

Dipl.-Ing. (FH) Marco Wilke | Mathias Röper, M. Eng. | Dr.-Ing. Stefan Bofinger

**SONNWINN**

Netzwerk unabhängiger Gutachter für Photovoltaik und Stromspeicher

# BLENDGUTACHTEN

PVA BUJENDORF

VERSION 1.0

Bearbeitet:

Sachverständiger für Photovoltaik  
Mathias Röper, M. Eng.

Achter de Schün 1  
25436 Moorrege  
+49 (0) 4122 509100  
mathias.roeper@sonnwinn.de  
www.sonnwinn.de

Moorrege, 22.03.2023

Review:

Sachverständiger für Photovoltaik  
Dipl.-Ing. (FH) Marco Wilke

Riesenweg 9  
21244 Buchholz in der Nordheide  
+49 (0) 4181 2326110  
marco.wilke@sonnwinn.de  
www.sonnwinn.de

Buchholz i. d. Nordheide, 22.03.2023

## Revisionstabelle

Version	Änderung	Datum	Name
1.0	Erste Fassung	22.03.2023	Mathias Röper

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

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	4
1.1	Fragestellung .....	4
1.2	Haftungsausschluss .....	4
1.3	Datengrundlage .....	4
1.4	Methodik .....	4
2	Anlagenbeschreibung .....	5
3	Zusammenfassung der Ergebnisse .....	6
4	Grundlagen .....	7
4.1	Blendwirkung von Modulen .....	7
4.2	Modellierung der Reflexionen .....	9
5	Lichtimmissionen in schutzbedürftigen Räumen .....	10
5.1	Erläuterung der Auswertungsmethodik .....	11
5.2	Ergebnisse .....	12
5.2.1	Observationspunkt 1 .....	12
5.2.2	Observationspunkt 2 .....	12
5.2.3	Observationspunkt 3 .....	13
5.2.4	Observationspunkt 4 .....	13
5.2.5	Observationspunkt 5 .....	14
5.2.6	Observationspunkt 6 .....	15
6	Blendwirkungen auf den Straßenverkehr .....	17
6.1	Übersicht .....	17
6.2	Erläuterung der Auswertungsmethodik .....	18
6.3	Ergebnisse .....	20
6.3.1	K 61 (Roger Weg) .....	20
7	Literaturverzeichnis .....	24
Anhang A:	Annahmen und Limitationen von SGHAT .....	25

## Abkürzungsverzeichnis

LAI.....	<i>Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz</i>
LKW.....	<i>Lastkraftwagen</i>
MEZ.....	<i>mitteleuropäische Normalzeit (deutsche Winterzeit)</i>
PKW.....	<i>Personenkraftwagen</i>
PV.....	<i>Photovoltaik</i>
PVA.....	<i>Photovoltaikanlage</i>
UTC.....	<i>koordinierte Weltzeit (Coordinated Universal Time)</i>

# 1 Einleitung

Die Ostsee-Solarpark Bujendorf GmbH & Co. KG (Auftraggeber) hat Herrn Mathias Röper, Sachverständiger für Photovoltaik, beauftragt, die möglichen Blendwirkungen der geplanten „PVA Bujendorf“ in 23701 Süsel (Ortsteil Bujendorf) zu untersuchen und zu bewerten. Das vorliegende Gutachten wurde zusätzlich von Herrn Marco Wilke, Sachverständiger für Photovoltaik, in externer Zuarbeit geprüft (Review).

## 1.1 Fragestellung

Es stellt sich die Frage, ob die Solarmodule der geplanten PVA das Sonnenlicht so reflektieren, dass es zu erheblichen Belästigungen durch Lichtimmissionen in/an umliegenden Gebäuden und/oder zu unverträglichen Beeinträchtigungen durch Blendwirkungen für den umliegenden Straßenverkehr kommt. Das vorliegende Gutachten dient der Beantwortung dieser Frage und stellt dar, ob und mit welcher Häufigkeit Lichtimmissionen/Blendwirkungen auftreten können.

## 1.2 Haftungsausschluss

Dieser Bericht wurde für den ausschließlichen Gebrauch des Auftraggebers und in seinem Auftrag erstellt. Die Berechnungen und Auswertungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen durchgeführt. Trotz aller Sorgfalt können Fehler, Irrtümer etc. nicht vollständig ausgeschlossen werden. Für Folgeschäden, die sich aus der Verwendung des Gutachtens ergeben, wird daher keine Haftung übernommen. Die Haftung auf Schadensersatz bei grober Fahrlässigkeit oder Vorsatz bleibt unberührt. Wird das Gutachten an Dritte weitergegeben, darf es nicht verändert oder bearbeitet werden. Machen sich Dritte den Inhalt dieses Gutachtens zunutze, ist eine Haftung grundsätzlich ausgeschlossen.

## 1.3 Datengrundlage

Tabelle 1: Genutzte Informationen/Daten und ihre Quellen

Information/Daten	Quelle
Angaben zur geplanten PVA (Modulausrichtung, Grundriss)	Auftraggeber
Umliegende Straßenverläufe	DigitalerAtlasNord - Landesamt für Vermessung und Geoinformation Schleswig-Holstein ( <a href="https://danord.gdi-sh.de/viewer">https://danord.gdi-sh.de/viewer</a> ), Google Earth Pro, OpenStreetMap
Umliegende Vegetation	
Umliegende Bebauung	
Höhenmodell (DGM1)	Landesamt für Vermessung und Geoinformation Schleswig-Holstein ( <a href="https://geodaten.schleswig-holstein.de/gaialight-sh/_apps/dl/download/dl-dgm1.html">https://geodaten.schleswig-holstein.de/gaialight-sh/_apps/dl/download/dl-dgm1.html</a> )

## 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 Leitfaden zur Verfügung gestellt, der im Anhang 2 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 PVA befindet sich im Ortsteil Bujendorf der Gemeinde Süsel (PLZ: 23701) in Schleswig-Holstein. Sie besteht aus drei Generatorfeldern (Flächen mit PV-Modulen). Abbildung 1 zeigt die Umrisse der Generatorfelder. Die Solarmodule der PVA werden nach Süden ausgerichtet. Es wird eine Modulneigung von  $17^\circ$  angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass die Generatorfelder vollständig mit Modulen belegt werden.

Folgende Tabelle führt die relevanten Anlagenparameter auf.

Tabelle 2: Relevante Anlagenparameter

Anlagenparameter	Angabe/Wert		
	Generatorfeld 1	Generatorfeld 2	Generatorfeld 3
Größe der eingezäunten Fläche (Generatorfeld)	50,8 ha	7,9 ha	24,9 ha
Modulausrichtung (Azimut)	180° Süd	180° Süd	180° Süd
Modulunterkante	ca. 80 cm	ca. 80 cm	ca. 80 cm
Moduloberkante	ca. 3 m	ca. 3 m	ca. 3 m
Modulneigung	17°	17°	17°
Geokoordinaten (Breite, Länge)	54.098644°, 10.723805°	54.096720°, 10.736082°	54.101228°, 10.745078°



Abbildung 1: Übersicht der Generatorfelder – Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

### 3 Zusammenfassung der Ergebnisse

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

#### **Umliegende Gebäude (Immissionsschutz)**

Die geplante PVA wird keine erheblichen Belästigungen durch Lichtimmissionen/Blendwirkungen auf Gebäude in der näheren Umgebung verursachen.

#### **Verkehrswege**

Als relevanter Verkehrsweg wurde die Kreisstraße K 61 (Roger Weg) identifiziert.

Entlang der K 61 ist auf kleinen Straßenabschnitten mit Blendwirkungen im relevanten und kritischen Sichtbereich der Fahrzeugführer zu rechnen. In Abstimmung mit der Gemeinde werden diesbezüglich noch geeignete Maßnahmen festgelegt, um die Blendwirkungen auf ein vertretbares Maß zu reduzieren. Bei der Bewertung wurde die Bepflanzung am Straßenrand nicht berücksichtigt. Diese stellt jedoch bereits (zumindest teilweise) einen wirksamen Blendschutz dar.





## 4 Grundlagen

In diesem Kapitel werden die Grundlagen zur Bestimmung der Blendwirkung durch PVA dargestellt.

### 4.1 Blendwirkung von Modulen

Ein Photovoltaikmodul besteht aus einer Vielzahl von Solarzellen, die das Sonnenlicht in elektrische Energie umwandeln. Zur Stabilisierung und zum Schutz vor Witterungseinflüssen befinden sich diese in der Regel hinter einer Glasscheibe (Modulglas). Das Modulglas ist maßgeblich für die Blendwirkung verantwortlich. Da die Menge der erzeugten elektrischen Energie proportional zur Einstrahlungsstärke des Sonnenlichts ist, versuchen die Modulhersteller die Reflexionen am Modul zu minimieren - denn je geringer die Reflexionen, desto höher der Ertrag. Aus diesem Grund besitzt das Modulglas in der Regel eine spezielle Oberflächentexturierung und eine so genannte Antireflexschicht. Beides sorgt dafür, dass möglichst viel Licht auf die Solarzellen trifft und nicht durch Reflexionen verloren geht [2].

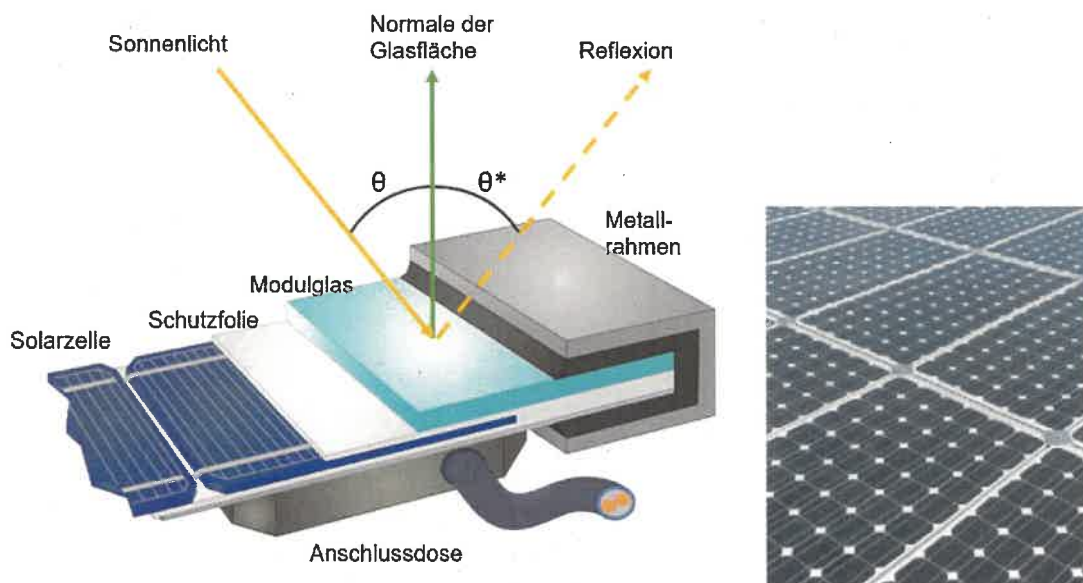


Abbildung 2: Aufbau eines PV-Moduls und Darstellung des Reflexionsgesetzes „Einfallswinkel = Ausfallswinkel“  
– Quelle: [3] (modifiziert)

Aus diesem Grund reflektieren Solarmodule bei kleinen Einfallswinkeln  $\theta$  (siehe Abbildung 2) nur einen Bruchteil des Sonnenlichts (ca. 5 %). Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass trotz Texturierung und Antireflexbeschichtung der Anteil des reflektierten Sonnenlichts mit steigendem Einfallswinkel exponentiell zunimmt (siehe Abbildung 3).

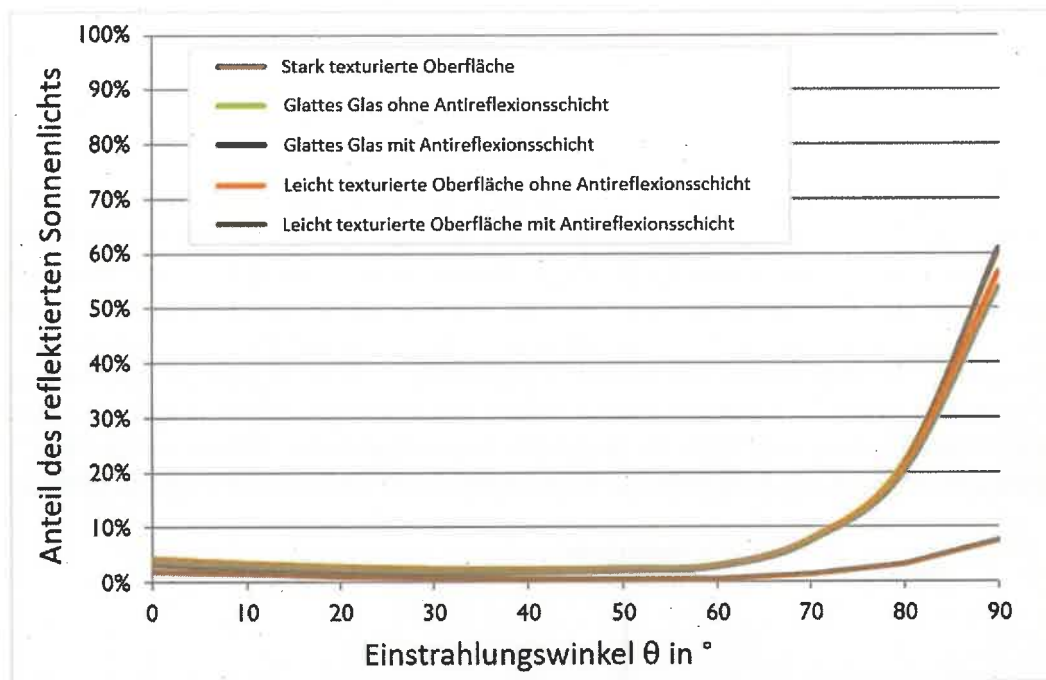


Abbildung 3: Anteil des reflektierten Sonnenlichts in Abhängigkeit zum Einfallswinkel, dargestellt für unterschiedliche Modulglastypen – Quelle: [4], modifiziert

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

Die Oberflächentexturierung des Modulglases führt dazu, dass das Sonnenlicht zwar weniger intensiv, dafür aber diffus (gestreut) reflektiert wird, d. h. der Immissionsort der Reflexion wird vergrößert. Die Intensität von Reflexionen an Solarmodulen ist daher nicht vergleichbar mit Reflexionen an z. B. glatten Fensterscheiben, bei denen das Sonnenlicht gerichtet reflektiert wird. Neue PV-Module besitzen in der Regel eine Antireflexbeschichtung und zumindest eine leicht texturierte Oberfläche. Dies wird auch für die Solarmodule der geplanten PVA angenommen.



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. Dazu werden die Module, die relevanten Immissionsorte und die Sonne in einem gemeinsamen Koordinatensystem modelliert [1]. Der standortbezogene Sonnenverlauf kann auf Basis mathematischer Funktionen für jeden Zeitpunkt im Jahr ermittelt werden [5]. Über Winkelbeziehungen und Strahlungsgesetze kann nachvollzogen werden, wo und wann Blendwirkungen auftreten. Die Berücksichtigung von modulglas-spezifischen Streuwinkeln und Reflexionskoeffizienten ermöglicht eine noch genauere Betrachtung [4].

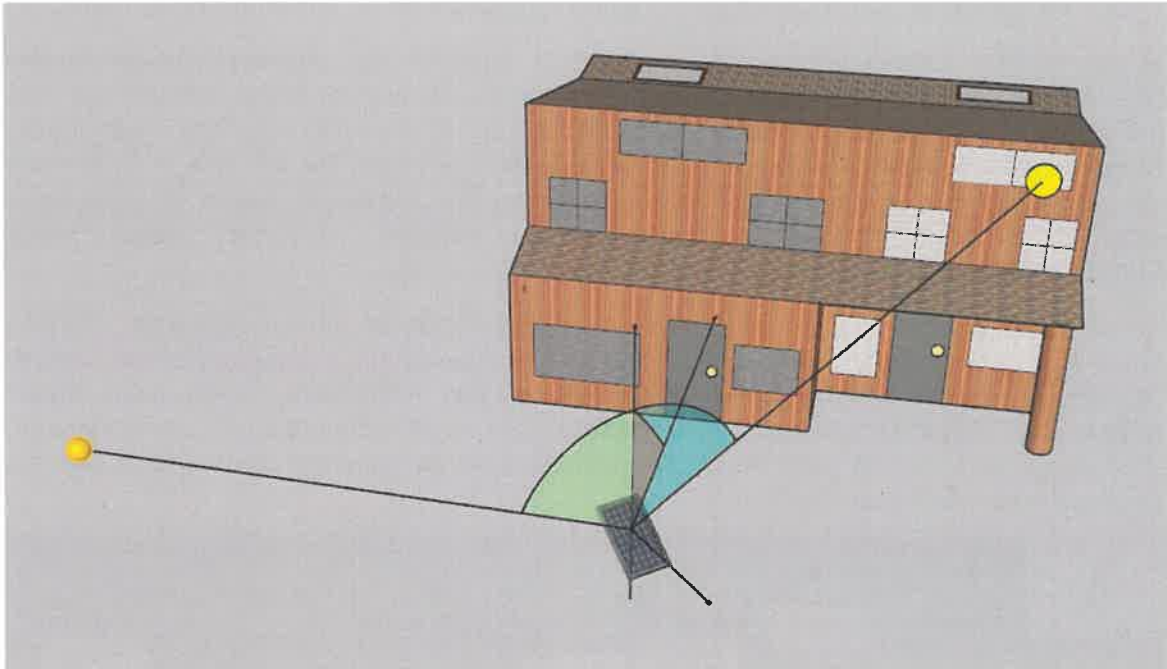


Abbildung 5: Veranschaulichung der geometrischen Herleitung einer Reflexion – Quelle: Eigene Abbildung

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 ausführliche Auflistung der Annahmen und Einschränkungen zur Simulation findet sich in Anhang A.

## 5 Lichtimmissionen in schutzbedürftigen Räumen

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)

In der näheren Umgebung der Generatorfeld 1 befinden sich schutzbedürftige Räume (Wohnbebauung). Die sechs nächstgelegenen Wohnhäuser werden in der Simulation jeweils durch einen sogenannten „Observationspunkt“ (OP) repräsentiert. Ein OP stellt in der Simulation einen Detektorpunkt für auftreffende Reflexionen dar. Die OP sind in einer Höhe von 4,5 m definiert, was der Augenhöhe einer stehenden Person im ersten Obergeschoss entspricht. Höher gelegene Immissionsorte erfahren in der Regel mehr Reflexionen/Blendungen.

Ab einer Entfernung von ca. 100 m zwischen Generatorfeld und Immissionsort können erhebliche Belästigungen durch Lichtimmissionen/Blendwirkungen ausgeschlossen werden [1]. Zudem können nach Süden ausgerichtete Module nicht nach Norden oder Süden reflektieren. Folglich können erhebliche Belästigungen in/an Wohngebäuden in der näheren Umgebung der PVA, die nicht durch die sechs Beobachtungspunkte repräsentiert werden, pauschal ausgeschlossen werden.



Abbildung 6: Abstände zu den nächsten schutzbedürftigen Räumen und Positionen der Observationspunkte  
- Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

## 5.1 Erläuterung der Auswertungsmethodik

Nach dem LAI-Leitfaden 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 durch Blendwirkungen beeinträchtigt wird [1]. Bei der Ermittlung der Blendzeiten sind nach dem Leitfaden jedoch nicht alle Reflexionen zu berücksichtigen.

Der LAI-Leitfaden schreibt zur Ermittlung der Blendzeiten ein vereinfachtes (idealisiertes) Modell vor, 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 hingegen ein realistisches Modell verwendet, das die oberflächenspezifischen Eigenschaften realer Solarmodule berücksichtigt. Um trotzdem 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.

Darüber hinaus sind nach dem LAI-Leitfaden Reflexionen, die am Immissionsort mit einem **Differenzwinkel**  $\leq 10^\circ$  zur direkten Sonneneinstrahlung auftreten, nicht als relevante Blendwirkungen zu betrachten [1]. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass bei tiefstehender Sonne aus nahezu der gleichen Richtung wie die Reflexionen an den Modulen die PVA-bedingten Blendwirkungen durch die Sonne überlagert werden. Diese Reflexionen werden im Folgenden ebenfalls differenziert dargestellt (sofern sie auftreten).

Zeitangaben (Uhrzeiten) sind stets in der mitteleuropäischen Normalzeit (MEZ, UTC+1) dargestellt.

Die Simulation geht immer von klarem Himmel aus - daher sind die Zeitangaben für Lichtimmissionen bzw. Blendwirkungen „Worst-Case“-Betrachtungen.

In der Simulation werden in der Regel keine Hindernisse (Bäume etc.) berücksichtigt. Hindernisse können die Sicht auf die PVA einschränken oder diese verschatten und somit die potenziellen Blendzeiten verkürzen. Wenn Hindernisse berücksichtigt wurden, wird dies an entsprechender Stelle explizit angegeben.

## 5.2 Ergebnisse

### 5.2.1 Observationspunkt 1

Observationspunkt 1 (OP 1) erfährt pro Tag maximal 3 Minuten und pro Jahr insgesamt 188 Minuten mit Kernblendungen. Die Grenzwerte des LAI-Leitfadens werden eingehalten. Es findet demnach keine erhebliche Belästigung statt. Die Reflexionen werden durch Generatorfeld 1 emittiert.

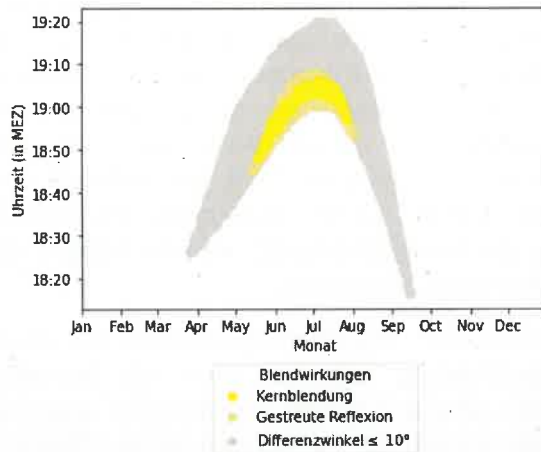


Abbildung 7: Blendzeiten bei OP 1

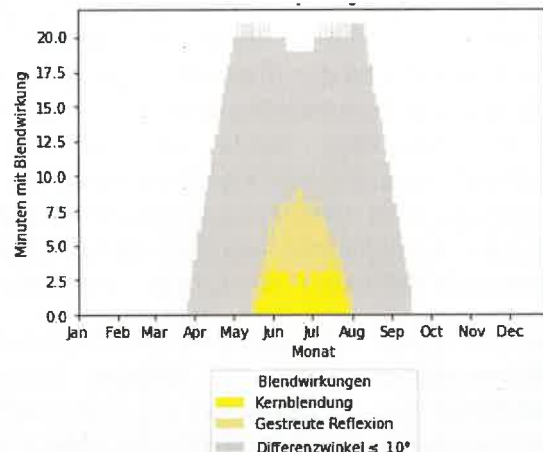


Abbildung 8: Blenddauer pro Tag bei OP 1

### 5.2.2 Observationspunkt 2

Observationspunkt 2 (OP 2) erfährt pro Tag maximal 2 Minuten und pro Jahr insgesamt 110 Minuten mit Kernblendungen. Die Grenzwerte des LAI-Leitfadens werden eingehalten. Es findet demnach keine erhebliche Belästigung statt. Die Reflexionen werden durch Generatorfeld 1 emittiert.

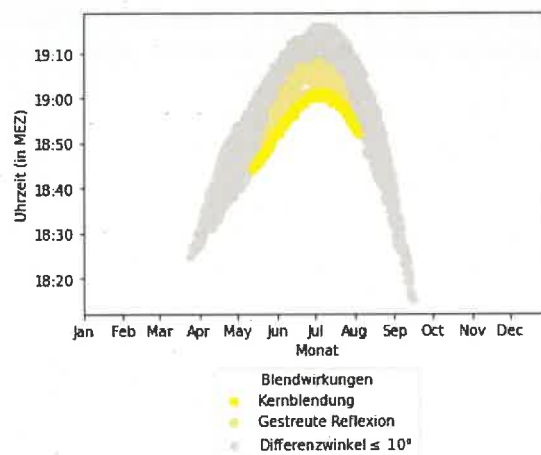


Abbildung 9: Blendzeiten bei OP 2

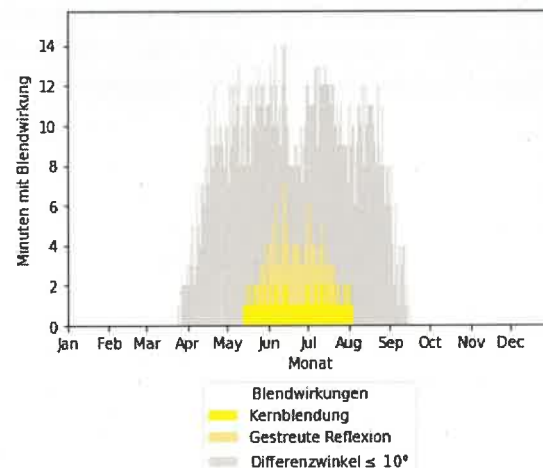


Abbildung 10: Blenddauer pro Tag bei OP 2

### 5.2.3 Observationspunkt 3

Observationspunkt 3 (OP 3) erfährt pro Tag maximal 4 Minuten und pro Jahr insgesamt 277 Minuten mit Kernblendungen. Die Grenzwerte des LAI-Leitfadens werden eingehalten. Es findet demnach keine erhebliche Belästigung statt. Die Reflexionen werden durch Generatorfeld 1 emittiert.

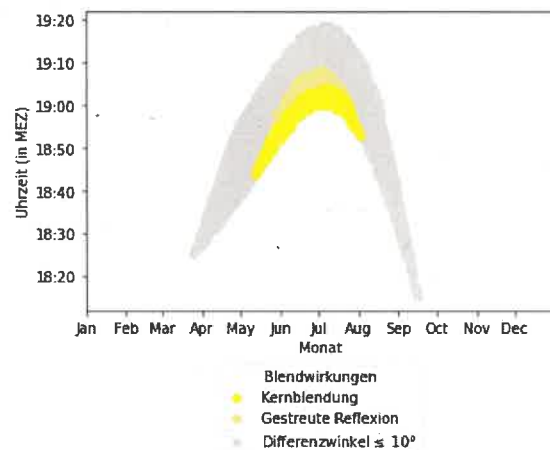


Abbildung 11: Blendzeiten bei OP 3

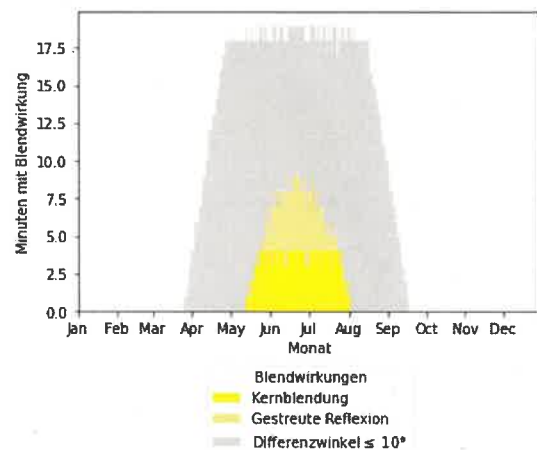


Abbildung 12: Blenddauer pro Tag bei OP 3

### 5.2.4 Observationspunkt 4

Observationspunkt 4 (OP 4) erfährt pro Tag maximal 5 Minuten und pro Jahr insgesamt 288 Minuten mit Kernblendungen. Die Grenzwerte des LAI-Leitfadens werden eingehalten. Es findet demnach keine erhebliche Belästigung statt. Die Reflexionen werden durch Generatorfeld 1 emittiert.

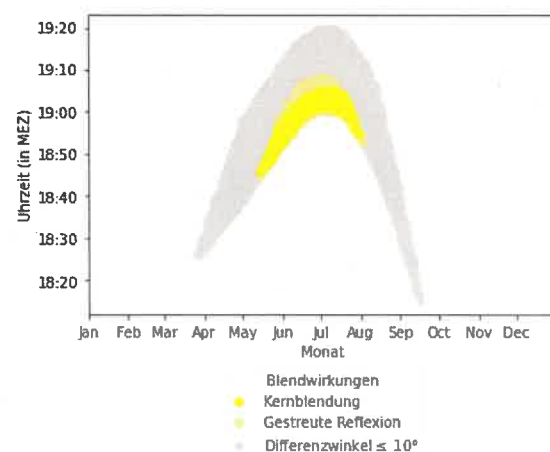


Abbildung 13: Blendzeiten bei OP 4

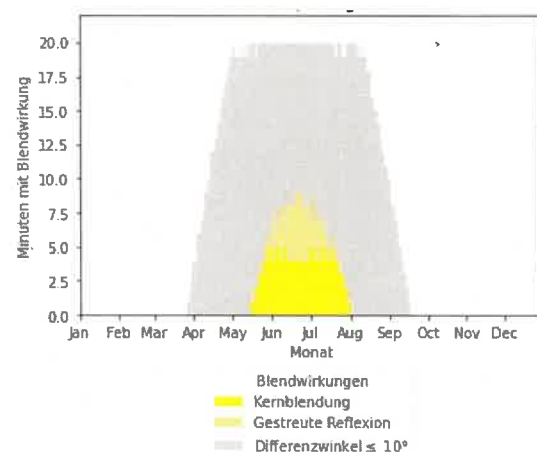


Abbildung 14: Blenddauer pro Tag bei OP 4

### 5.2.5 Observationspunkt 5

Observationspunkt 5 (OP 5) erfährt pro Tag maximal 5 Minuten und pro Jahr insgesamt 300 Minuten mit Kernblendungen. Die Grenzwerte des LAI-Leitfadens werden eingehalten. Es findet demnach keine erhebliche Belästigung statt. Die Reflexionen werden durch Generatorfeld 1 emittiert.

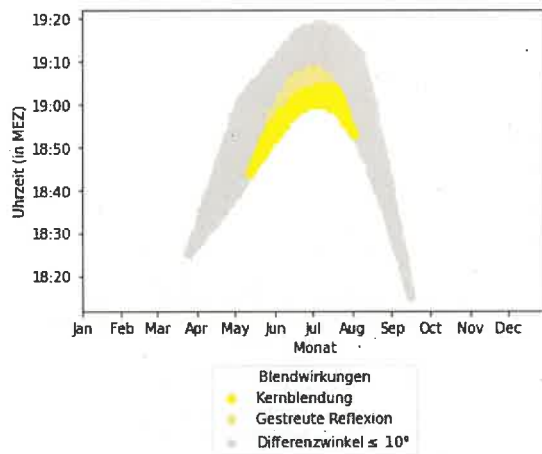


Abbildung 15: Blendzeiten bei OP 5

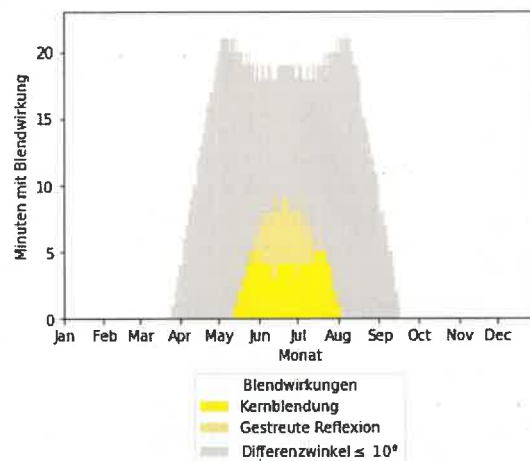


Abbildung 16: Blenddauer pro Tag bei OP 5



### 5.2.6 Observationspunkt 6

Observationspunkt 6 (OP 6) erfährt (ohne die lokale Vegetation zu betrachten) pro Tag maximal 23 Minuten und pro Jahr insgesamt 3524 Minuten mit Kernblendungen. Der Grenzwert des LAI-Leitfadens für die jährliche Gesamtblenddauer wird somit nicht eingehalten. Die Reflexionen werden durch Generatorfeld 1 emittiert.

Bei der Berechnung der Blendzeiten wurde die lokale Vegetation jedoch nicht beachtet. Zwischen OP 6 und Generatorfeld 1 befindet sich ein Vegetationsstreifen („Knicks“): Der Großteil der Lichtmissionen/Blendwirkungen ist in den Sommermonaten zu erwarten (bzw. in den Monaten, in denen die Vegetation ein Blattwerk trägt). Abbildung 19 zeigt den Vegetationsstreifen mit Blattwerk. Werden die Blendzeiten aus den Monaten Mai bis Ende August abgezogen (es kann angenommen werden, dass die Vegetation dann einen effektiven Sichtschutz darstellt), so reduziert sich die jährliche Gesamtblenddauer (Kernblendung) auf rund 1150 Minuten.

Die Grenzwerte werden unter Beachtung der Vegetation demnach eingehalten. Eine erhebliche Belästigung findet demnach nicht statt.

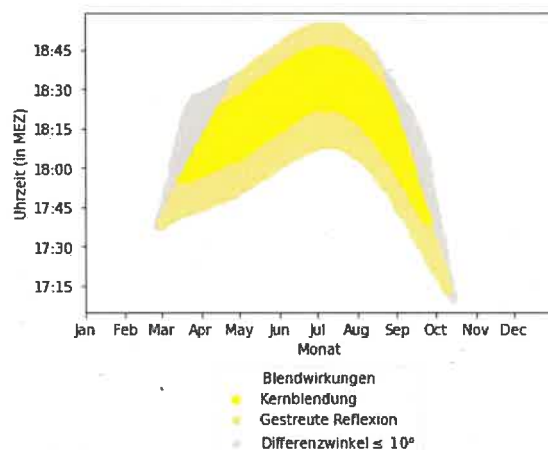


Abbildung 17: Blendzeiten bei OP 6

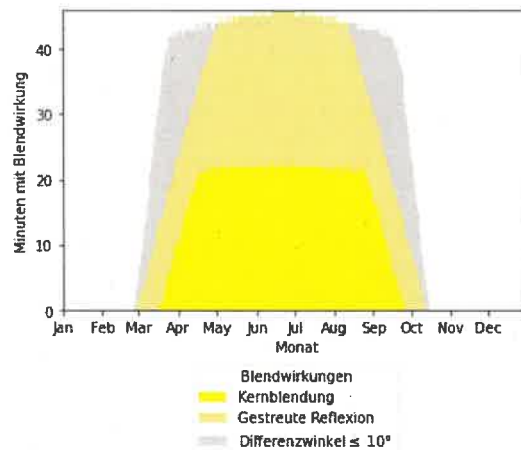
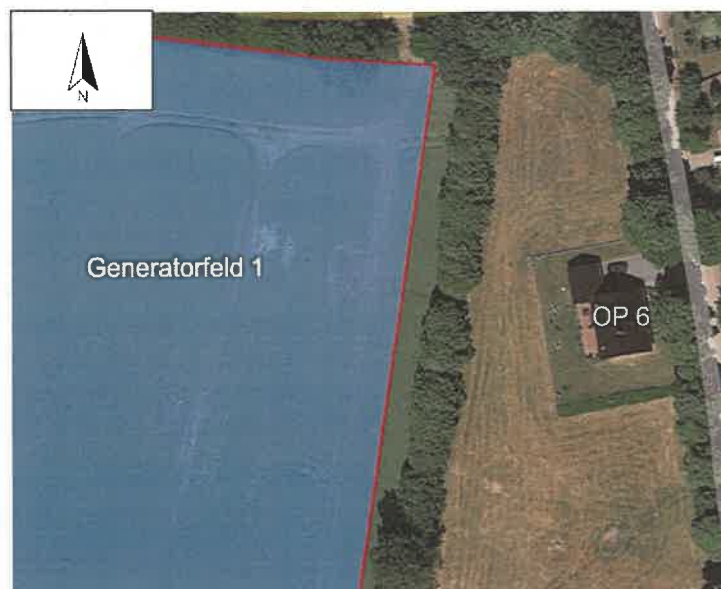


Abbildung 18: Blenddauer pro Tag bei OP 6



*Abbildung 19: Der Vegetationsstreifen zwischen OP 6 und Generatorfeld 1 weist mit Blattwerk voraussichtlich eine ausreichende Blickfestigkeit auf, um vom Obergeschoss die Sicht auf die PVA zu unterbinden - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro*

## 6 Blendwirkungen auf den Straßenverkehr

### 6.1 Übersicht

Im Folgenden werden die relevanten Verkehrswege aufgeführt, die aufgrund ihrer Nähe zur geplanten PVA hinsichtlich möglicher Blendwirkungen bewertet wurden. Land- und forstwirtschaftliche Wege (sog. Feldwege), Fahrradwege sowie Straßen mit nur sporadischem Verkehr werden als nicht relevant eingestuft (und daher nicht weiter betrachtet).

Als relevanter Verkehrsweg wurde die Kreisstraße K 61 (Roger Weg) identifiziert. Beeinträchtigungen durch Blendwirkungen auf der Bujendorfer Landstraße im Westen können pauschal ausgeschlossen werden, da Fahrzeugführer dort aufgrund des Straßenverlaufs nicht auf die PVA blicken.



Abbildung 20: Übersicht der relevanten Verkehrswege – Quelle Karte: OpenStreetMap

## 6.2 Erläuterung der Auswertungsmethodik

In der Simulation wurden als Verkehrsteilnehmer PKW- und LKW-Fahrer berücksichtigt, die sich in ihrer Sitzhöhe (und damit Augenhöhe) unterscheiden. Die Augenhöhe der PKW-Fahrer wurde mit 1,20 und die der LKW-Fahrer mit 2,65 m angenommen.

Für die Beurteilung der Blendwirkungen von Photovoltaikanlagen im Verkehr ist es eine etablierte Methode, ein relevantes Sichtfeld in Bezug zur Fahrtrichtung zu definieren und mittels Simulation zu prüfen, ob in diesem Sichtfeld Reflexionen auftreten. Reflexionen im peripheren Sichtbereich einer Person führen in der Regel zu keiner maßgeblichen Beeinträchtigung. Der relevante (horizontale) Sichtbereich einer fahrenden Person wurde in Anlehnung an [6] auf 80° (je 40° zu beiden Seiten der Blickrichtung) und das kritische Sichtfeld wurde in Anlehnung an [7] auf 60° (je 30° zu beiden Seiten der Blickrichtung) festgelegt. Für Fahrzeugführer wird angenommen, dass die Blickrichtung mit der Fahrtrichtung übereinstimmt. Abbildung 22 zeigt die entsprechenden Sichtfelder. Treten Reflexionen außerhalb des relevanten Sichtfeldes auf, werden sie pauschal als vernachlässigbar angesehen (und auch simulationstechnisch nicht erfasst). Treten Reflexionen im relevanten Sichtfeld, aber außerhalb des kritischen Sichtfeldes auf, können sie je nach Situation in der Regel noch als akzeptabel angesehen werden.

Darüber hinaus werden PVA-bedingte Blendwirkungen im relevanten Sichtfeld (das beinhaltet das kritische Sichtfeld) auch dann als vernachlässigbar eingestuft, wenn die verursachenden Reflexionen mit einem Differenzwinkel  $\leq 10^\circ$  zur direkten Sonneneinstrahlung auftreten und gleichzeitig der Höhenwinkel der Sonne  $\leq 7,5^\circ$  beträgt. Wenn beide Kriterien zutreffen, blendet die Sonne aus der gleichen Richtung und überlagert die Blendwirkung der PVA (definiert in Anlehnung an [1]) und kann tendenziell nicht mehr durch eine Blende abgeschirmt werden (Annahme). Sofern solche Blendwirkungen/Reflexionen auftreten, werden diese im Folgenden separat dargestellt.

Zeitangaben (Uhrzeiten) sind stets in der mitteleuropäischen Normalzeit (MEZ, UTC+1) dargestellt.

Die Simulation geht immer von klarem Himmel aus - daher sind die Zeitangaben für Blendwirkungen „Worst-Case“-Betrachtungen.

In der Simulation werden in der Regel keine Hindernisse (Bäume etc.) berücksichtigt. Hindernisse können die Sicht auf die PVA einschränken oder diese verschatten und somit die potenziellen Blendzeiten verkürzen. Wenn Hindernisse berücksichtigt wurden, wird dies an entsprechender Stelle explizit angegeben.

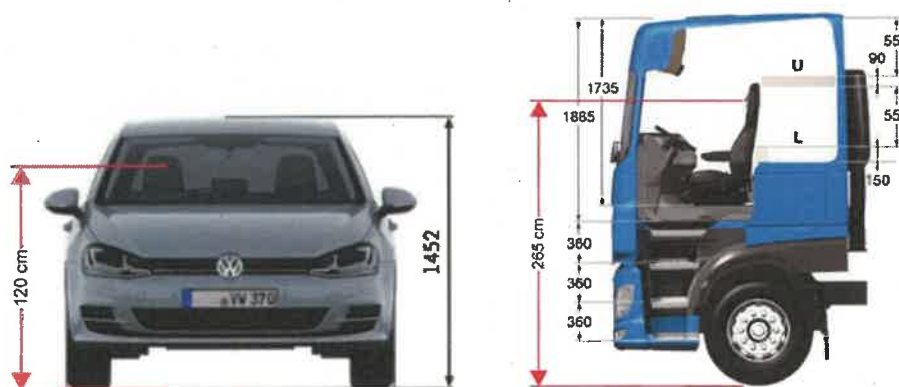


Abbildung 21: Augenhöhe der Straßenverkehrsteilnehmer  
– Quelle: Volkswagen AG, BTS GmbH & Co. KG, modifiziert

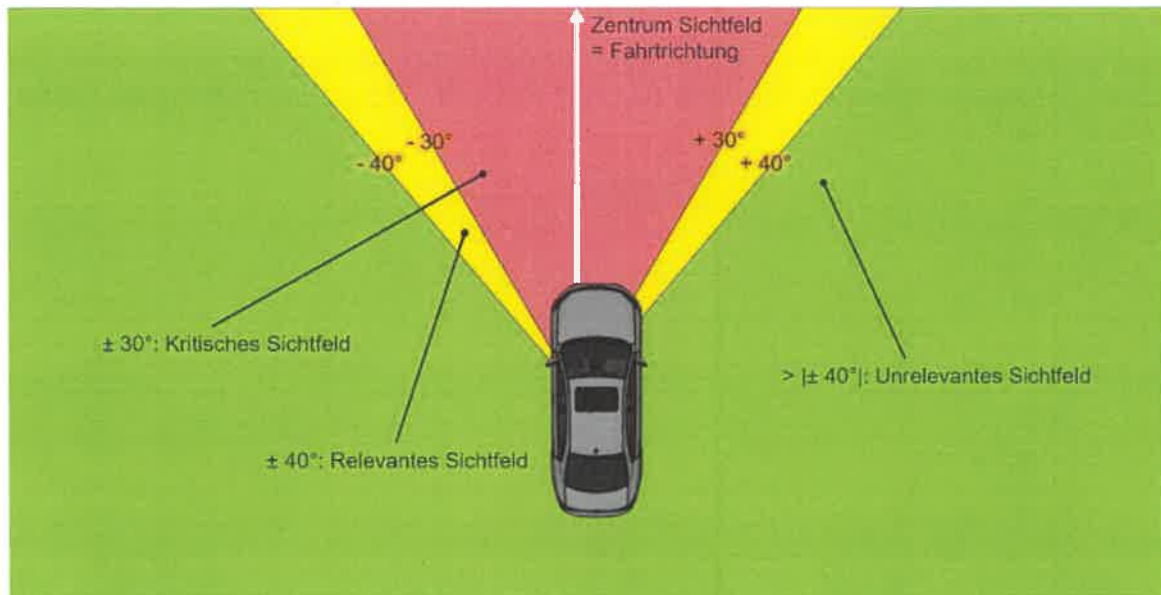


Abbildung 22: Darstellung der definierten Sichtfelder einer fahrenden Person – Quelle: Eigene Abbildung

## 6.3 Ergebnisse

### 6.3.1 K 61 (Roger Weg)

Die Blendwirkungen auf der K 61 werden für verschiedene Abschnitte getrennt dargestellt. Die Lokale Vegetation wurde als Hindernis (Sichtschutz) in der Simulation nicht berücksichtigt, Häuser jedoch schon.



Abbildung 23: Abschnitte mit relevanten Blendwirkungen auf der K 61 - Quelle Karte: OpenStreetMap



### 6.3.1.1 Abschnitt 1

Das Generatorfeld 1 kann Fahrzeugführer auf der K 61 in Abschnitt 1 bei Fahrtrichtung Westen im relevanten und kritischen Sichtfeld blenden.

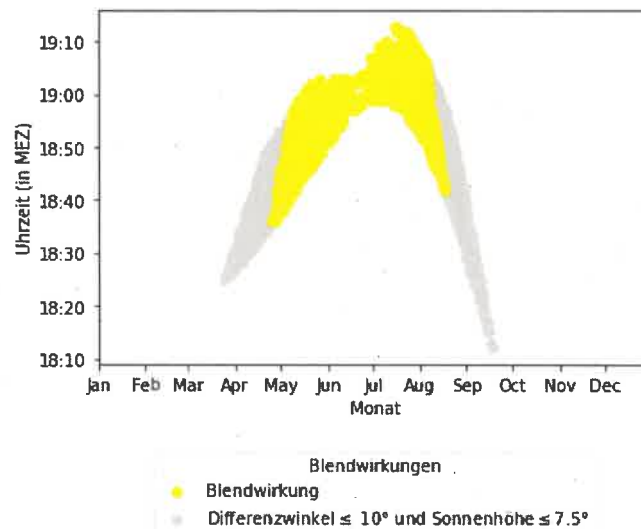


Abbildung 24: Blendzeiten für die K 61, Abschnitt 1



Abbildung 25: Reflektierender Bereich von Generatorfeld 1 und betroffener Abschnitt der K 61, Abschnitt 1  
- Quelle Karte: OpenStreetMap

### 6.3.1.2 Abschnitt 2

Das Generatorfeld 3 kann Fahrzeugführer auf der K 61 in Abschnitt 2 bei Fahrtrichtung Osten im relevanten und kritischen Sichtfeld blenden.

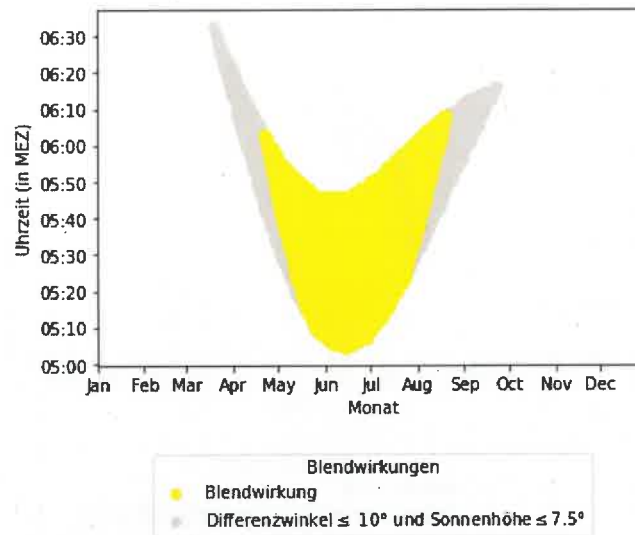


Abbildung 26: Blendzeiten für die K 61, Abschnitt 2



Abbildung 27: Reflektierender Bereich von Generatorfeld 3 und betroffener Abschnitt der K 61, Abschnitt 2  
- Quelle Karte: OpenStreetMap

### 6.3.1.3 Abschnitt 3

Das Generatorfeld 3 kann Fahrzeugführer auf der K 61 in Abschnitt 3 bei Fahrtrichtung Osten im relevanten und kritischen Sichtfeld blenden.

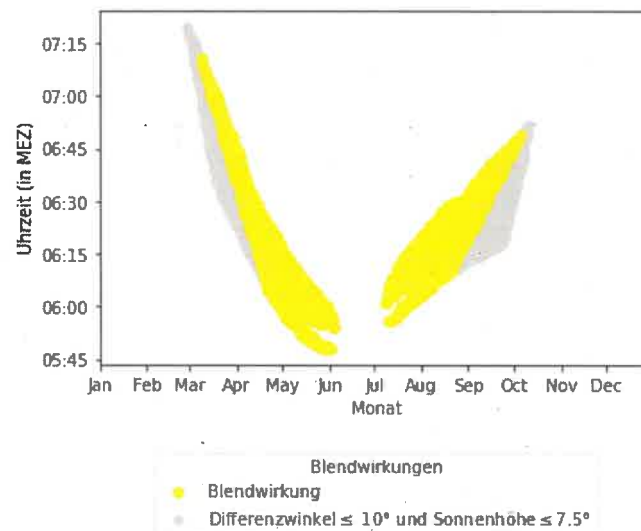


Abbildung 28: Blendzeiten für die K 61, Abschnitt 3.



Abbildung 29: Reflektierender Bereich von Generatorfeld 3 und betroffener Abschnitt der K 61, Abschnitt 3  
- Quelle Karte: OpenStreetMap

## 7 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, 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] 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.
- [7] Österreichischer Verband für Elektrotechnik (OVE), „Blendung durch Photovoltaikanlagen - OVE-Richtlinie R 11-3“. 2016.

## 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.

5 | Page

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)