

Blendgutachten

Freiflächenphotovoltaikanlage bei Parsau



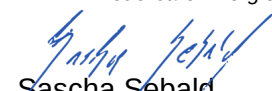
Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: GoogleEarth

Flächen Siehe Abbildung 1
Immissionsorte Hauptstraße (Kreisstraße 99)

Vorhabenträger **solar-konzept GmbH**
Isekai 1
20249 Hamburg

Gutachter **Solwerk GmbH**
Rotdornweg 4
96163 Gundelsheim
www.solwerk.net


Philipp Saffer
M. Sc. Geoökologie


Ihr unabhängiger Dienstleister für
Erneuerbare Energien seit 2009

Sascha Sebald
Geschäftsführer

14.08.2026

Inhaltsverzeichnis

1. Fragestellung	3
1.1. Anlass	3
1.2. Fazit	3
2. Grundlagen.....	4
2.1. Situation vor Ort.....	4
2.2. Reflexionsgesetz	4
2.3. Bewertungsbasis	6
2.4. Autofahrer	6
2.5. Bahnlinie	7
2.6. Haftungshinweise	7
2.7. Herangehensweise	8
3. Grundlagen der Untersuchung	10
3.1. Gefährdungsbereich	10
3.2. Einsehbarkeit und Sichtbeziehung	10
3.3. Simulationsparameter und Eingabedaten	11
3.4. Grad der Beeinträchtigung	12
4. Untersuchung	14
4.1 Grundsituation	14
4.1.1 Einordnung der Blendung	15
4.1.2 Bewertung anhand der LAI-Richtlinie	18
5. Anhang	19

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: GoogleEarth	1
Abbildung 2 - Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber	4
Abbildung 3 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia	5
Abbildung 4 - Sicht aus einem ICE (links) und einem RE (rechts) Lokführerhaus - Quelle: gettyimages.at & imago-images.de.....	7
Abbildung 5 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia	9
Abbildung 6 - Lage der Immissionsorte im Verhältnis zur geplanten Anlage - Quelle: Google Earth Pro	10
Abbildung 7 - Blick von der Straße Richtung Anlage - Quelle: GoogleStreetView.....	11
Abbildung 8 - Simulationsaufbau - Quelle: ForgeSolar	11
Abbildung 9 – Lage und Höhe der Beobachtungspunkte für Straße von Nordwesten kommend - Quelle: ForgeSolar	12
Abbildung 10 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: sonnenstadt.de.....	12
Abbildung 11 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar.....	15

Abbildung 12 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle: ForgeSolar	15
Abbildung 13 - Helligkeit in cd/m ² - Quelle: ForgeSolar	16
Abbildung 14 – Intensität der Blendung – Quelle: ForgeSolar	17
Abbildung 15 - Sonnenuntergang hinter einer Modulreihe - Quelle: https://www.innotech-safety.com/fileadmin/_processed_/c/4/csm_5_Tipps_rund_um_Ihre_PV-Anlage_am_Dach-Header_356649df9b.jpg	18

1. Fragestellung

1.1. Anlass

Westlich von Parsau, entlang der Straße Richtung Bergfeld soll eine Freiflächen-Photovoltaikanlage errichtet werden. Im Zuge des Genehmigungsverfahrens kam die Frage auf, ob die Straße einer Blendung ausgesetzt wird. Daher wurde vom Auftraggeber ein Blendgutachten in Auftrag gegeben, um das Thema Blendung für möglichst alle Parteien zufriedenstellend zu behandeln.

Dies ist Anlass und Inhalt des Gutachtens.

1.2. Fazit

Für die Straße von Nordwesten kommend wurde keine Blendung ermittelt. In der entgegengesetzten Richtung wurde eine leichte Blendung ermittelt. Diese befindet sich allerdings innerhalb der Vorgaben der LAI-Richtlinie. Daher müssen keine weiteren Maßnahmen getroffen werden.

Tabelle 1 - Übersicht über die Blendung

Immissionsort	Simuliertes Blendpotential	Einhaltung der LAI-Richtlinie	Gefährdung
Kreisstraße Nordwest nach Südost	keines	Ja	keines
Kreisstraße Südost nach Nordwest	gering	Ja	gering

2. Grundlagen

2.1. Situation vor Ort

Im Plangebiet sollen entsprechend den aktuellen technischen und baulichen Standards für Freiflächenphotovoltaikanlagen Modulreihen montiert werden.

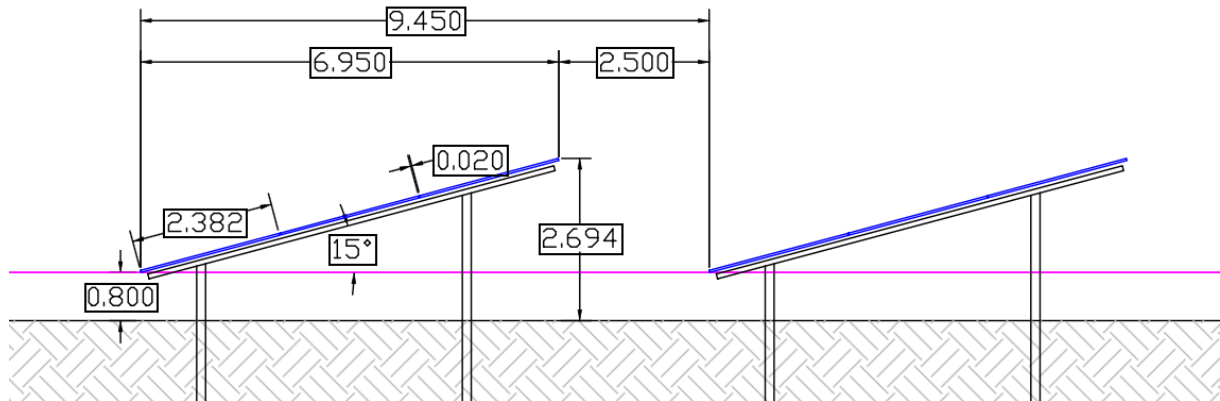


Abbildung 2 - Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber

Die Photovoltaikmodule der Anlage sollen auf einer Unterkonstruktion aufgeständert aufgestellt werden. Die Ausrichtung der Elemente erfolgt laut Angabe des Auftraggebers, abhängig von der Geländeneigung, gegen Südenosten hin. Die maximale Höhe der Module beträgt 2,7 m, die Modulunterkante soll 0,8 m über dem Boden verlaufen, die Neigung beträgt 15°.

2.2. Reflexionsgesetz

Jede glatte und nicht durchsichtige Oberfläche kann grundsätzlich reflektieren – somit theoretisch auch Teile eines Solarmoduls. Nach dem Reflexionsgesetz ist dabei der Winkel des einfallenden Lichtstrahls bezogen auf die Flächennormale (Senkrechte, Lot zur Fläche) gleich dem Winkel des reflektierten Strahls zur Normalen – oder anders ausgedrückt: Ausfallswinkel = Einfallswinkel.

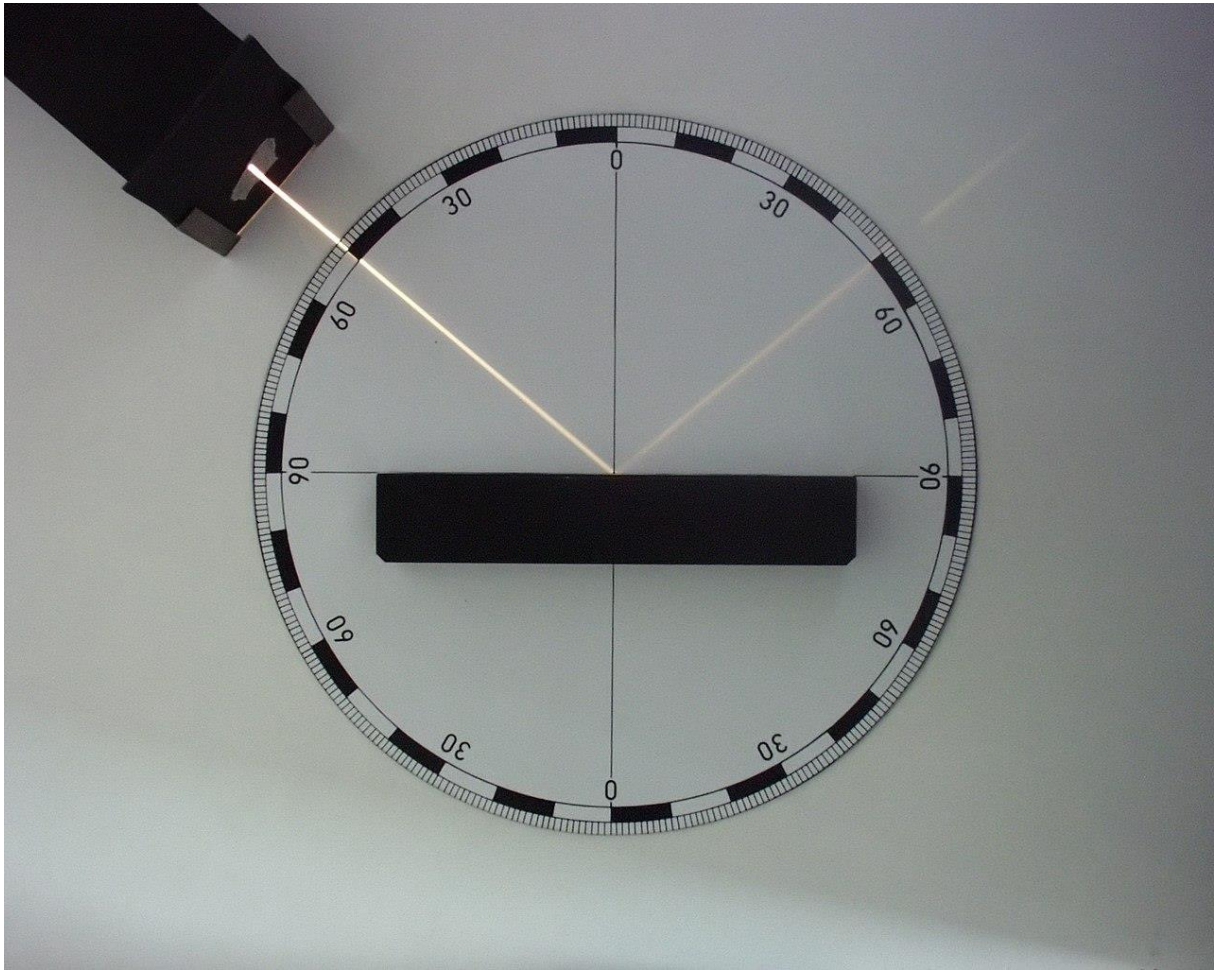


Abbildung 3 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia

Das Reflexionsgesetz gilt grundsätzlich bei Reflexion von Lichtstrahlen, auch wenn die reflektierende Oberfläche nicht eben ist oder diffuses Licht einfällt. In diesen Fällen ist jeder einzelne Teillichtstrahl individuell zu betrachten.

Eine Reflexion bedeutet für ein Solarmodul, dass auftreffendes Licht nicht bis zu der stromerzeugenden Solarzelle vordringt, sondern bereits an der gläsernen Frontscheibe abgelenkt wird. So „wegreflektiertes“ Licht kann keinen Strom erzeugen und erwirtschaftet dadurch auch keine Erlöse für den Betreiber des Solarmoduls. Es ist daher ein großes Bestreben aller Hersteller von Solarmodulen Frontgläser zu verwenden, welche möglichst kein einfallendes Licht reflektieren. Derartige, mit sog. „blendarmen Solarglas“ ausgestattete Module reflektieren bei einem durchschnittlichen Sonneinfallswinkel nur ca. 4-6% der einfallenden Sonnenstrahlen. Eine normale Fensterscheibe reflektiert bei diesen Bedingungen zum Vergleich etwa 15%.

Die Streuung der reflektierten Strahlung ist demnach relativ hoch, so dass Blendwirkungen durch gerichtete Strahlung mit zunehmendem Abstand eher als helle Flecken der bestrahlten Oberflächen und als kurzzeitiges Aufblitzen wahrgenommen werden.

Da diese Streuung und Abschwächung mit zweckmäßigem Aufwand nicht greifbar gemacht werden kann, wird bei Betrachtung eines Reflektionsverhaltens von Modulen im Modell zu deren Ungunsten angenommen, diese würden ideal reflektieren – also zu 100%.

Eine nennenswerte Reflexion weist ein Modul erst auf, wenn Licht mit einem Einfallswinkel von über 50° auf dieses trifft. Eine intensive Blendwirkung könnte folglich unter Berücksichtigung der Modulneigung nur erreicht werden, wenn eine Sonnenstandhöhe von unter 15° vorliegt und dadurch genügend Licht reflektiert wird. Dies kann vorwiegend nur in

den frühen Morgenstunden oder am Abend erfolgen, wenn die Sonne tief genug steht. Zu diesem Zeitpunkt ist eine Blendung durch die Sonne selbst jedoch wahrscheinlicher und intensiver als die Reflektion durch ein Solarmodul.

Zusätzlich setzt sich in kurzer Zeit Staub auf dem Modul ab, welches die Oberfläche „abstumpfen“ lässt und eine Reflektion abschwächt. Da dieser Umstand jedoch nur schwer in Zahlen zu fassen ist, wird er bei der folgenden Betrachtung vernachlässigt, sollte jedoch abschließend honoriert werden.

2.3. Bewertungsbasis

Wie aus der vorangegangenen Erläuterung zum Reflektionsverhalten hervorgeht, ist die Grundlage im Detail sehr komplex. Neben schwer abbildbaren Umständen – z.B. Teilstreuung des Lichts oder Verschmutzung – spielen auch subjektive Belange – z.B. wahrgenommener Grad einer Blendung – eine Rolle.

Um dennoch eine nachvollziehbare und objektive Beurteilung der Situation vornehmen zu können, arbeitet dieses Gutachten anhand des Bewertungsmodelles für großflächige Photovoltaikanlagen der LAI-Richtlinie „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“ (Ministerium für Umwelt, 2012).

Diese definiert

unter der idealisierten Annahme

- die Sonne ist punktförmig
- das Modul ist ideal verspiegelt
- die Sonne scheint von Aufgang bis Untergang

eine Anlage als problematisch, wenn

- eine Sichtbeziehung zwischen Anlage und Immissionsort existiert
 - o Grundvoraussetzung für eine Blendung
- diese weniger als 100m vom Immissionsort entfernt, liegt
 - o Stärke einer möglichen Blendung
- Immissionsorte im Besonderen westlich und östlich der Anlage liegen
 - o Zu nördlichen und direkt südlich gelegenen Orten ist nur in Sonderfällen Reflektionen durch Modulneigung und Ausrichtung möglich

2.4. Autofahrer

Ein Lichtstrahl, der ab einem bestimmten Winkel auf das Auge des Betrachters fällt, wird in der Regel nicht mehr als störend wahrgenommen. Dies bezeichnet man auch als Peripherie. Es gibt in Europa Studien, die einen Winkel von 60°¹ (was im Programm ForgeSolar 30° darstellen würde, da der Winkel links und rechts der Sichtachse gerechnet wird) rechtfertigen. Auch andere Gutachten in Deutschland verwenden den Sichtwinkel von 30° als Standard, beispielsweise die Gutachten der ifb Eigenschenk GmbH². Nach einem im April veröffentlichten Leitfaden des Bundesfernstraßenamtes muss für

¹ https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352146520301162?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=7c8a3b40c88f1635 (Stand: 16.05.2023)

² Siehe z.B.: https://www.alzey-land.de/vg/buergerservice/Offenlagen/Wahlheim-Photovoltaik/5_1_PVA-Wahlheim_Blendgutachten_Textteil.pdf (Stand: 13.06.2023)

Autobahnen mindestens ein Sichtwinkel von 30 Grad angenommen werden. Zusätzlich wurden die Höhen der Fahrer mit einer Höhe von 1 bis 2,7m angenommen um Auch LKW oder Busfahrer abzudecken. Diese Höhen finden sich auch im Leitfaden des Bundesfernstraßenamtes wieder

2.5. Bahnlinie

Ähnlich wie bei einem Autofahrer, gilt auch für den Lokführer, dass der Sichtwinkel eine Rolle spielt. Der Arbeitsplatz des Zugführers bietet ein eingeschränktes Sichtfeld, um während der Fahrt Ablenkungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu minimieren. Die folgenden Bilder zeigen den Fahrerbereich verschiedener gängiger Lokomotiven und Triebwagen. Aufgrund der Konstruktion haben auch moderne Lokomotiven und Triebwagen nur ein begrenztes Sichtfeld, wodurch potenzielle Reflexionen den Zugführer kaum beeinträchtigen können.



Abbildung 4 - Sicht aus einem ICE (links) und einem RE (rechts) Lokführerhaus - Quelle: gettyimages.at & imago-images.de

Diese Aspekte unterstützen die übliche Annahme, dass der relevante Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf $\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung beschränkt ist, was auch in der Simulation angenommen wurde. Als Fahrerhöhe wurden 3 Meter angenommen.

2.6. Haftungshinweise

Dieses Gutachten wurde nach bestem Wissen und Gewissen erstellt. Es entspricht den allgemeinen anerkannten Regeln der Technik. Irrtümer und Abweichungen sind jedoch nicht vollständig auszuschließen, ebenso wenig wie Fehler der verwendeten Hilfsmittel. Dafür haften wir ausdrücklich nicht. Gewährleistungen jeder Art sind somit ausgeschlossen.

Bei der Erstellung eines Gutachtens wird auch auf die Informationen des Kunden / Bauherren / Vorhabenträger zurückgegriffen. Dieser übernimmt die Gewähr dafür, dass diese vollständig und richtig sind.

Die Firma Solwerk gewährleistet, dass das Gutachten nach den allgemeinen Regeln der Technik zum Zeitpunkt der Auftragserteilung ausgeführt wurde. Im Falle eines Verstoßes dieser Gewährleistung haften wir als Ersteller unter Ausschluss weiterer Rechte und Ansprüche auf kostenfreie Erbringung solcher Leistungen, die zur Korrektur der fehlerhaften Leistungen notwendig sind. Ansprüche verjähren innerhalb von einem Jahr nach Erbringung der Leistung.

Die Gesamthaftung der Fa. Solwerk aus der Erstellung des Gutachtens ist begrenzt auf die vom Kunden / Bauherren / Vorhabenträger hierfür gezahlte Vergütung. Die Haftung für indirekte oder Folgeschäden ist – außer im Falle des Vorsatzes – ausgeschlossen. Als indirekte oder Folgeschäden gelten, z.B. Nutzungsausfall, entgangener Gewinn, Minderverfügbarkeit oder fehlende Verfügbarkeit der Anlage, Kosten der Ersatzbeschaffung,

Mehrkosten bei der Realisierung des Projektes, erhöhte Investitionskosten oder Minderleistung oder Mindererträge der Anlage sowie sonstige zusätzliche oder erhöhte Kosten.

2.7. Herangehensweise

Die Überlegungen und Herangehensweisen dieser Stellungnahme gründen auf den Angaben des Auftraggebers, sowie den vom Ihm zur Verfügung gestellten Plänen. Zu diesen gehören vor allem:

- Geokoordinaten der PV-Freiflächenanlage
- Technische Daten der voraussichtlich eingesetzten PV-Module inkl. Angaben zur Ausrichtung und Höhe
- Einsehbarkeit der Anlage
- Gefährdungsbereiche

In einem ersten Schritt wird geprüft, ob die sich die Immissionsorte in einem 100m Gefährdungsbereich befinden und wenn ja, ob eine Blickbeziehung zu diesem herrscht.

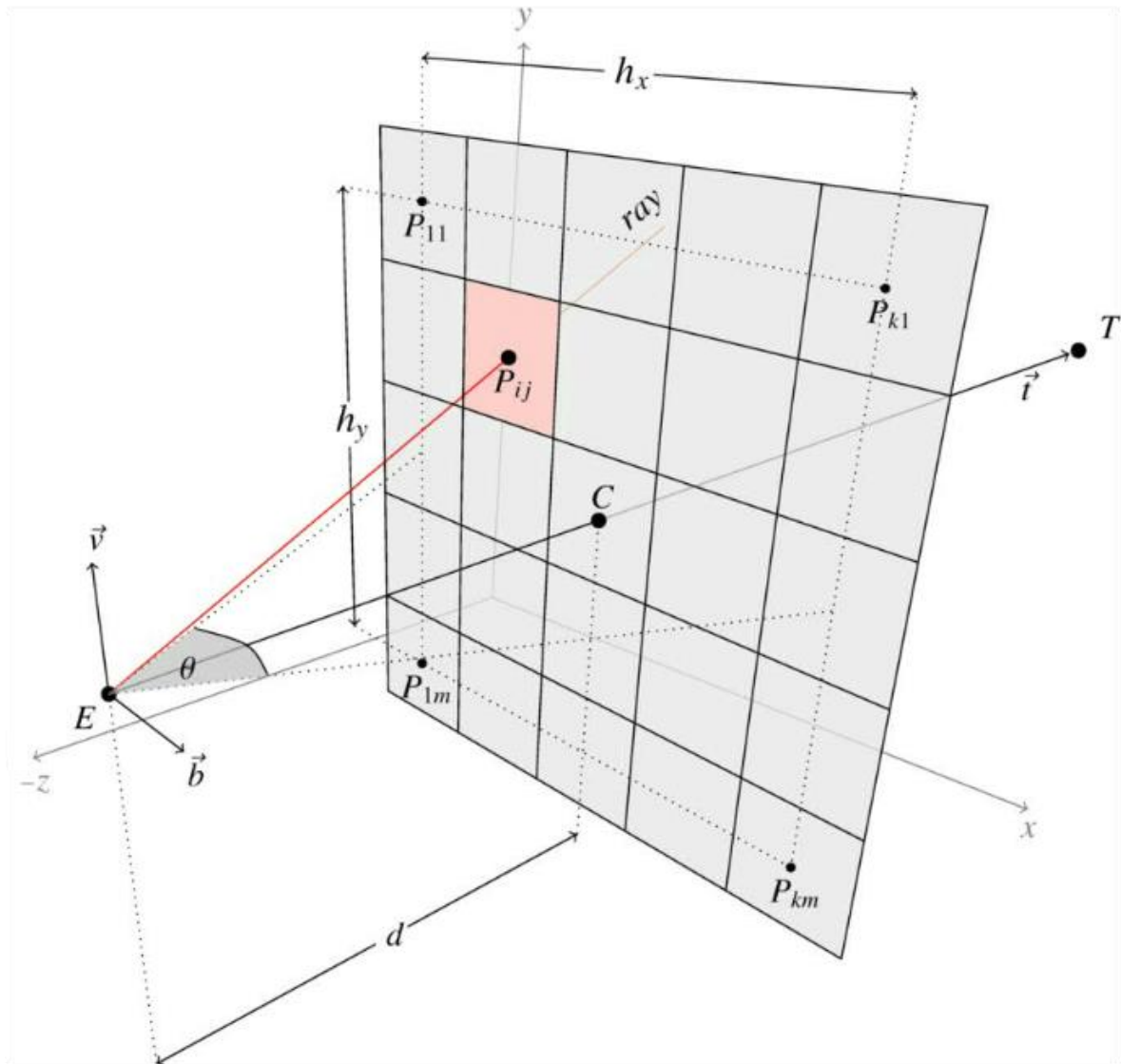


Abbildung 5 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia

Ist beides zutreffend, eine Reflektion also möglich und potential ausreichend stark, wird rechnerisch mittels Backward Ray Tracing anhand der geometrischen Lage und Geländetopografie der Verlauf der Sonne im Minutentakt simuliert und die Dauer einer möglichen Einwirkung auf einzelne Immissionsorte bestimmt. Dies erfolgt mittels der Software ForgeSolar.

Abschließend werden die Ergebnisse zusammengeführt und fachlich beurteilt.

3. Grundlagen der Untersuchung

3.1. Gefährdungsbereich

Gemäß der Richtlinie Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) ist eine Blendung ab einer Entfernung von mehr als 100m oftmals nicht mehr als relevant zu betrachten. Daher fallen große Teile der Anlage nicht in den Betrachtungsrahmen. Abbildung 6 zeigt den Teil der Anlage, welcher simuliert wurde. Hier befindet sich die Straße in einem relevanten Radius. Andere potentielle Immissionsorte gibt es nicht.



Abbildung 6 - Lage der Immissionsorte im Verhältnis zur geplanten Anlage - Quelle: Google Earth Pro

3.2. Einsehbarkeit und Sichtbeziehung

Zusätzlich zur Lage der Anlage muss auch die Einsehbarkeit berücksichtigt werden. Ist die Anlage signifikant höher oder tiefer als der zu untersuchende Bereich, so kann die Blendung unterbrochen werden. Auch die Sichtbeziehung spielt eine Rolle, sei es durch Bewuchs oder Bebauung, die als Hindernis eine Blendung unwahrscheinlich machen.

Die Anlage liegt zwischen 68 und 70m über NN, die Immissionsorte zwischen 65 und 68m über NN. Somit ist hier festzustellen, dass die Immissionsorte niedriger als die Anlage sind, was zu einer Blendung führen kann.



Abbildung 7 - Blick von der Straße Richtung Anlage - Quelle: GoogleStreetView

3.3. Simulationsparameter und Eingabedaten

Die blaue Fläche ist die geplante Anlage, die türkisenen Strecken die Straße in beide Richtungen. Für die Autofahrer und LKW-Fahrer wurde gemäß dem Leitfaden des Bundesfernstraßenamtes 1m bzw. 2,7m Höhe angenommen.



Abbildung 8 - Simulationsaufbau - Quelle: ForgeSolar

Abbildung 9 zeigt beispielhaft die Lage und Höhen für die Straße von Nordwesten kommend.

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	52.541160	10.870847	66.00	1.00	67.00
2	52.540922	10.871828	67.00	2.70	69.70
3	52.540694	10.872890	67.07	1.00	68.07
4	52.540413	10.874070	67.24	2.70	69.94
5	52.540085	10.875476	66.00	1.00	67.00
6	52.539782	10.876742	65.40	2.70	68.10
7	52.539492	10.878121	65.82	1.00	66.82
8	52.539200	10.879419	66.17	2.70	68.87

Abbildung 9 – Lage und Höhe der Beobachtungspunkte für Straße von Nordwesten kommend - Quelle: ForgeSolar

3.4. Grad der Beeinträchtigung

Bevor eine Simulation stattfinden kann, muss zuerst die geographische Lage der Photovoltaikanlage festgelegt werden. Da es sich um ein relativ kleines Gebiet handelt, wird im Allgemeinen ein Breitengrad von $52^{\circ}43'$ und ein Längengrad von $10^{\circ}87'$ für die Anlage angenommen.

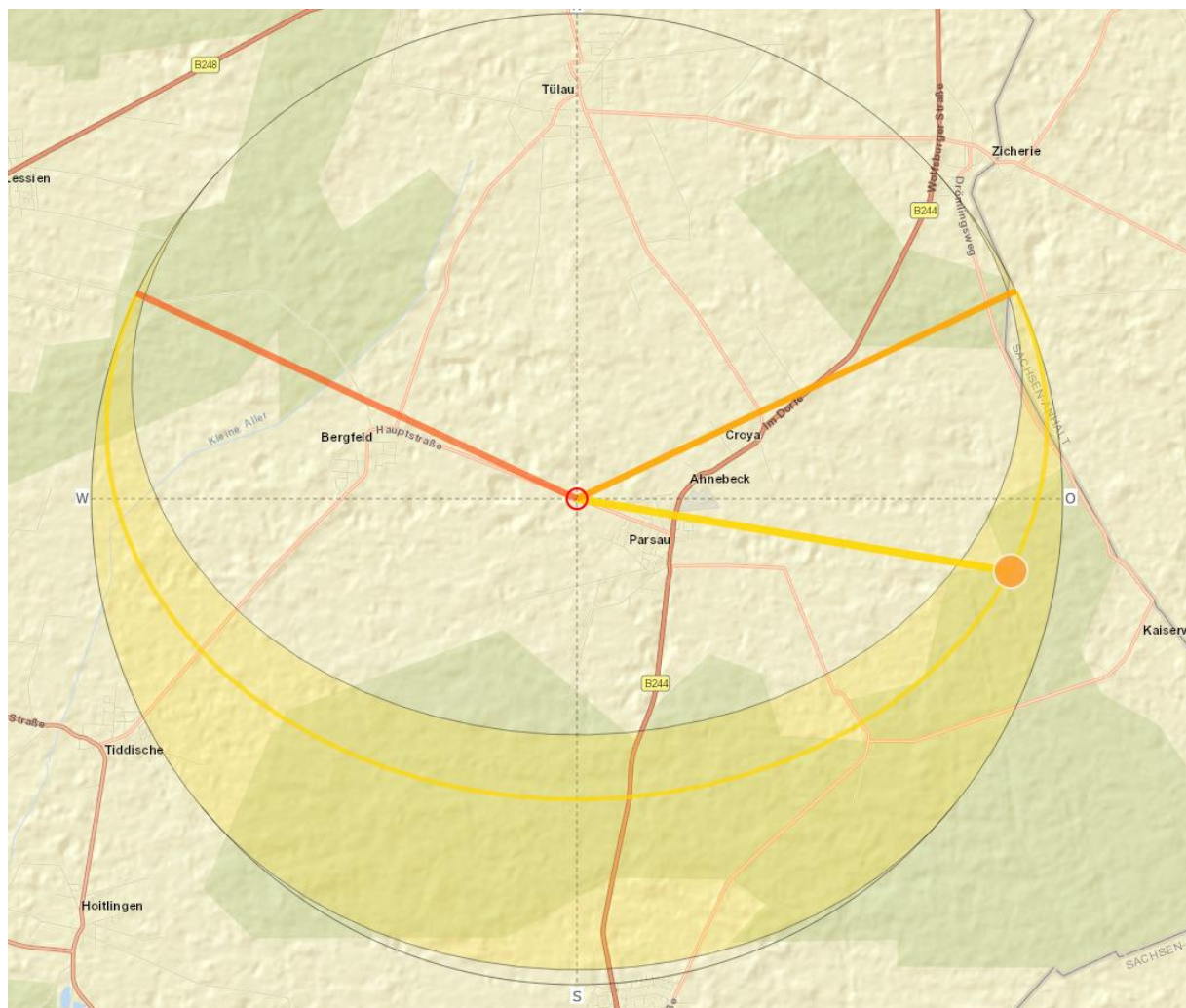


Abbildung 10 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: sonnenstadn.de

Das Sonnenstanddiagramm für den Standort der Anlage zeigt die Höhen und die Richtungen an, unter der die Sonne im Tagesverlauf zu sehen ist. Zusätzlich zu den Sonnenständen muss überlegt werden, ob und wo überhaupt eine Blendung auftreten kann.

Laut Belegungsplan werden die Module in Reihen gen Süden hin ausgerichtet. Durch die Ausrichtung ist eine Blendung im Norden und Süden unwahrscheinlich. Im Norden steht die Sonne niemals und kann deswegen auch nicht in die südliche Richtung abgelenkt werden. Im Süden steht die Sonne im Allgemeinen zu hoch, um durch Reflexion eine Blendung zu erzeugen. Da die Straße im Norden an der Anlage vorbeiführt, ist trotzdem anzunehmen, dass eine potenzielle Blendung auftreten kann, wenn die Sonne von Süden (Mittag) gen Westen (Abend) wandert. Nachfolgend wurden mit dem Programm ForgeSolar einige Berechnungen durchgeführt, um eine mögliche Blendung zu simulieren.

4. Untersuchung

4.1 Grundsimulation

In einem ersten Schritt wurde eine Simulation durchgeführt.

Tabelle 2 - Auftretende Blendung - Quelle: ForgeSolar

PVA Parsau BF2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Kreisstrasse 99 Nordwest nach Suedost	0	0	0
Route: Kreisstrasse 99 Suedost nach Nordwest	934	1710	1,627,870

Wie in Tabelle 2 zu sehen ist, wurde für die Strecke von Südostenkommend initial eine Blendung simuliert.

4.1.1 Einordnung der Blendung

In der LAI-Richtlinie ist für eine zulässige Blendung die Dauer von maximal 1800 Minuten im Jahr genannt. Zusätzlich ist für die LAI-Richtlinie die tägliche Dauer ausschlaggebend. Es sollten 30 Minuten Blendung pro Tag nicht überschritten werden.

Die tägliche Dauer liegt mit bis zu 29 Minuten knapp unterhalb den in der LAI geforderten 30 Minuten. Auf den ersten Blick wird die Gesamtdauer von 1800 Minuten überschritten, so dass hier festgestellt werden kann, dass sich die Anlage nicht innerhalb der LAI-Richtlinie befindet. Auffallend ist eine Ballung der Blendung in den Frühlings- und Herbstmonaten.

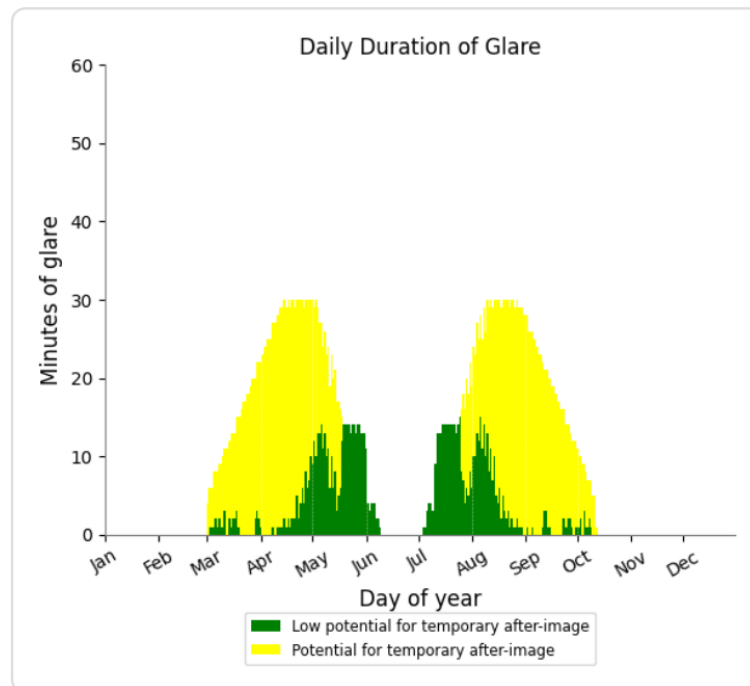


Abbildung 11 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Der Zeitpunkt der Blendung liegt in den Abendstunden.

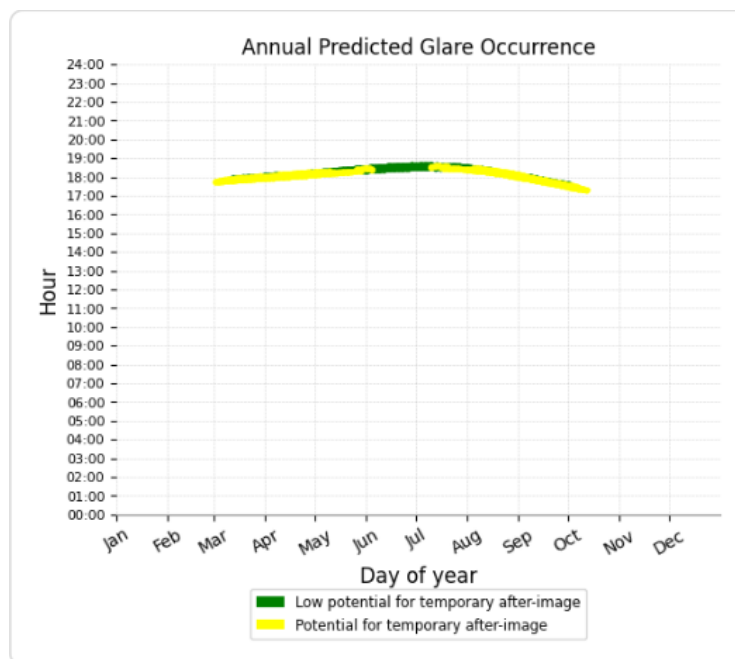


Abbildung 12 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle: ForgeSolar

Zusätzlich zur Dauer der Blendung spielt auch die Intensität eine Rolle. Diese wird im Programm ForgeSolar durch green und yellow glare dargestellt.

Zur Intensität schreibt die LAI:

Bei etwa 10^5 cd/m² tritt Absolutblendung ein. Das bedeutet, dass ein Photovoltaikmodul dann zu einer Absolutblendung führt, wenn auch nur ein Bruchteil des einfallenden Sonnenlichts reflektiert wird.

Für das weitere Vorgehen wird der von der LAI-Richtlinie vorgegebene Wert von 100.000 cd/m² als Grenzwert angenommen und Werte darunter als nicht blendend angenommen. Das Programm ForgeSolar gibt die Werte in cd/m² aus, welche ausschnittsweise in Abbildung 13 abgebildet werden. Insgesamt ist es hier so, dass die Werte zwischen 5.000 und 1.600.000 cd/m² liegen. Zum Vergleich: Eine 100 Watt Glühlampe hat einen cd/m² von etwa 120.000 cd/m².

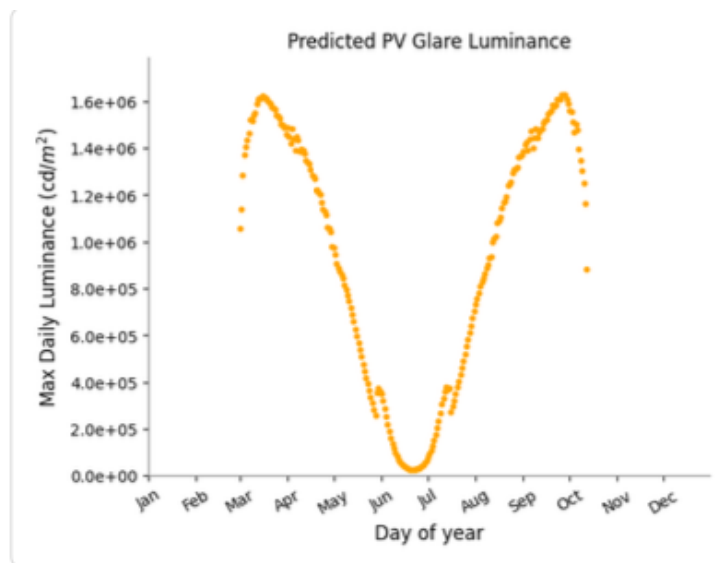


Abbildung 13 - Helligkeit in cd/m² - Quelle: ForgeSolar

Zusätzlich gibt das Programm auch an, wie sich die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität durch den Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad) verhält. Dies wird durch green und yellow glare dargestellt.

Zur Unterscheidung von green und yellow glare: Im Gegensatz zu der deutschen LAI-Richtlinie, welche eine rein rechnerische Herangehensweise heranzieht und eine Absolutblendung bei einer Helligkeit von 100.000 candela pro m² ansetzt, geht die amerikanische Forschung mit einem anderen Gedanken heran. Hier wird betrachtet, ob nach Betrachtung einer Blendquelle auf dem Auge ein heller Fleck (after-image) zurückbleibt. Dies geschieht unter der Annahme, dass eine direkte Blendung durch diverse Maßnahmen (Zusammenkneifen der Augen, leichte Änderung des Blickwinkels, nur kurzes Aufblitzen bei Autofahrern) recht einfach abgewendet werden kann, die Beeinträchtigung des Auges durch den berühmten hellen Fleck aber nicht. Green glare bedeutet, dass die Wahrscheinlichkeit für einen solchen Fleck sehr gering ist, bei yellow glare kann dies auftreten. Red glare, welcher in dieser Simulation nicht auftritt, bedeutet mit ziemlicher Sicherheit einen Sichtfleck.

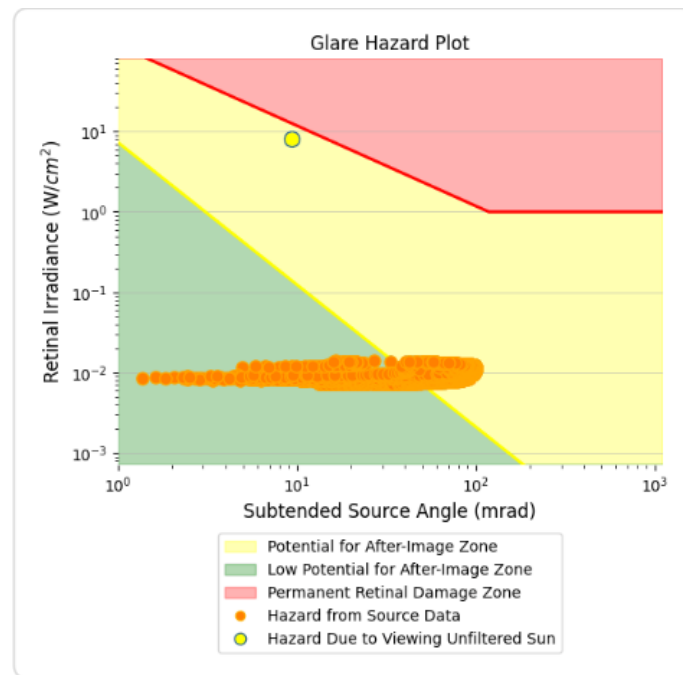


Abbildung 14 – Intensität der Blendung – Quelle: ForgeSolar

4.1.2 Bewertung anhand der LAI-Richtlinie

Die LAI-Richtlinie geht davon aus, dass ein Solarmodul keine zusätzliche Blendwirkung entfaltet, wenn der sich die Sonne und das Solarmodul in Blickrichtung nicht weiter als etwa 10° auseinanderbefinden. Dies ist vor allem morgens und abends der Fall, wenn die Sonne tief im Osten bzw. Westen steht. Blickt man dann auf die Module, so wird eine eventuelle Blendwirkung des Moduls dadurch überdeckt, dass im Hintergrund mit der Sonne eine viel größere Blendquelle im Sichtfenster liegt. Das Programm ForgeSolar gibt in den Daten die Winkelverhältnisse zwischen Sonne und gezeichnetem Modulfeld an.



Abbildung 15 - Sonnenuntergang hinter einer Modulreihe - Quelle: https://www.innotech-safety.com/fileadmin/_processed_/c/4/csm_5_Tipps_rund_um_Ihre_PV-Anlage_am_Dach-Header_356649df9b.jpg

Insgesamt wurden für die Strecke für die Straße von Südosten kommend 2.644 Datensätze vom Programm bereitgestellt, ein Datensatz pro Minute Blendwirkung. Filtert man diese nach den entsprechenden Winkeln, so befinden sich noch 1.716 Minuten in Winkelverhältnissen, die nicht den Anforderungen der LAI-Richtlinie entsprechen. Dies liegt unter dem Wert von 1.800 Minuten. Damit wird die LAI-Richtlinie eingehalten.

Tabelle 3 - Auszug aus der Datenliste (Quelle: ForgeSolar)

	Sun / module incidence angle (deg)
2026-03-01 17:43:00	88,7
2026-03-01 17:44:00	88,9
2026-03-01 17:45:00	89,1
2026-03-01 17:46:00	89,3
2026-03-02 17:43:00	88,5
2026-03-02 17:44:00	88,6
2026-03-02 17:45:00	88,8

2026-03-02 17:46:00	89
2026-03-02 17:47:00	89,2
2026-03-02 17:48:00	89,4
2026-03-03 17:44:00	88,4
2026-03-03 17:45:00	88,6
2026-03-03 17:46:00	88,8
2026-03-03 17:47:00	89
2026-03-03 17:48:00	89,2
2026-03-03 17:49:00	89,4
2026-03-04 17:44:00	88,4
2026-03-04 17:45:00	88,6
2026-03-04 17:46:00	88,8
2026-03-04 17:47:00	89
2026-03-04 17:48:00	89,1
2026-03-04 17:49:00	89,3
2026-03-05 17:44:00	88,1
2026-03-05 17:45:00	88,3
2026-03-05 17:46:00	88,5

Somit ist festzuhalten, dass **beide Strecken nach Betrachtung der Winkel innerhalb der LAI-Richtlinie sind.**

5. Anhang

Simulationsergebnisse

PVA Parsau

PVA Parsau Grundsimulation 100m v2

Client: solar-konzept GmbH

Created Jul 23, 2026

Updated Aug 14, 2026

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 184000.30349

Project type Advanced

Project status: active

Category 10 MW to 100 MW

Sun dominance mitigation Enabled (max angle 10°)

Min luminance threshold 5,000 cd/m²



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)

Ocular transmission coefficient: 0.5

Pupil diameter: 0.002 m

Eye focal length: 0.017 m

Sun subtended angle: 9.3 mrad

Sun dominance mitigation: **Enabled** (max angle 10°)

Min luminance threshold: **5,000 cd/m²**

Summary of Results

Glare with potential for temporary after-image predicted
ForgeSolar Radiometric Physics Engine 3.2.1

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
PVA Parsau BF2	15.0	169.0	934	1,710	-	1,627,870

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 58,195 m^2

Name: PVA Parsau BF2 Footprint area: 58,195 m^2 Axis tracking: Fixed (no rotation) Tilt: 15.0 deg Orientation: 169.0 deg Rated power: - Panel material: Light textured glass with AR coating	Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
		deg	deg	m	m	m
	1	52.538404	10.872393	67.00	0.80	67.80
	2	52.538878	10.872334	67.00	2.70	69.70
	3	52.539429	10.872275	67.09	0.80	67.89
	4	52.540052	10.872243	67.99	2.70	70.69
	5	52.540176	10.872672	67.82	0.80	68.62
	6	52.540391	10.873493	67.51	2.70	70.21
	7	52.540029	10.874958	66.16	0.80	66.96
	8	52.539732	10.876111	65.50	2.70	68.20
	9	52.539462	10.877178	65.87	0.80	66.67
	10	52.538953	10.877264	66.00	2.70	68.70
	11	52.538470	10.877350	66.00	0.80	66.80
	12	52.538471	10.876392	65.92	2.70	68.62
	13	52.538447	10.875349	65.34	0.80	66.14
	14	52.538424	10.873734	66.38	2.70	69.08

Route Receptor(s)

Name: Kreisstrasse 99 Nordwest nach Suedost Route type One-way Azimuthal view angle: 30.0 deg Downward view angle: 1.0 deg	Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
		deg	deg	m	m	m
	1	52.541160	10.870847	66.00	1.00	67.00
	2	52.540922	10.871828	67.00	2.70	69.70
	3	52.540694	10.872890	67.07	1.00	68.07
	4	52.540413	10.874070	67.24	2.70	69.94
	5	52.540085	10.875476	66.00	1.00	67.00
	6	52.539782	10.876742	65.40	2.70	68.10
	7	52.539492	10.878121	65.82	1.00	66.82
	8	52.539200	10.879419	66.17	2.70	68.87

Name: Kreisstrasse 99 Suedost nach Nordwest Route type One-way Azimuthal view angle: 30.0 deg Downward view angle: 1.0 deg	Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
		deg	deg	m	m	m
	1	52.539155	10.879403	66.23	1.00	67.23
	2	52.539455	10.878094	65.88	2.70	68.58
	3	52.539755	10.876721	65.43	1.00	66.43
	4	52.540055	10.875471	66.00	2.70	68.70
	5	52.540387	10.874043	67.27	1.00	68.27
	6	52.540665	10.872852	67.12	2.70	69.82
	7	52.540893	10.871799	67.00	1.00	68.00
	8	52.541128	10.870839	66.00	2.70	68.70

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²	
PVA Parsau BF2	15.0	169.0	934	1,710	-	1,627,870	

Distinct glare per month

Excludes overlapping glare from PV array for multiple receptors at matching time(s)

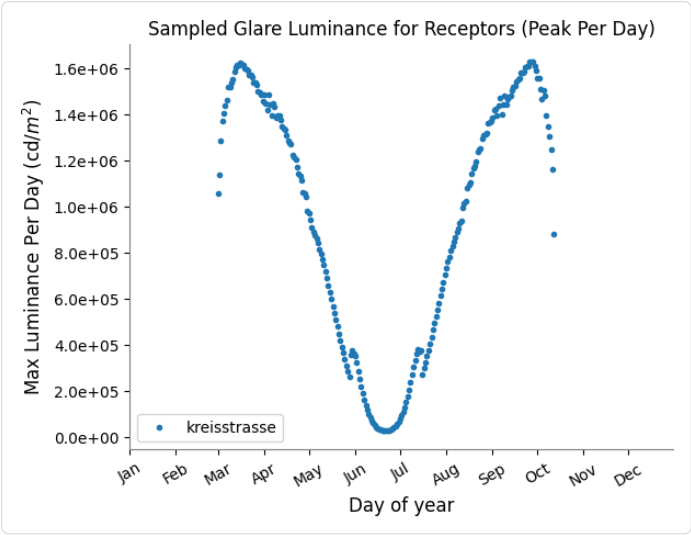
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pva-parsau-b (green)	0	0	32	13	175	365	275	32	41	1	0	0
pva-parsau-b (yellow)	0	0	282	341	211	21	120	341	306	88	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PVA Parsau BF2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: Kreisstrasse 99 Northwest nach Suedost	0	0	0
Route: Kreisstrasse 99 Suedost nach Northwest	934	1710	1,627,870



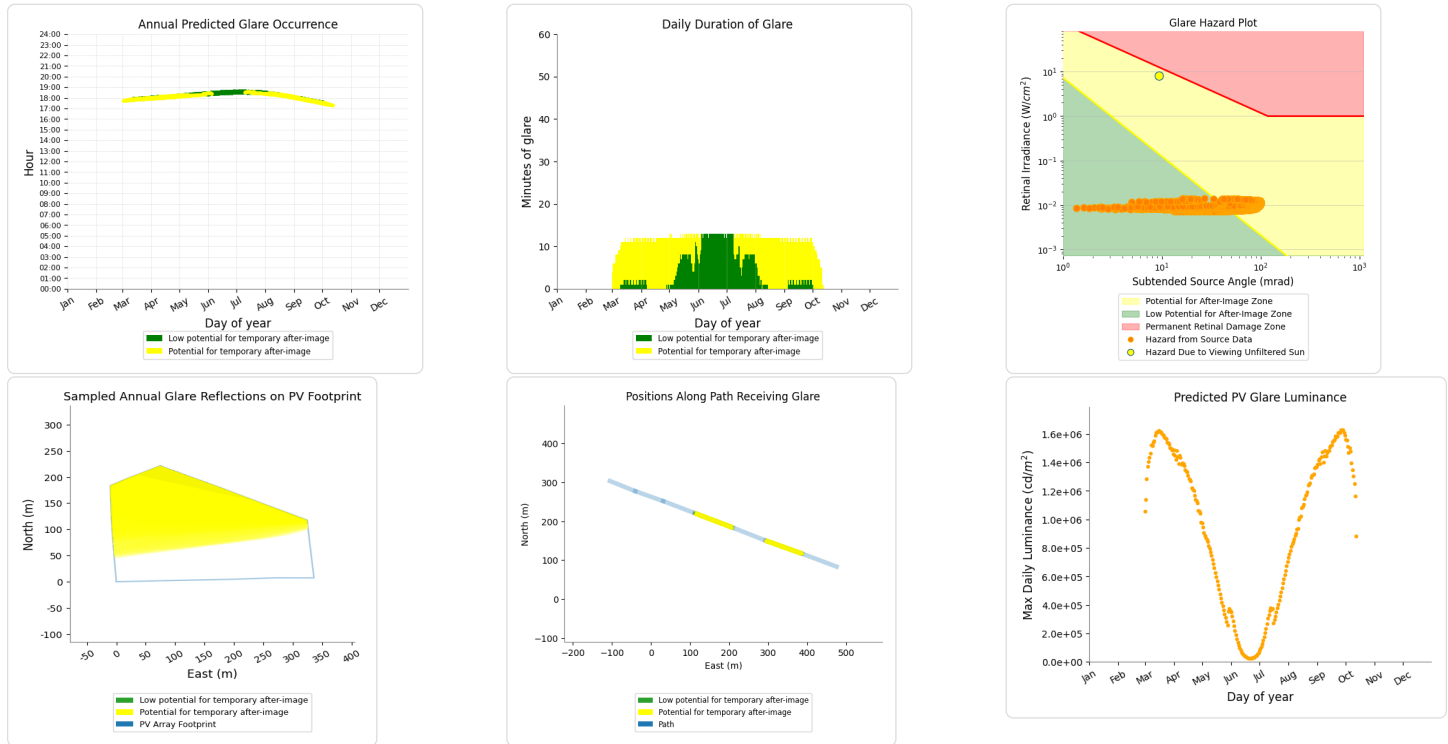
PVA Parsau BF2: Kreisstrasse 99 Northwest nach Suedost

No glare found

PVA Parsau BF2: Kreisstrasse 99 Suedost nach Nordwest

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 934 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,710 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.