (Uhrzeiten) sind stets in Mitteleuropäischer Normalzeit (MEZ, UTC+1) angegeben. Die Simulation basiert auf der Annahme eines immer klaren Himmels, sodass die ermittelten Zeiträume für Lichtimmissionen bzw. Blendwirkungen "Worst-Case"-Betrachtungen darstellen.

In der Simulation werden normalerweise keine Hindernisse (wie Bäume) berücksichtigt. Hindernisse könnten jedoch die Sicht auf die PVA einschränken oder diese verschatten, wodurch potenzielle Blendzeiten reduziert werden. Falls Hindernisse in die Betrachtung einbezogen wurden, wird dies an der entsprechenden Stelle ausdrücklich erwähnt.

### 5.3 Ergebnisse

Die folgende Tabelle fasst die Simulationsergebnisse für die Observationspunkte OP H1 bis H10 zusammen. Im Anschluss daran werden die Blendsituationen mithilfe von Diagrammen noch detaillierter dargestellt.

Die Analyse der Höhenprofile zeigte, dass die Anlagenteile im Osten durch einen Bergrücken von den Häusern abgeschottet sind (kein Sichtbezug). Gleiches gilt für weite Anlagenteile im Westen.

Die Analyse ergab relevante Blendungen für die OP H1 bis H3. Daher wurden folgende Objekte als Hindernisse in einer weiteren Betrachtungsstufe in der Simulation berücksichtigt: Der Wald nordwestlich der letzten Häuser sowie ein Blendschutzzaun mit der Höhe von 2 m von der südöstlichen Ecke bis zum höchsten Punkt des westlichen Anlagenfeldes (siehe Kapitel 7).

Mit diesen Maßnahmen ergeben sich Blendzeiten wie in Tabelle 4 dargestellt.

*Tabelle 4: Zusammenfassung der Immissionszeiten an den Observationspunkten (Wohnhäuser)*

Observationspunkt	Maximale Blenddauer pro Tag (Kernblendung) in Minuten	Jährliche Gesamtblenddauer (Kernblendung) in Minuten
OP H1	17	567
OP H2	5	486
OP H3	8	390
OP H4	4	299
OP H5	0	0
OP H6	0	0
OP H7	0	0
OP H8	3	201
OP H9	0	0
OP H10	0	0

LAI-Grenzwerte für Kernblendungen: Max. 30 Minuten pro Tag und max. 1.800 Minuten pro Jahr

### 5.3.1 Observationspunkt H1

Die Simulation hat ergeben, dass bei OP H1 pro Tag maximal 17 Minuten mit Kernblendungen und pro Jahr insgesamt 567 Minuten mit Kernblendungen auftreten. Die LAI-Grenzwerte werden demnach eingehalten.

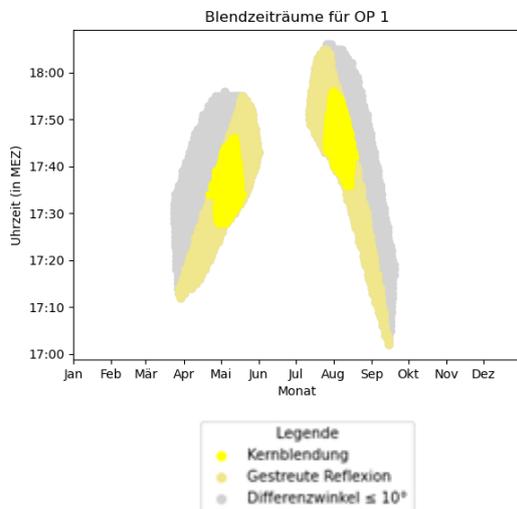


Abbildung 7: Blendzeiten bei OP H1

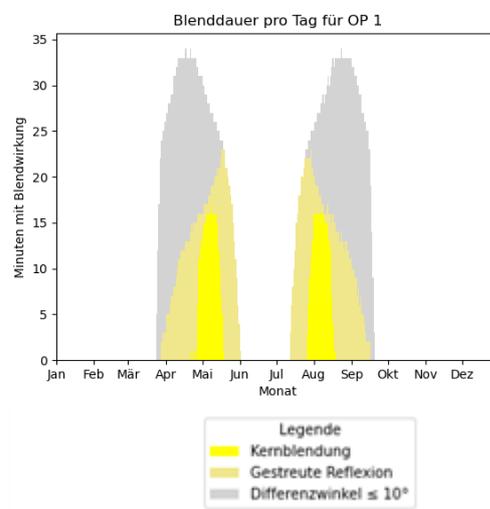


Abbildung 8: Blenddauer pro Tag bei OP H1

### 5.3.2 Observationspunkt H2

Die Simulation hat ergeben, dass bei OP H2 pro Tag maximal 5 Minuten mit Kernblendungen und pro Jahr insgesamt 486 Minuten mit Kernblendungen auftreten. Die LAI-Grenzwerte werden demnach eingehalten.

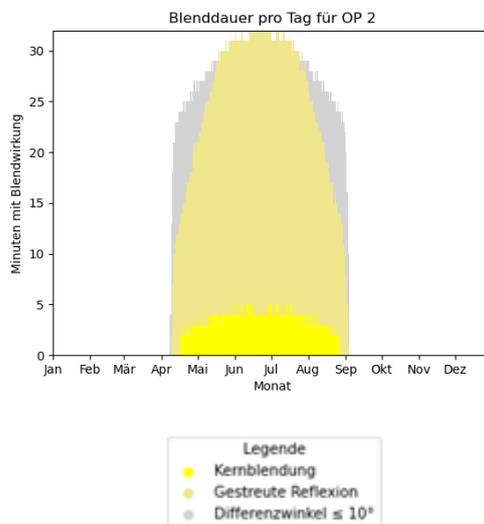


Abbildung 9: Blendzeiten bei OP H2

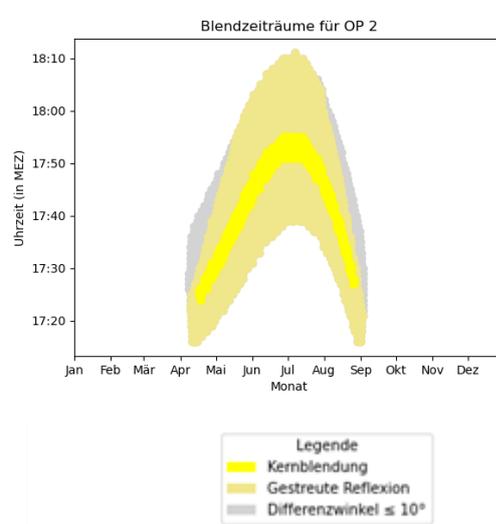


Abbildung 10: Blenddauer pro Tag bei OP H2

### 5.3.3 Observationspunkt H3

Die Simulation hat ergeben, dass bei OP H2 pro Tag maximal 8 Minuten mit Kernblendungen und pro Jahr insgesamt 390 Minuten mit Kernblendungen auftreten. Die LAI-Grenzwerte werden demnach eingehalten.

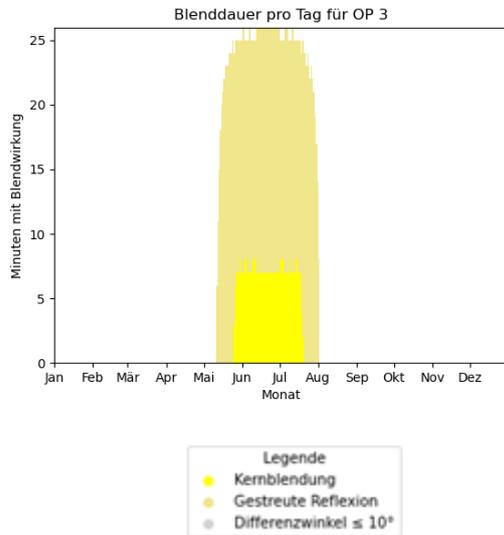


Abbildung 11: Blendzeiten bei OP H3

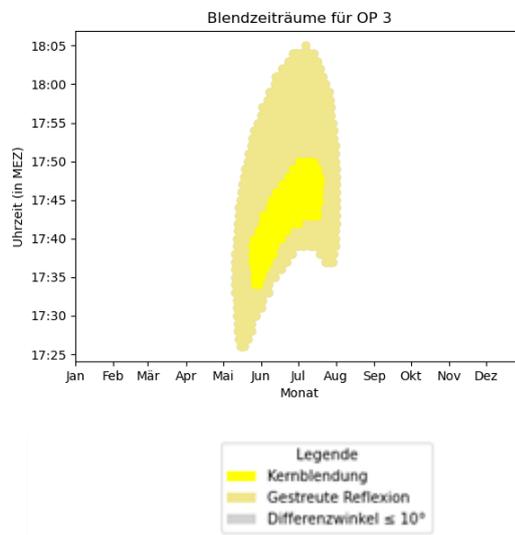


Abbildung 12: Blenddauer pro Tag bei OP H3

### 5.3.4 Observationspunkt H4

Die Simulation hat ergeben, dass bei OP H4 pro Tag maximal 4 Minuten mit Kernblendungen und pro Jahr insgesamt 299 Minuten mit Kernblendungen auftreten. Die LAI-Grenzwerte werden demnach eingehalten.

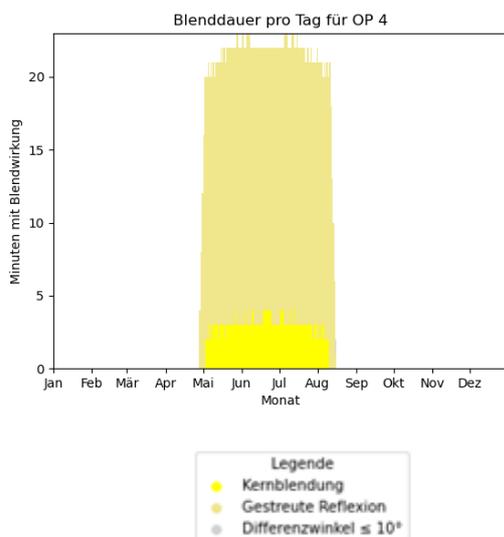


Abbildung 13: Blendzeiten bei OP H4

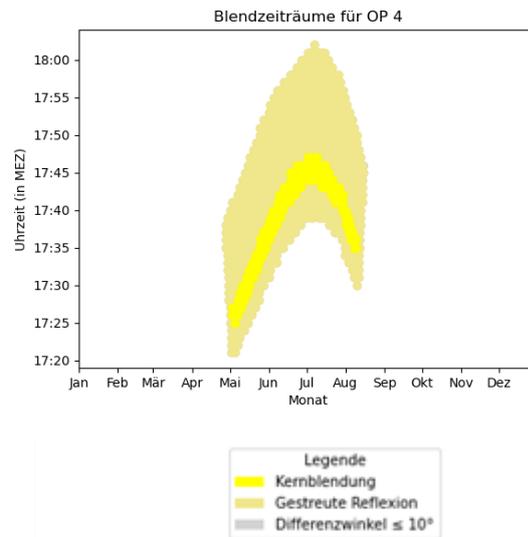


Abbildung 14: Blenddauer pro Tag bei OP H4

### 5.3.5 Observationspunkt H8

Die Simulation hat ergeben, dass bei OP H8 pro Tag maximal 3 Minuten mit Kernblendungen und pro Jahr insgesamt 201 Minuten mit Kernblendungen auftreten. Die LAI-Grenzwerte werden demnach eingehalten.

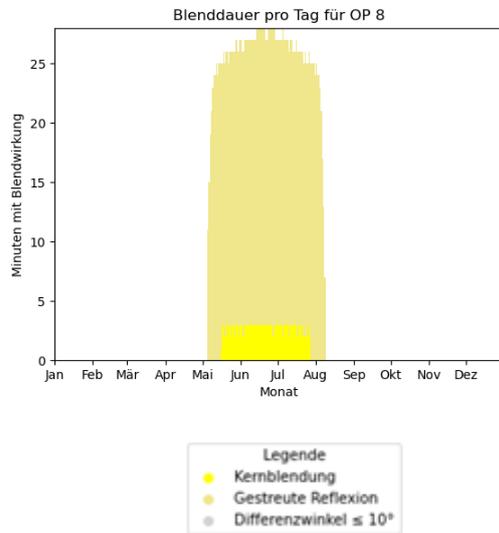


Abbildung 15: Blendzeiten bei OP H8

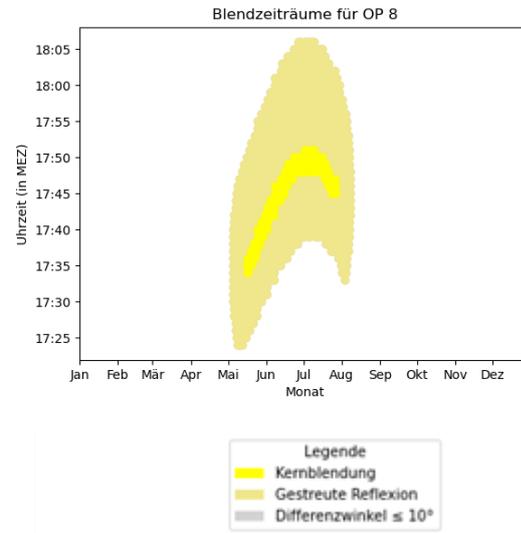


Abbildung 16: Blenddauer pro Tag bei OP H8

### 5.3.6 Observationspunkt H5, H6, H7, H9 und H10

Die Simulation hat ergeben, dass bei OP H5, H6, H7, H9 und H10 keine Blendwirkungen zu erwarten sind.

## 6 Blendwirkungen auf die Verkehrswege

### 6.1 Übersicht

Zur Untersuchung der Blendwirkung auf die umliegenden Straßen wurden in der Simulation vier sogenannte „Observationspunkte“ (OP) definiert (siehe Abbildung 17). Die OP fungieren in der Simulation als Detektorpunkte für auftretende Reflexionen. Wirtschaftswege etc. wurden nicht weiter betrachtet, da diese aufgrund des geringen Verkehrsaufkommens als nicht relevant eingestuft werden. Straßen innerhalb des Wohngebietes können aufgrund der Bebauung keine Blendwirkungen erfahren.

Die OP (OP S1 bis S4) wurden auf einer Höhe von 2,65 m positioniert (entsprechend der Augenhöhe eines LKW-Fahrers). Höher sitzende Fahrzeugführer erfahren i. d. R. mehr Blendwirkungen.



Abbildung 17: Übersicht der OP auf den Verkehrswegen (Kartenhintergrund) – Quelle Karte: Google Earth Pro

## 6.2 Erläuterung der Auswertungsmethodik

In der durchgeführten Simulation wurden PKW- und LKW-Fahrer als Verkehrsteilnehmer berücksichtigt, wobei sie sich in Bezug auf ihre Sitzhöhe und somit Augenhöhe unterscheiden. Die angenommene Augenhöhe für PKW-Fahrer liegt bei 1,20 m und für LKW-Fahrer bei 2,65 m. Für die Modellierung innerhalb der Simulation genügt es jedoch, im Straßenverkehr lediglich die LKW-Fahrer zu modellieren, da höher gelegene Immissionsorte stärkeren Blendwirkungen ausgesetzt sind. Daher stellt die Betrachtung von LKW-Fahrern das Worst-Case-Szenario dar.

Zur Beurteilung von Blendwirkungen im Verkehr durch Photovoltaikanlagen ist es gängige Praxis, ein für Blendwirkungen relevantes (bzw. kritisches) Sichtfeld in Bezug zur Fahrtrichtung zu definieren und mittels Simulation zu prüfen, ob Reflexionen in diesem Sichtfeld auftreten. Reflexionen im peripheren Sichtbereich einer Person führen normalerweise nicht zu erheblichen Beeinträchtigungen. Der relevante (horizontale) Sichtbereich einer fahrenden Person wurde in Anlehnung an [6] und [7] auf 60° festgelegt (je 30° zu beiden Seiten der Blickrichtung). Es wird angenommen, dass die Blickrichtung eines Fahrzeugführers mit der Fahrtrichtung übereinstimmt [6]. Abbildung 19 zeigt das relevante Sichtfeld einer fahrenden Person. An Kreuzungen oder Bahnübergängen wird das relevante Sichtfeld jedoch auf 180° erweitert (je 90° zu beiden Seiten der Blickrichtung/Fahrtrichtung), um das Umschauen in verschiedene Richtungen zu berücksichtigen. Reflexionen außerhalb des relevanten Sichtfeldes werden pauschal als vernachlässigbar betrachtet.

Des Weiteren gelten PVA-bedingte Blendwirkungen im relevanten Sichtfeld als vernachlässigbar, wenn die verursachenden Reflexionen mit einem Differenzwinkel  $\leq 10^\circ$  zur direkten Sonneneinstrahlung auftreten und gleichzeitig der Höhenwinkel der Sonne  $\leq 6,5^\circ$  beträgt. Wenn beide Kriterien erfüllt sind, überlagert die Sonne die Blendwirkung der PVA aus der gleichen Richtung (definiert in Anlehnung an [1]) und kann in der Regel nicht mehr durch eine Blende abgeschirmt werden (Annahme). Derartige Blendwirkungen/Reflexionen werden im Folgenden separat dargestellt (sofern sie auftreten).

Alle Zeitangaben (Uhrzeiten) sind stets in Mitteleuropäischer Normalzeit (MEZ, UTC+1) angegeben. Die Simulation basiert auf der Annahme eines immer klaren Himmels, sodass die ermittelten Zeiträume für Lichtimmissionen bzw. Blendwirkungen "Worst-Case"-Betrachtungen darstellen.

In der Simulation werden normalerweise keine Hindernisse (wie Bäume) berücksichtigt. Hindernisse könnten jedoch die Sicht auf die PVA einschränken oder diese verschatten, wodurch potenzielle Blendzeiten reduziert werden. Falls Hindernisse in die Betrachtung einbezogen wurden, wird dies an der entsprechenden Stelle ausdrücklich erwähnt.

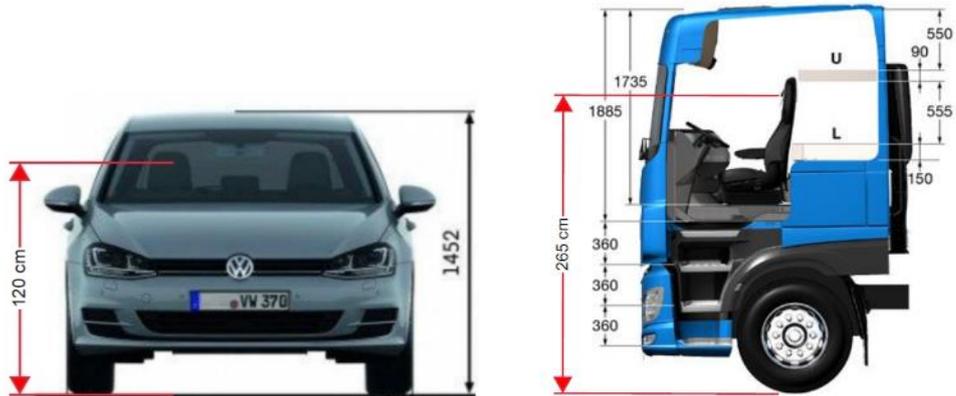


Abbildung 18: Augenhöhe der Straßenverkehrsteilnehmer  
 – Quelle: Volkswagen AG (modifiziert), BTS GmbH & Co. KG (modifiziert)

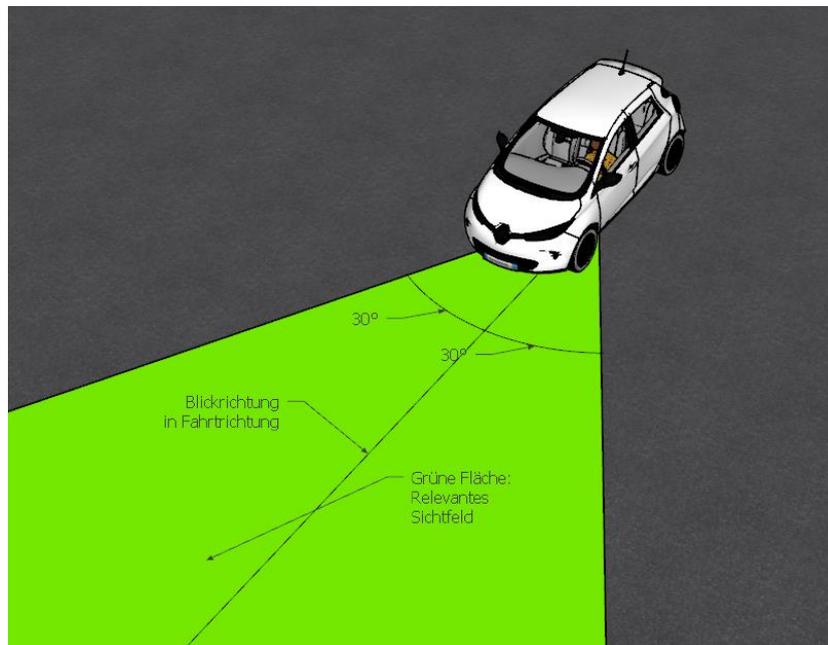


Abbildung 19: Darstellung des für Blendwirkungen relevanten Sichtfeldes von Fahrzeugführern während der Fahrt  
 – Quelle: Eigene Abbildung

## 6.3 Ergebnisse

An keinem der Beobachtungspunkte auf den Straßen konnte eine Blendwirkung ermittelt werden.

## 7 Diskussion der Ergebnisse und empfohlene Maßnahmen

Im Kontext des Immissionsschutzes konnten relevante Belästigungen in/an umliegenden Wohnhäusern festgestellt werden. Diese lassen sich durch einen Sichtschutz am westlichen Generatorfeld vermeiden bzw. auf ein zulässiges Maß reduzieren. Der Sichtschutz könnte z. B. durch eine der folgenden Maßnahmen realisiert werden:

1. Sichtschutzzaun, ca. 2 m hoch (z. B. realisiert durch Blenden am normalen Anlagenzaun)
2. Bepflanzung zwischen Zaun und Wohnhäusern.

Bei der Gestaltung des Sichtschutzes sollte das Hauptziel darin bestehen, den Anwohner die Sicht auf die dahinter liegenden Module zu nehmen. Der Blendschutz muss eine Länge von ca. 130 m aufweisen, siehe Abbildung 20.

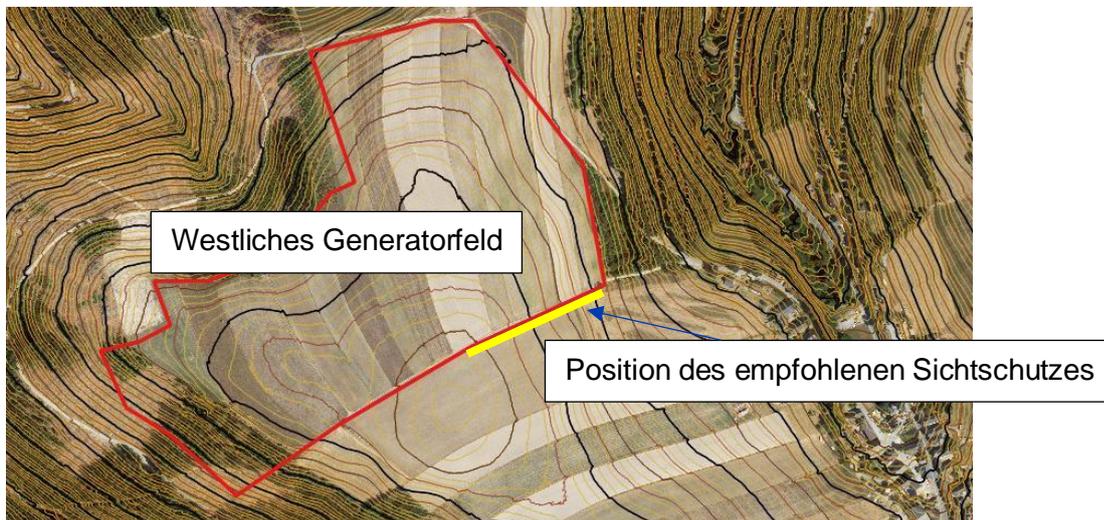


Abbildung 20: Position des empfohlenen Sichtschutzzaunes

## 8 Literaturverzeichnis

- [1] Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI), *Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen (Leitfaden)*. 2012. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.lai-immissionsschutz.de/documents/lichthinweise-2015-11-03mit-formelkorrektur\\_aus\\_03\\_2018\\_1520588339.pdf](https://www.lai-immissionsschutz.de/documents/lichthinweise-2015-11-03mit-formelkorrektur_aus_03_2018_1520588339.pdf)
- [2] K. Mertens, *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*, 5. Aufl. Carl Hanser Verlag München, 2020.
- [3] Volker Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation*, 9. Aufl. Carl Hanser Verlag München, 2015.
- [4] J. Yellowhair und C. K. Ho, „Assessment of Photovoltaic Surface Texturing on Transmittance Effects and Glint/Glare Impacts“, San Diego, California, USA: American Society of Mechanical Engineers, Juni 2015, S. V002T11A003. doi: 10.1115/ES2015-49481.
- [5] J. A. Duffie und W. A. Beckman, „Solar Engineering of Thermal Processes“, Bd. 4, 2013.
- [6] Österreichischer Verband für Elektrotechnik (OVE), „Blendung durch Photovoltaikanlagen - OVE-Richtlinie R 11-3“. 2016.
- [7] R. Jurado-Piña und J. M. P. Mayora, „Methodology to Predict Driver Vision Impairment Situations Caused by Sun Glare“, *Transportation Research Record*, Bd. 2120, Nr. 1, S. 12–17, Jan. 2009, doi: 10.3141/2120-02.

# Anhang A: Annahmen und Limitationen von SGHAT



## 4. Assumptions and Limitations

Below is a list of assumptions and limitations of the models and methods used in SGHAT:

- The software currently only applies to flat reflective surfaces. For curved surfaces (e.g., focused mirrors such as parabolic troughs or dishes used in concentrating solar power systems), methods and models derived by Ho et al. (2011) [1] can be used and are currently being evaluated for implementation into future versions SGHAT.
- SGHAT does not rigorously represent the detailed geometry of a system; detailed features such as gaps between modules, variable height of the PV array, and support structures may impact actual glare results. However, we have validated our models against several systems, including a PV array causing glare to the air-traffic control tower at Manchester-Boston Regional Airport and several sites in Albuquerque, and the tool accurately predicted the occurrence and intensity of glare at different times and days of the year.
- SGHAT assumes that the PV array is aligned with a plane defined by the total heights of the coordinates outlined in the Google map. For more accuracy, the user should perform runs using minimum and maximum values for the vertex heights to bound the height of the plane containing the solar array. Doing so will expand the range of observed solar glare when compared to results using a single height value.
- SGHAT does not consider obstacles (either man-made or natural) between the observation points and the prescribed solar installation that may obstruct observed glare, such as trees, hills, buildings, etc.
- The variable direct normal irradiance (DNI) feature (if selected) scales the user-prescribed peak DNI using a typical clear-day irradiance profile. This profile has a lower DNI in the mornings and evenings and a maximum at solar noon. The scaling uses a clear-day irradiance profile based on a normalized time relative to sunrise, solar noon, and sunset, which are prescribed by a sun-position algorithm [2] and the latitude and longitude obtained from Google maps. The actual DNI on any given day can be affected by cloud cover, atmospheric attenuation, and other environmental factors.
- The ocular hazard predicted by the tool depends on a number of environmental, optical, and human factors, which can be uncertain. We provide input fields and typical ranges of values for these factors so that the user can vary these parameters to see if they have an impact on the results. The speed of SGHAT allows expedited sensitivity and parametric analyses.
- Single- and dual-axis tracking compute the panel normal vector based on the position of the sun once it is above the horizon. Dual-axis tracking does not place a limit on the angle of rotation, unless the sun is below the horizon. For single-axis tracking, a maximum angle of rotation can be applied to both the clockwise and counterclockwise directions.

Ausschnitt wurde dem SGHAT-Handbuch (Solar Glare Hazard Analysis Tool) entnommen. Das vollständige Handbuch kann unter folgendem Link gefunden werden:

[https://forgesolar.com/static/docs/SGHAT3-GlareGauge\\_user\\_manual\\_v1.pdf](https://forgesolar.com/static/docs/SGHAT3-GlareGauge_user_manual_v1.pdf)