



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 TANGEHÜTTE

VERSION 2.0

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, 14.04.2023

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, 14.04.2023

Revisionsstabelle

Version	Änderung	Datum	Name
2.0	Zusätzliche Anlagenvariante ausgewertet (Azimut = 185°), überarbeitete Ergebnisdarstellung	14.04.2023	Mathias Röper
1.0	Erste Fassung	11.04.2023	Mathias Röper

Das Gutachten ist nur in seiner aktuellen Fassung gültig.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	3
1.1	Zielsetzung	3
1.2	Haftungsausschluss	3
1.3	Datengrundlage	3
1.4	Methodik	3
2	Anlagenbeschreibung	4
3	Zusammenfassung der Ergebnisse	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	10
5.3	Ergebnisse	11
5.3.1	Zusammenfassung der Simulationsergebnisse für die Observationspunkte	12
5.3.2	Ergebnisdiagramme für Observationspunkt 1	13
5.3.3	Ergebnisdiagramme für Observationspunkt 2	15
5.3.4	Ergebnisdiagramme für Observationspunkt 3	17
5.3.5	Ergebnisdiagramme für Observationspunkt 4	19
5.3.6	Ergebnisdiagramme für Observationspunkt 5	21
6	Blendwirkungen auf den Straßen- und Schienenverkehr	23
6.1	Übersicht	23
6.2	Erläuterung der Auswertungsmethodik	24
6.3	Ergebnisse	26
6.3.1	L 31 und Bahnstrecke	26
6.3.2	Horstweg	26
6.3.3	Ergebnisdiagramme für Horstweg	27
7	Literaturverzeichnis	29
Anhang A:	Annahmen und Limitationen von SGHAT	30

1 Einleitung

Die Trianel Energieprojekte GmbH & Co. KG (Auftraggeber) hat Herrn Mathias Röper, Sachverständiger für Photovoltaik, beauftragt, die möglichen Blendwirkungen der geplanten „PVA Tangerhütte“ in 39517 Tangerhütte zu untersuchen und zu bewerten. Das vorliegende Gutachten wurde zusätzlich von Herrn Marco Wilke, Sachverständiger für Photovoltaik, in externer Zuarbeit geprüft (Review).

1.1 Zielsetzung

Das Ziel dieses Gutachtens besteht darin, zu analysieren, ob die Solarmodule der geplanten Photovoltaikanlage (PVA) das Sonnenlicht in einer Weise reflektieren, dass sie erhebliche Belästigungen in oder an angrenzenden Gebäuden verursachen oder den umliegenden Straßen- und Schienenverkehr durch Blendeffekte unzumutbar beeinträchtigen.

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 Verkehrswege	Google Earth Pro, OpenStreetMap
Umliegende Vegetation	
Umliegende Bebauung	
Höhenmodell (DGM2)	Landesamt für Vermessung und Geoinformation Sachsen-Anhalt (LVermGeo)

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, der 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 Straßen- bzw. Schienenverkehr 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) liegt in der Gemeinde Tangerhütte (PLZ: 39517) im Landkreis Stendal und stellt eine Freiflächenanlage dar. Abbildung 1 zeigt den Grundriss der PV-Fläche (Bereich mit Solarmodulen). Da sich das Projekt noch in einer frühen Planungsphase befindet, werden verschiedene Modulausrichtungen (Azimut) und Modulneigungswinkel untersucht. Es wird zudem angenommen, dass die PV-Fläche maximal mit Solarmodulen belegt wird.

Die folgende Tabelle führt relevante Anlagenparameter auf.

Tabelle 2: Relevante Anlagenparameter

Anlagenparameter	Angabe
Größe der PV-Fläche	ca. 19 ha
Modulausrichtung (Azimut)	180° Süd, 90°, 270° Ost-West, 185° Süd
Modulunterkante	ca. 80 cm
Moduloberkante	ca. 3 m bis 4,5 m (je nach Modulneigungswinkel)
Modulneigung	15°, 20°, 25°
Geokoordinaten (Breite, Länge)	52.426469°, 11.792465°



Abbildung 1: Grundriss der PV-Fläche - Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Immissionsschutz

Lediglich bei einer steilen Ost-West-Ausrichtung der Solarmodule mit einer Modulneigung von über 15° kann in der Nachbarschaft der LAI-Grenzwert für die jährliche Gesamtblenddauer vereinzelt überschritten werden. Ansonsten führt keine der betrachteten Anlagenvarianten zu erheblichen Belästigungen durch Blendwirkungen in oder an schutzbedürftigen Räumen wie Wohnräumen.

Sollte eine Ost-West-Ausrichtung mit einer Modulneigung von über 15° im weiteren Planungsverlauf in Betracht gezogen werden, so müssten ggf. noch Maßnahmen zur Reduzierung der Blendwirkung der PVA ausgearbeitet werden. Bei allen anderen Anlagenvarianten können erhebliche Belästigungen bereits zu diesem Zeitpunkt ausgeschlossen werden.

Verkehrssicherheit

Beeinträchtigungen durch Blendwirkungen auf den umliegenden relevanten Verkehrswegen können mit Ausnahme des Horstwegs ausgeschlossen werden. Der Horstweg kann nur bei einer Ost-West-Ausrichtung Blendwirkungen erfahren.

Sollte eine Ost-West-Ausrichtung realisiert werden, empfehlen sich Sichtschutzblenden am östlichen Anlagenzaun (ein normaler Anlagenzaun wird als ausreichend gesehen), um Blendwirkungen auf dem Horstweg zu minimieren.

Fazit

Die geplante Photovoltaikanlage kann aus blendschutztechnischer Perspektive verträglich mit ihrer Umgebung realisiert werden. Bei einer Ost-West-Ausrichtung empfiehlt sich eine Maßnahme zur Reduzierung der Blendwirkungen auf dem Horstweg. Sofern keine Ost-West-Ausrichtung mit steilen ($> 15^\circ$) Modulneigungswinkeln realisiert wird, sind keine weiteren Maßnahmen erforderlich.

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 θ (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.

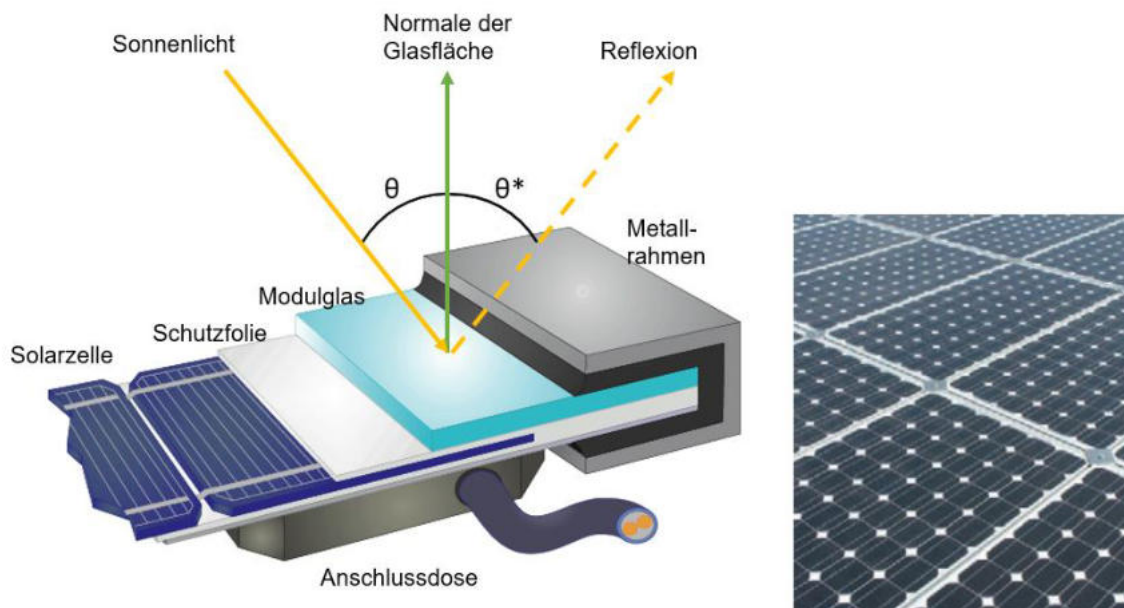


Abbildung 2: Aufbau eines PV-Moduls und Darstellung des Reflexionsgesetzes „Einfallswinkel = Ausfallswinkel“
– Quelle: [3] (modifiziert)

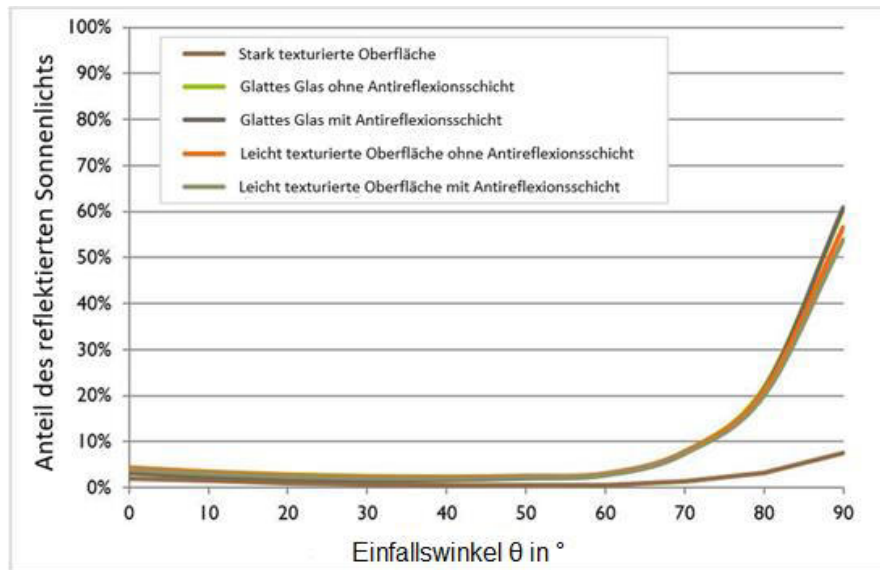


Abbildung 3: Anteil des reflektierten Sonnenlichts in Abhängigkeit zum Einfallswinkel, dargestellt für unterschiedliche Modulglastypeen – Quelle: [4], modifiziert

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. Es wird angenommen, dass dies auch für die Solarmodule der geplanten PVA gilt.



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].

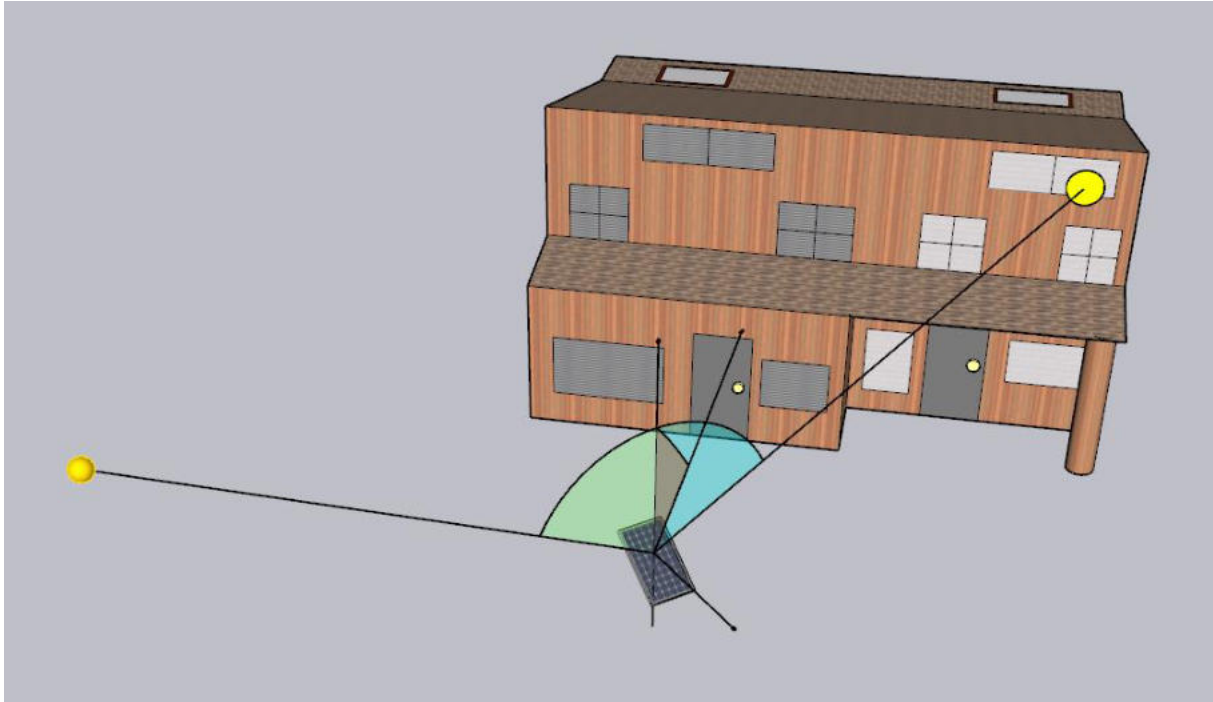


Abbildung 5: Veranschaulichung der geometrischen Herleitung einer Reflexion – Quelle: Eigene Abbildung

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)

In der näheren Umgebung der Photovoltaikanlage befinden sich schutzbedürftige Wohnhäuser. Zur Analyse der Blendwirkungen auf die umliegenden Wohngebäude wurden in der Simulation die fünf nächstgelegenen Häuser in unterschiedlichen Himmelsrichtungen jeweils durch einen sogenannten "Observationspunkt" (OP) abgebildet. Die OP dienen als Detektorpunkte für eintreffende Reflexionen.

Die OP wurden immer in einer Höhe von 4,5 m definiert, um der Augenhöhe einer stehenden Person im ersten Obergeschoss zu entsprechen. In der Regel ist die Immissionsbelastung durch Reflexionen umso höher, je höher sich ein Immissionsort befindet.

Insgesamt repräsentieren die fünf OP die schutzbedürftige Nachbarschaft. Die Kleingärten unmittelbar südlich der Photovoltaikanlage stellen keine schutzbedürftigen Räume dar, da sie keine Wohnräume im eigentlichen Sinne¹ darstellen. Die nächste Wohnbebauung im Westen befindet sich in einer Entfernung von etwa 830 m und relevante Beeinträchtigungen können daher aufgrund der Distanz bereits pauschal ausgeschlossen werden.

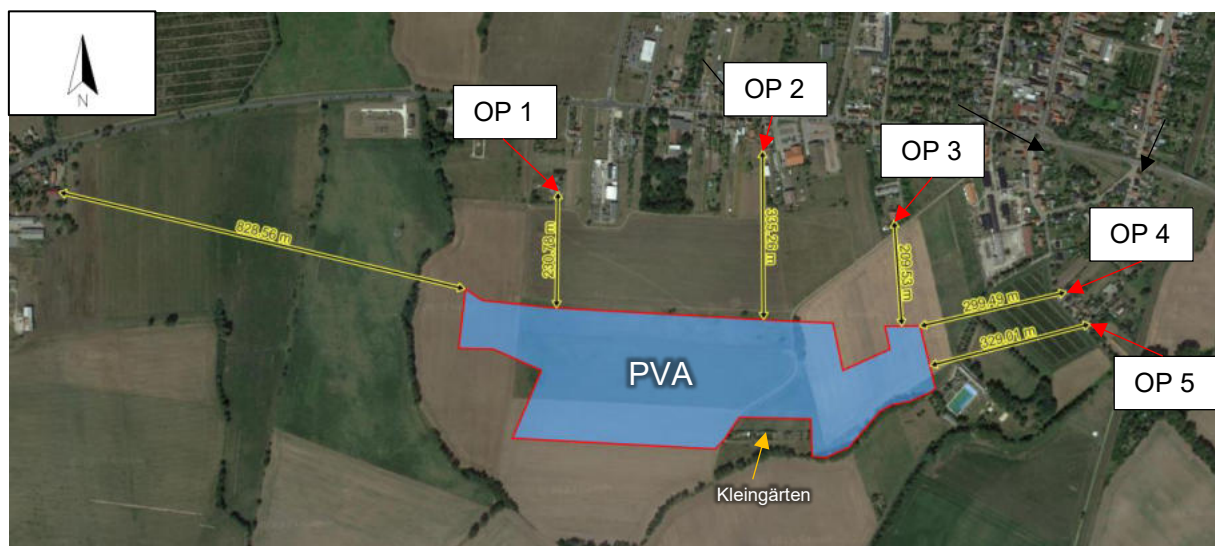


Abbildung 6: Lage der festgelegten Observationspunkte (OP) und Darstellung ihrer Entfernungen zur PVA
- Quelle Satellitenbild: Google Earth Pro

¹ „Als Wohnraum definiert ist im Gesetz jeder Bestandteil eines Gebäudes, der zu einer dauerhaft gedachten Wohnnutzung privater Art bestimmt und geeignet ist.“
– Quelle <https://www.juraforum.de/lexikon/wohnraummietrecht>

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 Simulation hat ergeben, dass bei fast allen betrachteten Anlagenvarianten die Grenzwerte des LAI-Leitfadens eingehalten werden. Lediglich bei einer Ost-West-Ausrichtung sollten steilere Modulneigungen ($> 15^\circ$) nach Möglichkeit vermieden werden, da andernfalls bei Observationspunkt 1 (bei 20° Modulneigung auch bei OP 2 und OP 3) der Grenzwert für die jährliche Gesamtblenddauer überschritten werden könnte.

Abgesehen von den steileren Ost-West-Ausrichtungen kann die Photovoltaikanlage aus Sicht des Immissionsschutzes bedenkenlos realisiert werden. Es werden keine erheblichen Belästigungen für die Nachbarschaft erwartet (in oder an schutzbedürftigen Räumen).

5.3.1 Zusammenfassung der Simulationsergebnisse für die Observationspunkte

Tabelle 3: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse für die Observationspunkte

OP	Modul- neigung	Azimut = 180°		Azimut = 90°, 180°		Azimut = 185°	
		Max. Blenddauer (Kernblendung) pro Tag in Minuten	Jährliche Gesamtblenddauer (Kernblendung) in Minuten	Max. Blenddauer (Kernblendung) pro Tag in Minuten	Jährliche Gesamtblenddauer (Kernblendung) in Minuten	Max. Blenddauer (Kernblendung) pro Tag in Minuten	Jährliche Gesamtblenddauer (Kernblendung) in Minuten
1	15°	0	0	12	1856	0	0
	20°	0	0	19	3310	0	0
	25°	0	0	11	1990	0	0
2	15°	0	0	11	1584	0	0
	20°	0	0	15	2224	0	0
	25°	0	0	10	1707	0	0
3	15°	0	0	8	1789	0	0
	20°	0	0	7	1915	0	0
	25°	0	0	6	1789	0	0
4	15°	0	0	5	717	0	0
	20°	0	0	5	700	0	0
	25°	0	0	4	457	0	0
5	15°	0	0	6	730	0	0
	20°	0	0	5	526	0	0
	25°	0	0	4	269	0	0

Grenzwerte für Kernblendungen gemäß des LAI-Leitfadens:

- Pro Tag maximal 30 Minuten
- Pro Jahr insgesamt maximal 1800 Minuten

5.3.2 Ergebnisdiagramme für Observationspunkt 1

Tabelle 4: Ergebnisdiagramme für OP 1 (1/2)

Modul- neigung	Azimut = 180°		Azimut = 90°, 270°	
	Blendzeiträume	Blenddauer pro Tag	Blendzeiträume	Blenddauer pro Tag
15°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		
20°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		
25°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		

Tabelle 5: Ergebnisdiagramme für OP 1 (2/2)

Modul- neigung	Azimut = 185°			
	Blendzeiträume	Blenddauer pro Tag		
15°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		
20°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		
25°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		

5.3.3 Ergebnisdiagramme für Observationspunkt 2

Tabelle 6: Ergebnisdiagramme für OP 2 (1/2)

Modul- neigung	Azimut = 180°		Azimut = 90°, 270°	
	Blendzeiträume	Blenddauer pro Tag	Blendzeiträume	Blenddauer pro Tag
15°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		
20°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		
25°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		

Tabelle 7: Ergebnisdiagramme für OP 2 (2/2)

Modul- neigung	Azimut = 185°			
	Blendzeiträume	Blenddauer pro Tag		
15°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		
20°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		
25°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		

5.3.4 Ergebnisdigramme für Observationspunkt 3

Tabelle 8: Ergebnisdigramme für OP 3 (1/2)

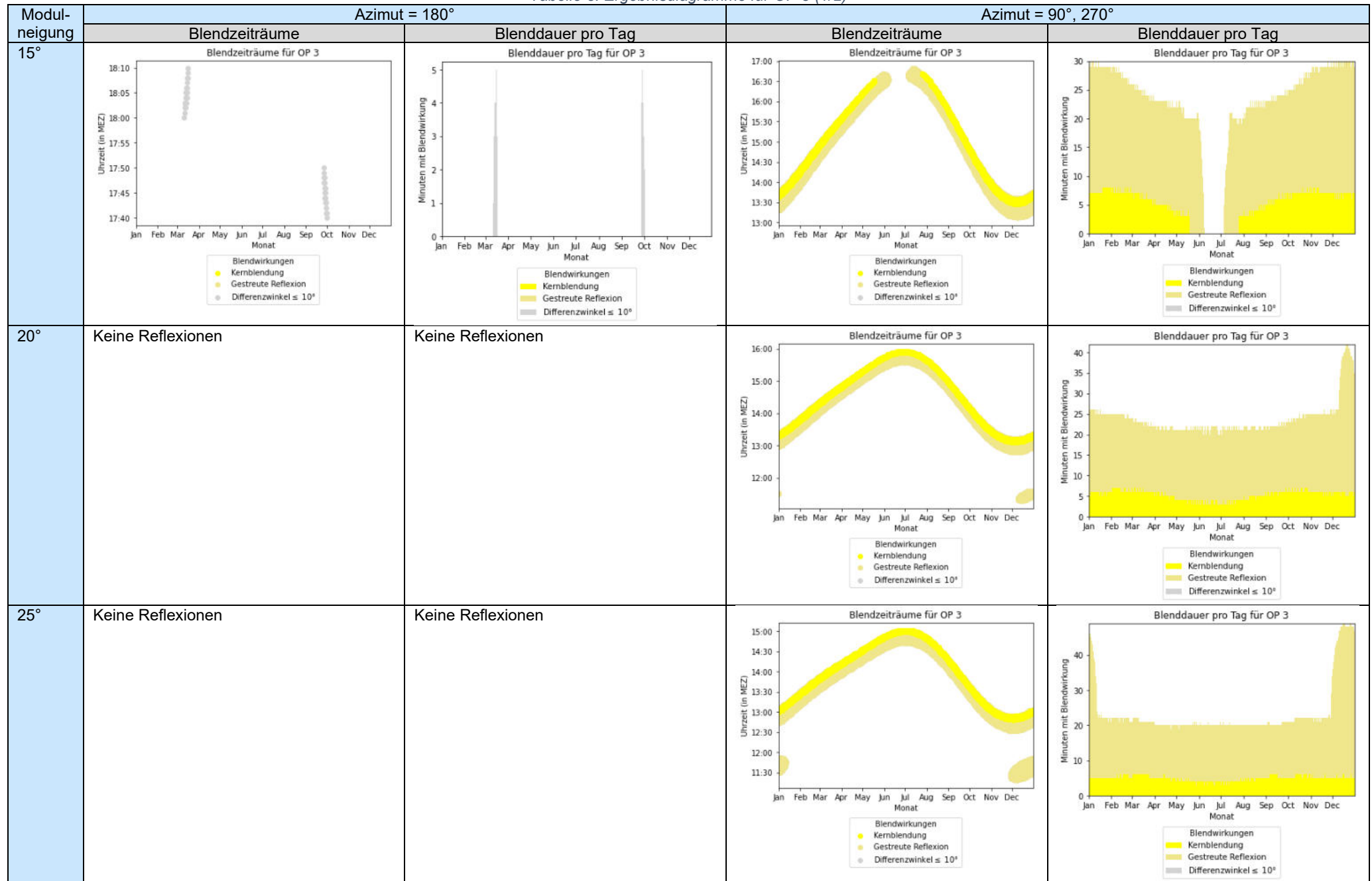


Tabelle 9: Ergebnisdiagramme für OP 3 (2/2)

Modul- neigung	Azimut = 185°			
	Blendzeiträume	Blenddauer pro Tag		
15°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		
20°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		
25°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		

5.3.5 Ergebnisdigramme für Observationspunkt 4

Tabelle 10: Ergebnisdigramme für OP 4 (1/2)

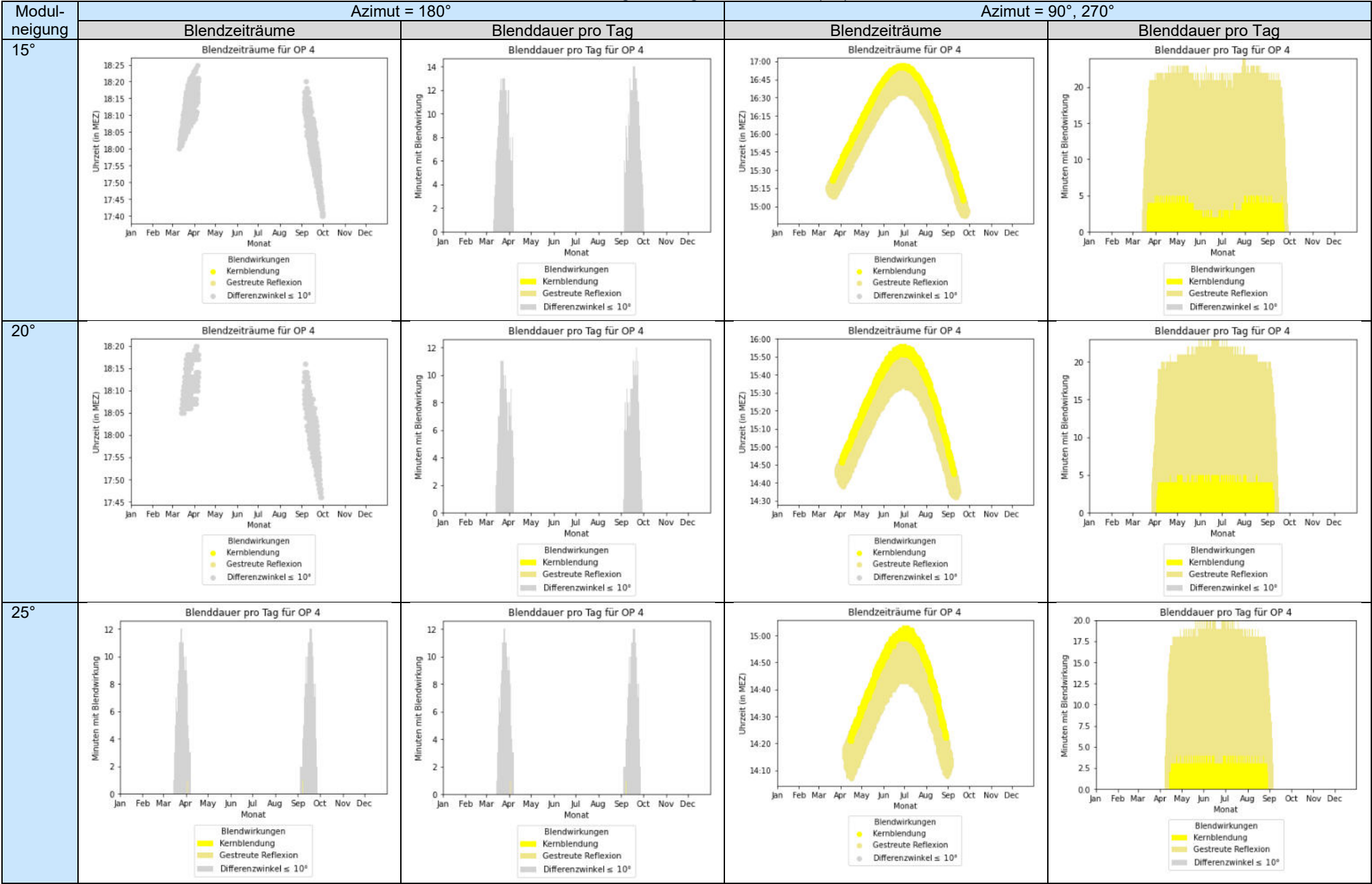


Tabelle 11: Ergebnisdigramme für OP 4 (2/2)

Modul- neigung	Azimut = 185°			
	Blendzeiträume	Blenddauer pro Tag		
15°	Blendzeiträume für OP 4	Blenddauer pro Tag für OP 4		
20°	Blendzeiträume für OP 4	Blenddauer pro Tag für OP 4		
25°	Blendzeiträume für OP 4	Blenddauer pro Tag für OP 4		

5.3.6 Ergebnisdigramme für Observationspunkt 5

Tabelle 12: Ergebnisdigramme für OP 5 (1/2)

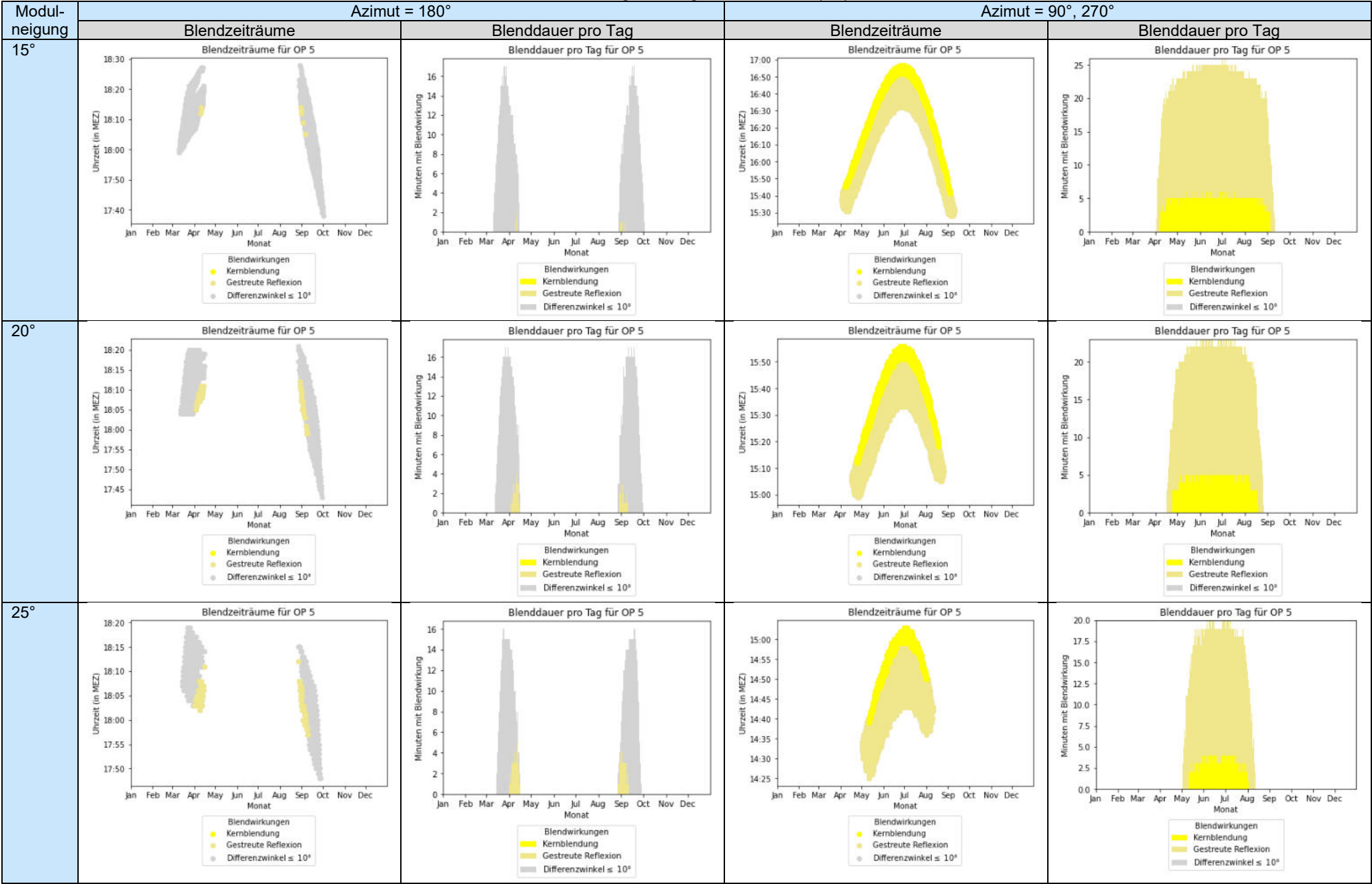


Tabelle 13: Ergebnisdigramme für OP 5 (2/2)

Modul- neigung	Azimut = 185°			
	Blendzeiträume	Blenddauer pro Tag		
15°	Blendzeiträume für OP 5	Blenddauer pro Tag für OP 5		
20°	Blendzeiträume für OP 5	Blenddauer pro Tag für OP 5		
25°	Blendzeiträume für OP 5	Blenddauer pro Tag für OP 5		

6 Blendwirkungen auf den Straßen- und Schienenverkehr

6.1 Übersicht

Im Folgenden sind die relevanten Verkehrswege aufgeführt, die aufgrund ihrer räumlichen Nähe und Position zur geplanten Photovoltaikanlage hinsichtlich möglicher Blendwirkungen untersucht wurden. Land- und forstwirtschaftliche Wege, auch als Feldwege bekannt, sowie Straßen mit lediglich sporadischem Verkehrsaufkommen werden als nicht relevant erachtet und daher nicht weiter betrachtet.

Als relevante Verkehrswege wurden die Landesstraße L 31 im Norden, die Bahnstrecke im Osten sowie die Straße "Horstweg" von Tangerhütte bis zum Freibad identifiziert. Blendwirkungen auf weiteren Straßen im Siedlungsgebiet in Tangerhütte können aufgrund der Bebauung pauschal ausgeschlossen werden, die die Sicht von den dortigen Straßen auf die PVA blockiert.



Abbildung 7: Übersicht der relevanten Verkehrswege – Quelle Karte: OpenStreetMap

6.2 Erläuterung der Auswertungsmethodik

In der Simulation wurden PKW- und LKW-Fahrer sowie Lokführer als Verkehrsteilnehmer berücksichtigt, welche sich in ihrer Sitzhöhe (und damit Augenhöhe) unterscheiden. Die angenommene Augenhöhe der PKW-Fahrer beträgt 1,20 m, die der LKW-Fahrer 2,65 m und die der Lokführer 2,40 m.

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 10 zeigt das relevante Sichtfeld einer fahrenden Person. An Kreuzungen oder Bahnübergängen wird das relevante Sichtfeld jedoch auf 180° erweitert, um das Umschauen in verschiedene Richtungen zu berücksichtigen. Reflexionen außerhalb des relevanten Sichtfeldes werden pauschal als vernachlässigbar betrachtet (und auch in der Simulation nicht erfasst).

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.

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.

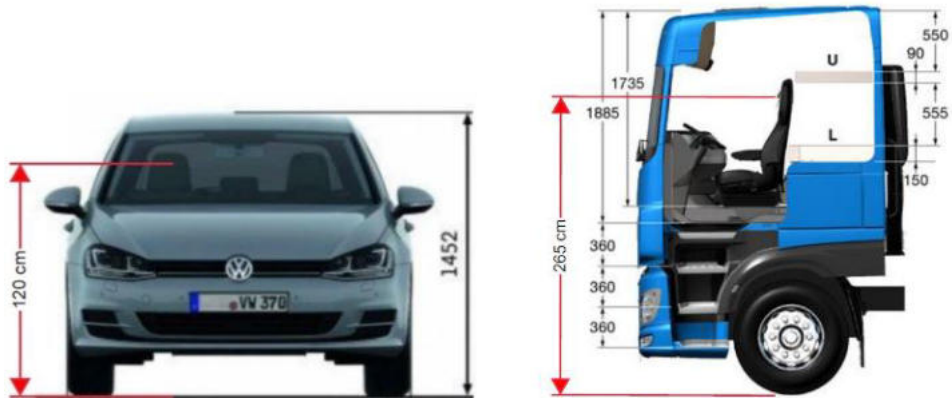


Abbildung 8: Augenhöhe der Straßenverkehrsteilnehmer
– Quelle: Volkswagen AG (modifiziert), BTS GmbH & Co. KG (modifiziert)

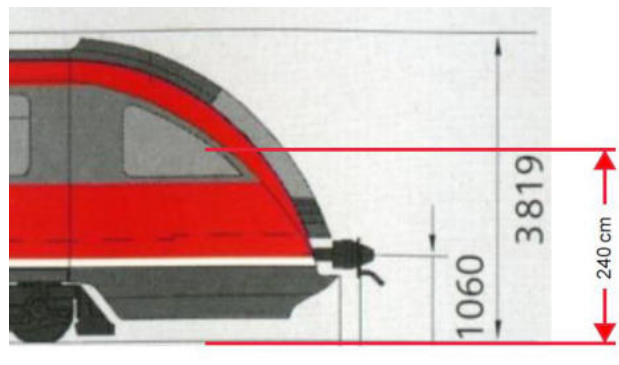


Abbildung 9: Augenhöhe von Lokführern – Quelle: www.nahverkehr-franken.de (modifiziert)

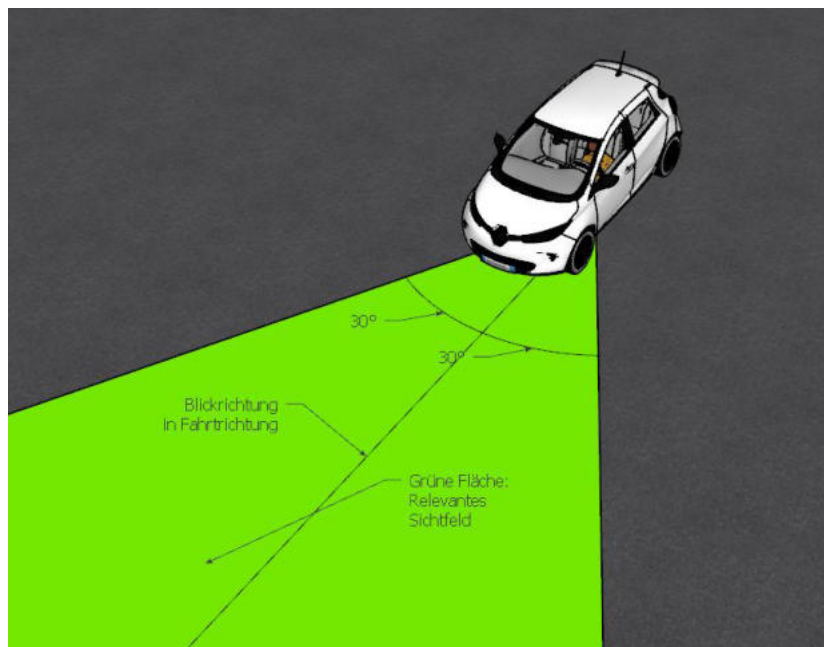


Abbildung 10: Darstellung des für Blendwirkungen relevanten Sichtfeldes von Fahrzeugführern während der Fahrt
– Quelle: Eigene Abbildung

6.3 Ergebnisse

6.3.1 L 31 und Bahnstrecke

Beeinträchtigungen von Fahrzeugführern auf der Landesstraße L 31 sowie für Lokführer auf der Bahnstrecke können ausgeschlossen werden. Bei einer Ost-West-Ausrichtung der Solarmodule könnten zwar geometrisch betrachtet im geringen Umfang Reflexionen in das relevante Sichtfeld der Fahrzeugführer auf der L 31 emittiert werden, jedoch wird die Sicht auf die Anlage durch die umliegende Bebauung sowie weitere Hindernisse an den entscheidenden Stellen blockiert.

6.3.2 Horstweg

Bei einer Ost-West-Ausrichtung können Fahrzeugführer auf der Straße "Horstweg" östlich der Photovoltaikanlage in Fahrtrichtung Südwesten geblendet werden (betrachtet wurde nur der Abschnitt bis zum Freibad). Bei einer Süd-Ausrichtung ist beim Fahren auf der Straße keine Blendwirkung im relevanten Sichtfeld zu erwarten.

Um die Blendwirkungen bei einer Ost-West-Ausrichtung zu minimieren, wird empfohlen, den normalen Anlagenzaun (ca. 2 m Höhe) im Osten (siehe Abbildung 11) mit Sichtschutzblenden auszustatten. Dabei können die unteren 80 cm stets zur Reduzierung der Windlast ausgespart bleiben.



Abbildung 11: Betroffener Abschnitt der Straße „Horstweg“ und Position des empfohlenen Sichtschutzes
– Quelle Karte: OpenStreetMap



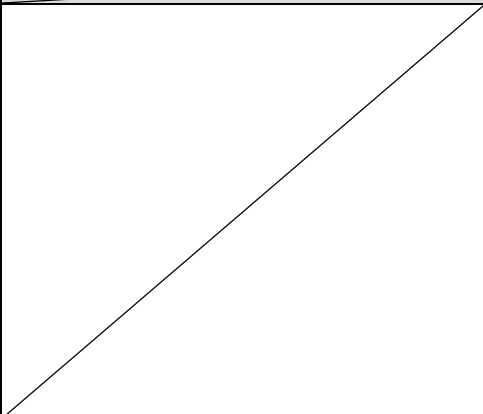
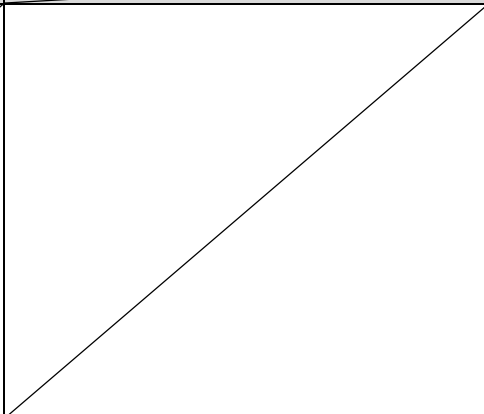
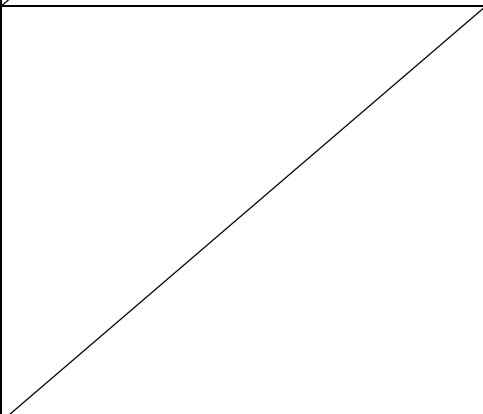
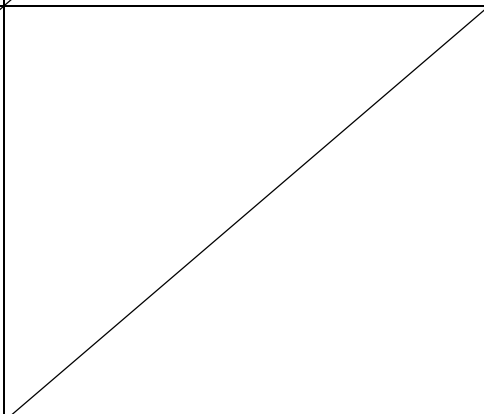
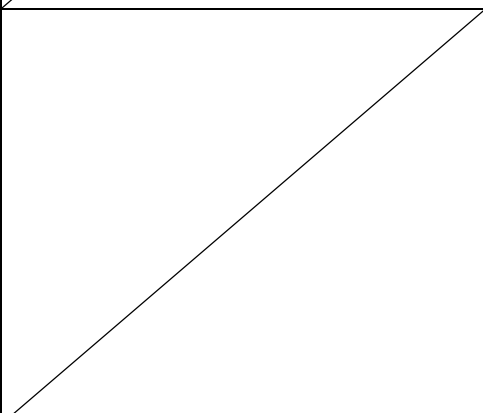
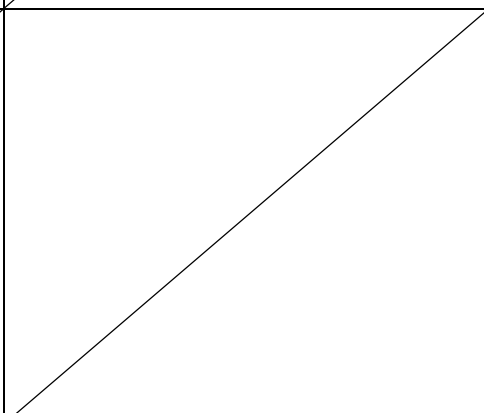
Abbildung 12: Beispiel von Sichtschutzblenden am Anlagenzaun - Quelle: accura-fachhandel.de

6.3.3 Ergebnisdigramme für Horstweg

Tabelle 14: Ergebnisdigramme für Horstweg (1/2)

Modul- neigung	Azimut = 180°		Azimut = 90°, 270°	
	Blendzeiträume	Blenddauer pro Tag	Blendzeiträume	Blenddauer pro Tag
15°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		
20°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		
25°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		

Tabelle 15: Ergebnisdiagramme für Horstweg (2/2)

Modul- neigung	Azimut = 185°			
	Blendzeiträume	Blenddauer pro Tag		
15°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		
20°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		
25°	Keine Reflexionen	Keine Reflexionen		

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
- [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, 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