

Blendgutachten

Freiflächenphotovoltaikanlage

Warenhof



Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: GoogleEarth

Flächen Gemarkung Warenhof 111/9, 110/9, 107/3, 106/3, 105/5, 9/10, 8/6, 7/4, 104/1, 103/1, 101/7, 100

Immissionsorte Bahnstrecke und B108, Dorfstraße, Wohnbebauung

Vorhabenträger **MaxSolar GmbH**
Stefan Klosz
Schmidhamer Str. 22
83278 Traunstein

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



Ihr unabhängiger Dienstleister für
Erneuerbare Energien seit 2009


Philipp Saffer
M. Sc. Geoökologie


Sascha Sebald
Geschäftsführer

Aktualisierte Version 11.07.2025

Inhaltsverzeichnis

1. Fragestellung	4
1.1. <i>Anlass</i>	4
1.2. <i>Fazit</i>	4
2. Grundlagen	9
2.1. <i>Situation vor Ort</i>	9
2.2. <i>Reflexionsgesetz</i>	9
2.3. <i>Bewertungsbasis</i>	11
2.4. <i>Autofahrer</i>	11
2.5. <i>Bahnlinie</i>	12
2.6. <i>Haftungshinweise</i>	12
2.7. <i>Herangehensweise</i>	13
3. Grundlagen der Untersuchung	15
3.1. <i>Gefährdungsbereich</i>	15
3.2. <i>Einsehbarkeit und Sichtbeziehung</i>	16
3.3. <i>Simulationsparameter und Eingabedaten</i>	20
3.4. <i>Grad der Beeinträchtigung</i>	21
4. Untersuchung	23
4.1 <i>Grundsituation</i>	23
4.1.1 Einordnung der Blendung beim nördlichen Teil	24
4.1.2 Einordnung der Blendung beim südlichen Teil	25
4.1.3. Bewertung anhand der LAI-Richtlinie	27
4.2 <i>Optimierung der Anlage</i>	31
4.2.1 Optimierung des südlichen Anlagenteils	31
4.3 <i>Betrachtung der Wohnbebauung</i>	32

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: GoogleEarth	1
Abbildung 2 - Lage des Zauns im südlichen Anlagenteil	5
Abbildung 3 - Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber	9
Abbildung 4 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia	10
Abbildung 5 - Sicht aus einem ICE (links) und einem RE (rechts) Lokführerhaus - Quelle: gettyimages.at & imago-images.de	12
Abbildung 6 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia	14
Abbildung 7 - Lage der Immissionsorte im Verhältnis zur geplanten Anlage - Quelle: Google Earth Pro	15
Abbildung 8 - Sicht von der B108 auf die Flächen - Quelle: GoogleStreetView	16

Abbildung 9 - Bilder der Wohnbebauung für den Südlichen Anlagenteil. Links oben Gebäude 1, rechts oben Gebäude 2, unten Gebäude 3. Rot umrandet: Beobachtungspunkt, der nicht der LAI-Richtlinie entspricht - Quelle: Auftraggeber	17
Abbildung 10 - Bilder der Wohnbebauung für den Nördlichen Anlagenteil. Von oben nach unten Gebäude 5, 6, 7, und 8 - Quelle: Auftraggeber	18
Abbildung 11 – Übersicht über die Anlagenteile - Quelle: ForgeSolar.....	20
Abbildung 12 - Lage und Höhe der Beobachtungspunkte für die Dorfstraße von Süden kommend - Quelle: ForgeSolar.....	21
Abbildung 13 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb.....	21
Abbildung 14 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar.....	25
Abbildung 15 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle: ForgeSolar	25
Abbildung 16 - Helligkeit in cd/m ² - Quelle:ForgeSolar.....	26
Abbildung 17 – Intensität der Blendung – Quelle: ForgeSolar.....	27
Abbildung 18 - 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	28
Abbildung 19 - Blendender Teil der Südlichen Anlage - Quelle: ForgeSolar	29
Abbildung 20 - geblendeter Teil der Bahnlinie - Quelle: ForgeSolar.....	30
Abbildung 21 - Lage des Zaunes (orangene Linie) für den südlichen Anlagenteil. Links entlang der Bahnlinie mit 2.6m Höhe, rechts am östlichen Ende mit 2m Höhe - Quelle: ForgeSolar .31	
Abbildung 22 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar.....	33
Abbildung 23 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle: ForgeSolar	33
Abbildung 24 - Helligkeit in cd/m ² - Quelle:ForgeSolar.....	34
Abbildung 25 – Intensität der Blendung – Quelle: ForgeSolar.....	34
Abbildung 26 – Detailbild OP5 (Dorfstraße 67 – vermutetes Treppenhausfenster) – Quelle: Google Street View	35
Abbildung 27 - Blendender Teil der Anlage - Quelle:ForgeSolar.....	37
Abbildung 28 - Belegungsplan und blendender Bereich	38

1. Fragestellung

1.1. Anlass

Bei Waren soll eine PV-Anlage errichtet werden. Im Zuge des Genehmigungsverfahrens kam die Frage auf, ob die etwas östlich vorbeilaufende B108, sowie die zwischen den beiden Anlagenteilen laufende Bahnlinie einer Blendung ausgesetzt wird. Daher wurde vom Auftraggeber ein Blendgutachten in Auftrag gegeben, um das Thema Blendung für möglichst alle Parteien zufriedenstellend zu behandeln. Nach einem Hinweis der Gemeinde soll auch die östlich der Anlage befindliche Dorfstraße beachtet werden, weswegen das Gutachten aktualisiert wurde. Nach einem weiteren Hinweis sollten die in der Nähe befindlichen Wohngebäude ebenfalls betrachtet werden, weswegen das Gutachten ein weiteres Mal aktualisiert wurde.

Dies ist Anlass und Inhalt des Gutachtens.

1.2. Fazit

Für den **nördlichen Teil der Anlage** wird eine geringe Blendung der B108 simuliert, welche sich aber innerhalb der LAI-Lichtschutzrichtlinie befindet. Damit müssen für den nördlichen Anlagenteil keine Maßnahmen ergriffen werden. Die zusätzlich betrachteten Gebäude (Teterower Str. 1, 2, 3 und 8; interne Betrachtung: Gebäude 8, 7, 6 und 5) weisen zwar eine Blendung auf, diese ist allerdings mit den Grenzwerten der LAI-Richtlinie vereinbar. **Dies gilt allerdings nur so lange der bei den Gebäuden bestehende Bewuchs vorherrscht und nicht entfernt wird.**

Der **südliche Anlagenteil** beeinträchtigt die B108 aufgrund der Distanz nicht, allerdings ist hier die Bahnlinie betroffen. Hier müssen an Teilen der Anlage blendreduzierende Maßnahmen ergriffen werden. Dies kann zum Beispiel durch das Errichten eines **Blendschutzzaunes in Höhe von 2,0 m bzw. 2,6 m** erreicht werden (Siehe 3.7 und Abbildung 2). Es ist hier generell hervorzuheben, dass die Blendung in allen Fällen nur von April bis Ende September auftritt. Damit können auch entsprechende Bepflanzungen als Sichthindernis wirken. Gebäude 4 (Dorfstraße 66) liegt außerhalb der für die LAI-Richtlinie relevanten 100m. Daher wurden für den südlichen Teil die Gebäude 1, 2 und 3 (Dorfstraße 65, 67 und 64) betrachtet.

In der ursprünglichen Simulation ohne blendungsreduzierende Maßnahmen wird für Gebäude2 die LAI nicht eingehalten. Nach Rücksprache mit dem Auftraggeber werden die Konstruktionstische, welche für die Blendung von Gebäude2 verantwortlich sind, weggelassen. Damit stellt sich für Gebäude2 KEINE Blendung ein und alle Beobachtungspunkte halten, zusammen mit den Blendschutzzäunen (vgl Abbildung 2) die LAI-Richtlinie ein.

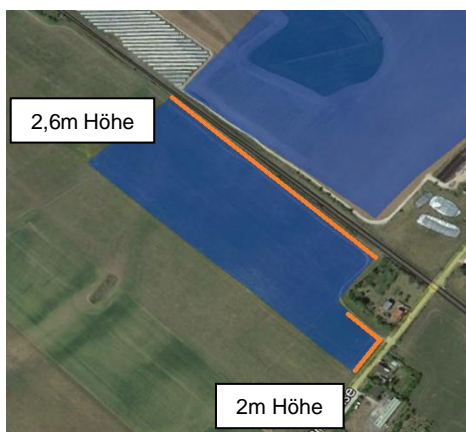


Abbildung 2 - Lage des Zauns im südlichen Anlagenteil

Tabelle 1 - Übersicht über die Blendung

Immissionsort (nördlicher Anlagenteil)	Simuliertes Blendpotential	Vereinbarkeit mit der LAI- Richtlinie	Gefährdungs- potential
B108 von Norden kommend	keines	ja	keines
B108 von Süden kommend	gering	ja	gering
Bahnstrecke von Westen kommend	keines	ja	keines
Bahnstrecke von Osten kommend	keines	ja	keines
Dorfstraße von Norden kommend	gering	ja	gering
Dorfstraße von Süden kommend	keines	ja	keines
Gebäude 5 Teterower Chaussee 8 – Erdgeschoss (OP1)	gering	ja	keines
Gebäude 5 Teterower Chaussee 8 – Dachgeschoss (OP10)	gering	ja	keines
Gebäude 6 Teterower Chaussee 1 – rotes Gebäude Dachgeschoss (OP2)	gering	ja	keines
Gebäude 6 Teterower Chaussee 1 – beiges Gebäude Erdgeschoss 1 (OP3)	gering	ja	keines
Gebäude 6 Teterower Chaussee 1 – beiges Gebäude Erdgeschoss 2 (OP5)	keines	ja	keines
Gebäude 6	keines	ja	keines

Teterower Chaussee 1 – beiges Gebäude Dachgeschoss (OP4)			
Gebäude 7 Teterower Chaussee 2 – Erdgeschoss (OP6)	gering	ja	keines
Gebäude 7 Teterower Chaussee 2 – Dachgeschoss (OP7)	gering	ja	keines
Gebäude 8 Teterower Chaussee 3 – Erdgeschoss (OP8)	gering	ja	keines
Gebäude 8 Teterower Chaussee 3 – Dachgeschoss (OP9)	gering	ja	keines
Immissionsort (südlicher Anlagenteil)	Simuliertes Blendpotential	Vereinbarkeit mit der LAI- Richtlinie	Gefährdungs- potential
B108 von Norden kommend	keines	ja	keines
B108 von Süden kommend	keines	ja	keines
Bahnstrecke von Westen kommend	keines	ja	keines
Bahnstrecke von Osten kommend	hoch	nein	gering
Dorfstraße von Norden kommend	gering	ja	gering
Dorfstraße von Süden kommend	keines	ja	keines
Gebäude 1 Dorfstraße 65 – Erdgeschoss (OP1)	keines	ja	keines
Gebäude 1 Dorfstraße 65 – Dachgeschoss (OP2)	keines	ja	keines
Gebäude 2 Dorfstraße 67 – Erdgeschoss (OP3)	keines	ja	keines
Gebäude 2 Dorfstraße 67 – Dachgeschoss (OP4)	gering	ja	keines
Gebäude 2 Dorfstraße 67 - vermutetes Treppenhausfenster (OP5)	mäßig	nein	keines
Gebäude 3 Dorfstraße 64 – hinteres Haus Erdgeschoss (OP6)	keines	ja	keines

Gebäude 3 Dorfstraße 64 – hinteres Haus Dachgeschoss (OP7)	gering	ja	keines
Gebäude 3 Dorfstraße 64 – vorderes Haus Erdgeschoss (OP8)	keines	ja	Keines
Gebäude 3 Dorfstraße 64 – vorderes Haus Dachgeschoss (OP9)	gering	ja	keines
Immissionsort (südlicher Anlagenteil mit Blendschutzzaun in Höhe von 2,6m bzw. 2,0m & entfernten Tischen)			
B108 von Norden kommend	keines	ja	keines
B108 von Süden kommend	keines	ja	keines
Bahnstrecke von Westen kommend	keines	ja	keines
Bahnstrecke von Osten kommend	mäßig	ja	keines
Gebäude 1 Dorfstraße 65 – Erdgeschoss (OP1)	keines	ja	keines
Gebäude 1 Dorfstraße 65 – Dachgeschoss (OP2)	keines	ja	keines
Gebäude 2 Dorfstraße 67 – Erdgeschoss (OP3)	keines	ja	keines
Gebäude 2 Dorfstraße 67 – Dachgeschoss (OP4)	keines	ja	keines
Gebäude 2 Dorfstraße 67 - vermutetes Treppenhausfenster (OP5)	keines	ja	keines
Gebäude 3 Dorfstraße 64 – hinteres Haus Erdgeschoss (OP6)	keines	ja	keines
Gebäude 3 Dorfstraße 64 – hinteres Haus Dachgeschoss (OP7)	gering	ja	keines

Gebäude 3 Dorfstraße 64 – vorderes Haus Erdgeschoss (OP8)	keines	ja	Keines
Gebäude 3 Dorfstraße 64 – vorderes Haus Dachgeschoss (OP9)	gering	ja	keines

2. Grundlagen

2.1. Situation vor Ort

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

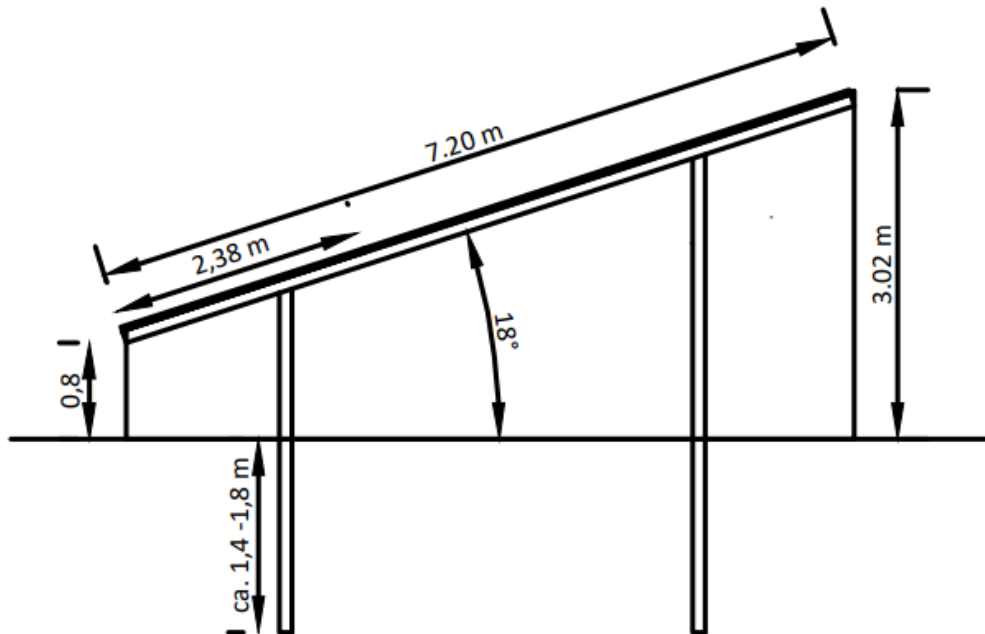


Abbildung 3 - Technische Zeichnung - Quelle: Auftraggeber

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 Süden hin. Die maximale Höhe der Module beträgt 3,50 m, anders als in der technischen Zeichnung dargestellt, die Modulunterkante soll 0,8m über dem Boden verlaufen. Zusätzlich beträgt die Tischneigung 18°.

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.

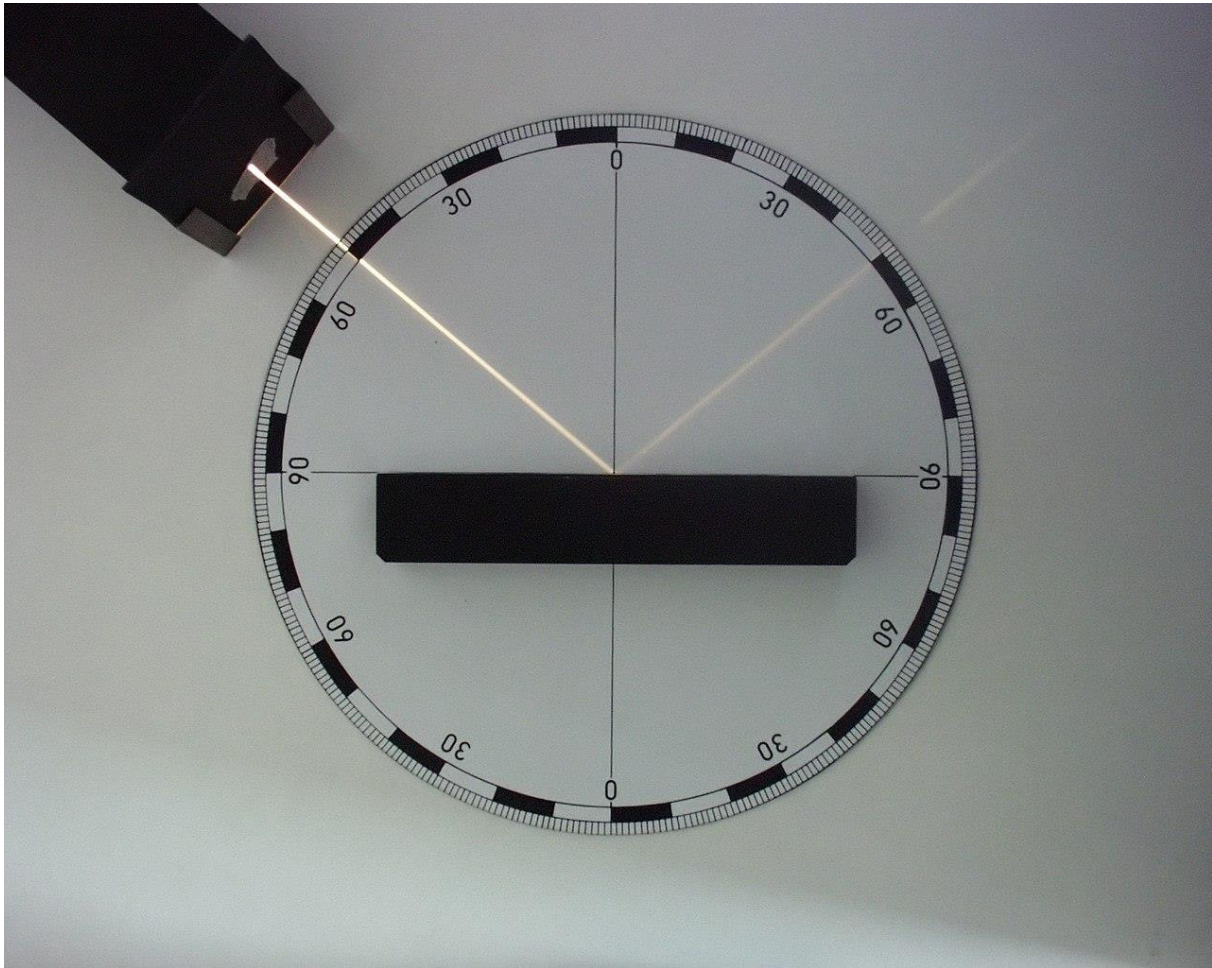


Abbildung 4 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia

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.

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)

Nach einem im April veröffentlichten Leitfaden des Bundesfernstraßenamtes muss für Autobahnen mindestens ein Sichtwinkel von 30 Grad angenommen werden. Zusätzlich wurden die Höhen der Fahrer mit einer Höhe von 1,5 bis 2,5m angenommen um Auch LKW oder Busfahrer abzudecken.

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 5 - 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.

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.

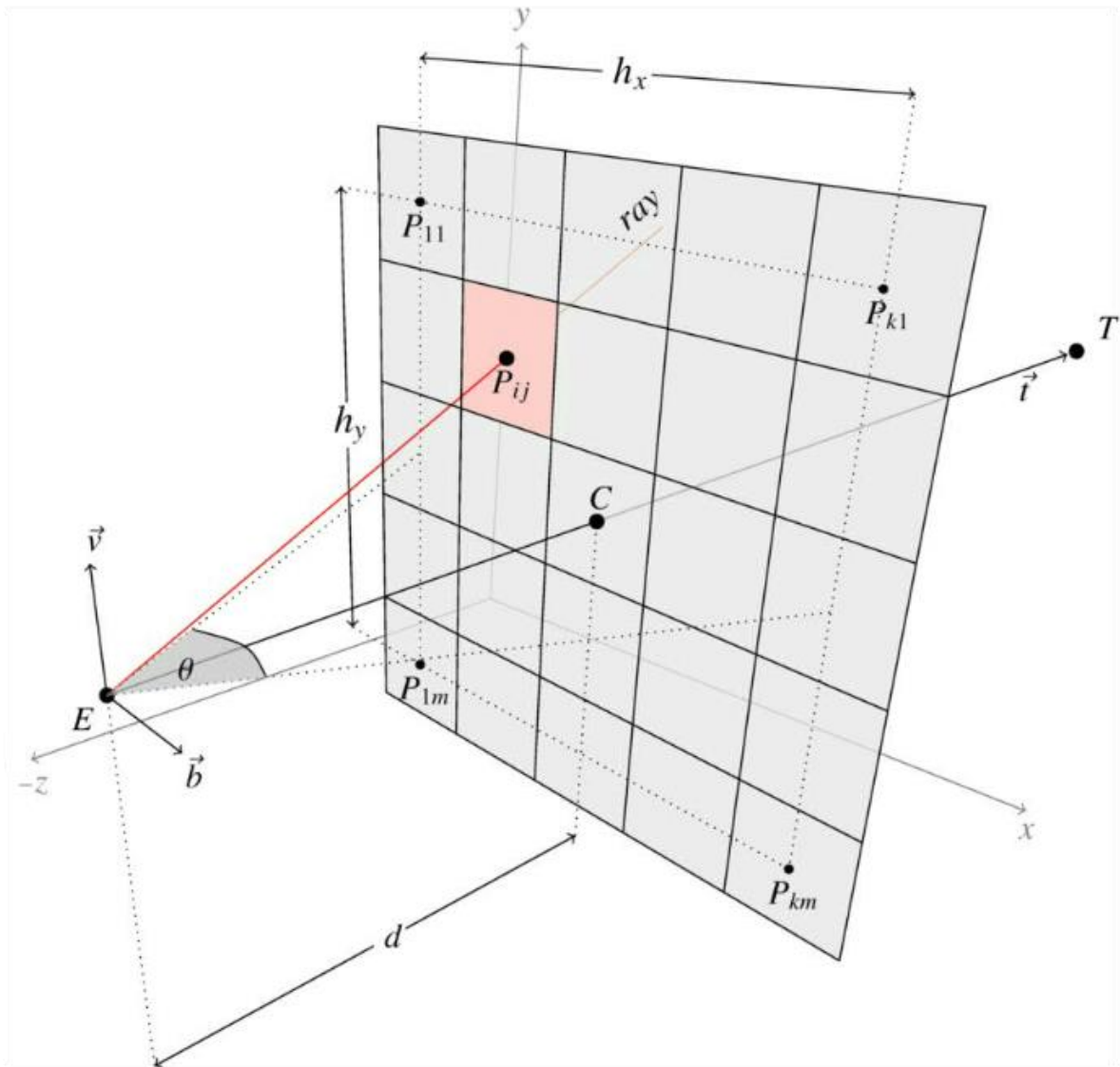


Abbildung 6 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia

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. Hier befinden sich die Landstraße, die B108 und die Bahnlinie innerhalb dieses Radius und müssen daher abgeprüft werden.



Abbildung 7 - Lage der Immissionsorte im Verhältnis zur geplanten Anlage - Quelle: Google Earth Pro

Bei der Wohnbebauung sind die rotumrandeten Gebäude innerhalb des 100m Radius und werden daher betrachtet. Die Nummerierung entspricht auch der in der Simulation angenommenen Gebäudereihenfolge (Siehe Tabelle 2).

Tabelle 2 - Gebäudenummerierung

Interne Nummer	Straße
Gebäude 1	Dorfstraße 65
Gebäude 2	Dorfstraße 67
Gebäude 3	Dorfstraße 64
Gebäude 4	Dorfstraße 66
Gebäude 5	Teterower Chaussee 8
Gebäude 6	Teterower Chaussee 1
Gebäude 7	Teterower Chaussee 2
Gebäude 8	Teterower Chaussee 3

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 77 und 80m über NN, die Immissionsorte zwischen 77 und 83m über NN. Somit ist hier festzustellen, dass die Immissionsorte teilweise etwas höher als die Anlage sind, was zu einer Blendung führen kann.



Abbildung 8 - Sicht von der B108 auf die Flächen - Quelle: GoogleStreetView

Es herrscht hier kein Nennenswerter Bewuchs vor, welcher als Sichthindernis zählen könnte.

Für die Wohnbebauung wurden Fotos ausgehend von der Fläche der Anlage geschossen. Anhand dieser Fotos wurde die Sichtbeziehung, der bestehende Bewuchs und die Höhe der Stockwerke näherungsweise abgeschätzt.



Abbildung 9 - Bilder der Wohnbebauung für den Südlichen Anlagenteil. Links oben Gebäude 1, rechts oben Gebäude 2, unten Gebäude 3. Rot umrandet: Beobachtungspunkt, der nicht der LAI-Richtlinie entspricht - Quelle: Auftraggeber



Abbildung 10 - Bilder der Wohnbebauung für den Nördlichen Anlagenteil. Von oben nach unten Gebäude 5, 6, 7, und 8 - Quelle: Auftraggeber

Zusätzlich herrscht, wie auf den Bildern zu sehen ist Bewuchs vor. **Da die Blendungen nur in den Grünmonaten auftreten, wird dieser Bewuchs als Sichthindernis gewertet.**

3.3. Simulationsparameter und Eingabedaten

Aufgrund der Größe der Anlage, und weil eine Bahnlinie die Anlage teilt, wurde diese in zwei Blendfelder aufgeteilt. Abbildung 11 zeigt den Simulationsaufbau. Die blauen Flächen sind die unterschiedlichen Teilanlagen.



Abbildung 11 – Übersicht über die Anlagenteile - Quelle: ForgeSolar

Die türkisenen Strecken sind die Bahnlinie in westöstlicher Richtung, die B108 und die Dorfstraße in nordsüdlicher Richtung. Für die Lok wurde eine Höhe von 3m angenommen, für die Fahrzeuge eine Höhe von 1,5-2,5m. Die roten Punkte stellen Beobachtungspunkte dar, welche Personen in den Gebäuden simulieren. Anhand der Fotos wurde eine Stockwerkhöhe von 2-5m angenommen. Die ockerfarbenen Linien stellen den Bewuchs dar, welcher als Sichthindernis gewertet wird. Abbildung 12 zeigt beispielhaft die Lage und Höhe der Dorfstraße von Süden kommend.

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.534481	12.649387	75.88	1.50	77.38
2	53.537172	12.652520	79.35	2.50	81.85
3	53.539174	12.655202	78.92	1.50	80.42
4	53.540717	12.657090	86.74	2.50	89.24
5	53.541252	12.659065	86.74	1.50	88.24

Abbildung 12 - Lage und Höhe der Beobachtungspunkte für die Dorfstraße von Süden kommend - Quelle: ForgeSolar

Die restlichen Daten befinden sich im Anhang der jeweiligen Simulation.

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 von $53^{\circ}54'$ und ein Längengrad von $12^{\circ}65'$ für die Anlage angenommen.

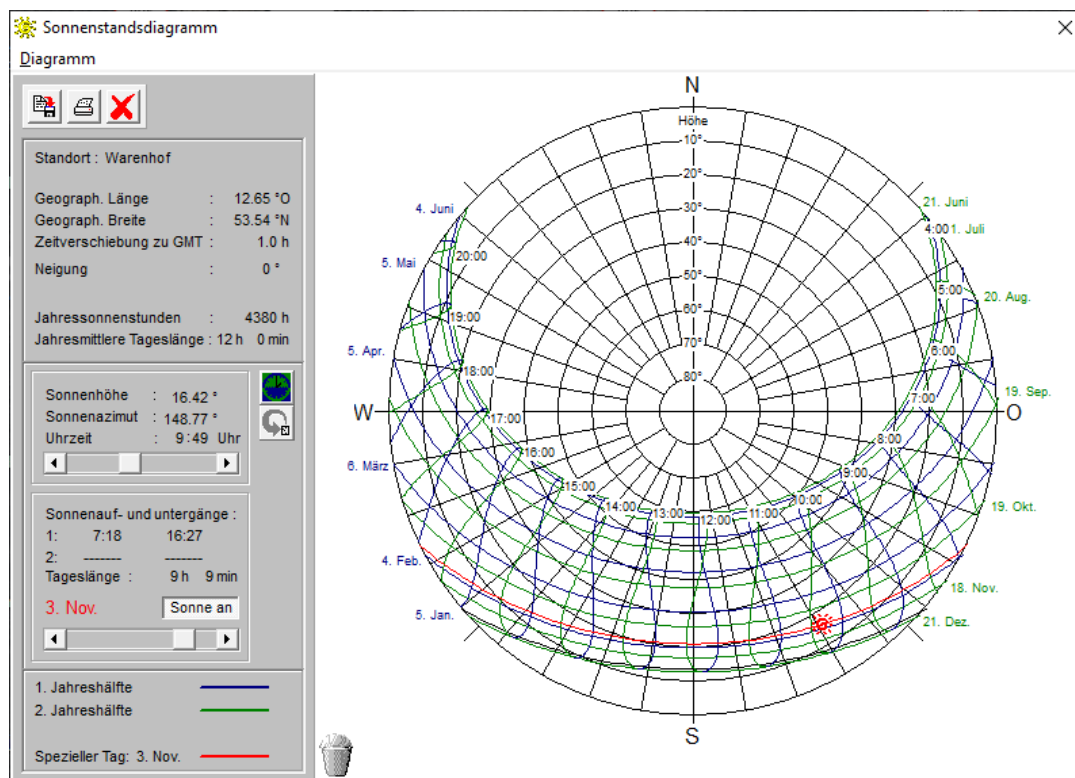


Abbildung 13 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb

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 alle Immissionsorte in einem Radius von 100m an der Anlage vorbeiführen, ist trotzdem anzunehmen, dass eine potenzielle Blendung auftreten kann, wenn die Sonne vom Osten (Sonnenaufgang) gen Süden (Mittag) oder 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 wurden beide Anlagenteile simuliert, um zu sehen, ob und wo eine Blendwirkung auftritt.

Tabelle 3 - Auftretende Blendung - Quelle: ForgeSolar

Anlagen noerdlicher Teil potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B106 Sueden nach Norden	212	786	1,271,869
Route: B108 Norden nach Sueden	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Osten nach Westen	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Westen nach Osten	0	0	0
Route: Dorfstrasse Nord nach Sued	3	470	1,934,691
Route: Dorfstrasse Sued nach Nord	28	0	4,443

Anlage suedlicher Teil potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B106 Sueden nach Norden	0	0	0
Route: B108 Norden nach Sueden	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Osten nach Westen	2314	3654	804,516
Route: Bahnstrecke von Westen nach Osten	0	0	0
Route: Dorfstrasse Nord nach Sued	301	0	30,886
Route: Dorfstrasse Sued nach Nord	0	0	0

Wie in Tabelle 3 zu sehen ist, blendet jeder Anlagenteil mindestens eine Teilstrecke.

4.1.1 Einordnung der Blendung beim nördlichen Teil

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. Ob es sich um eine zusätzliche Blendung laut LAI-Richtlinie handelt, wird im Folgenden behandelt. Die tägliche Dauer mit bis zu 25 Minuten am Tag ist unterhalb der von der LAI geforderten 30 Minuten. Ebenfalls wird die Gesamtdauer von 1800 Minuten **NICHT** überschritten. Damit ist festzuhalten, dass sich der nördliche Anlagenteil innerhalb der Richtlinie bewegt.

4.1.2 Einordnung der Blendung beim südlichen Teil

In der LAI-Richtlinie ist für eine zulässige Blendung die Dauer von etwa 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. Beispielhaft wird hier die Route der Straße von Osten nach Westen betrachtet, da diese insgesamt die höchste Blenddauer aufweist. Die restlichen Beobachtungspunkte sind tabellarisch zusammengefasst, die Daten befinden sich im Anhang.

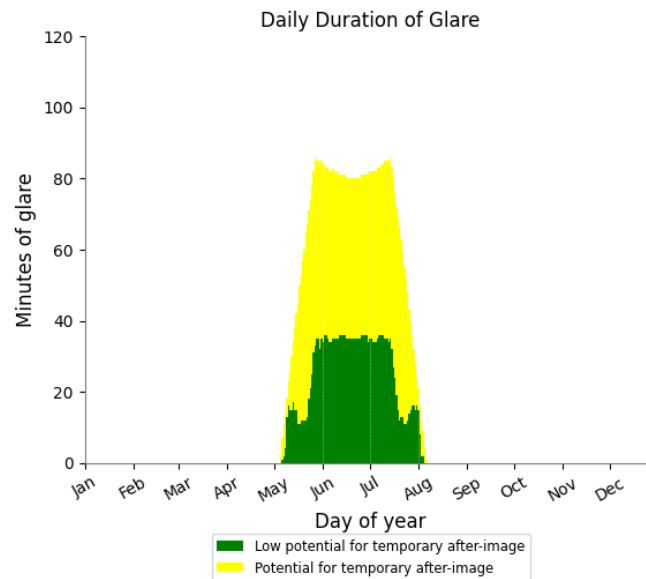


Abbildung 14 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Der Zeitpunkt der Blendung liegt in den Abendstunden.

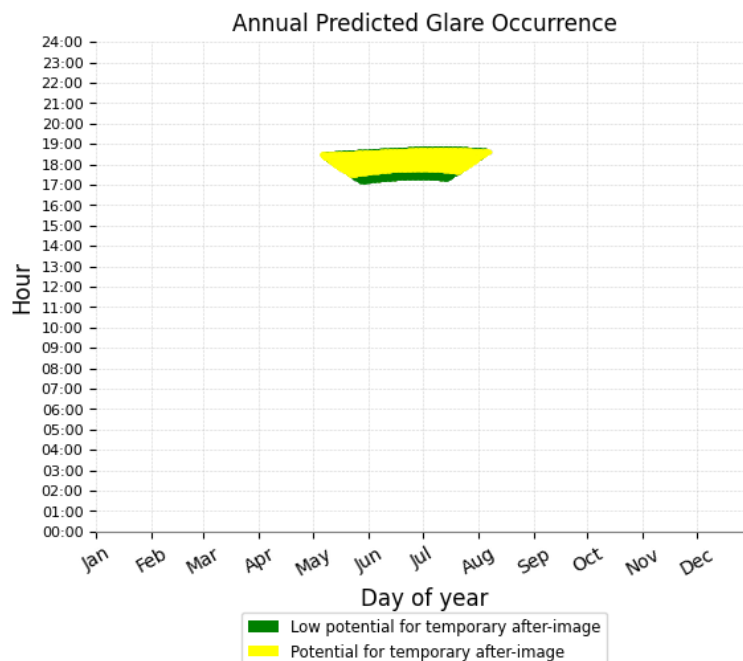


Abbildung 15 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle: ForgeSolar

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.

Das Programm ForgeSolar gibt die Werte in cd/m² aus, welche ausschnittsweise in Abbildung 12 abgebildet werden. Insgesamt ist es hier so, dass die Werte zwischen 20.000 und 1.000.000 cd/m² liegen. Zum Vergleich: Eine 60 Watt Glühbirne hat einen cd/m² von etwa 120.000 cd/m².

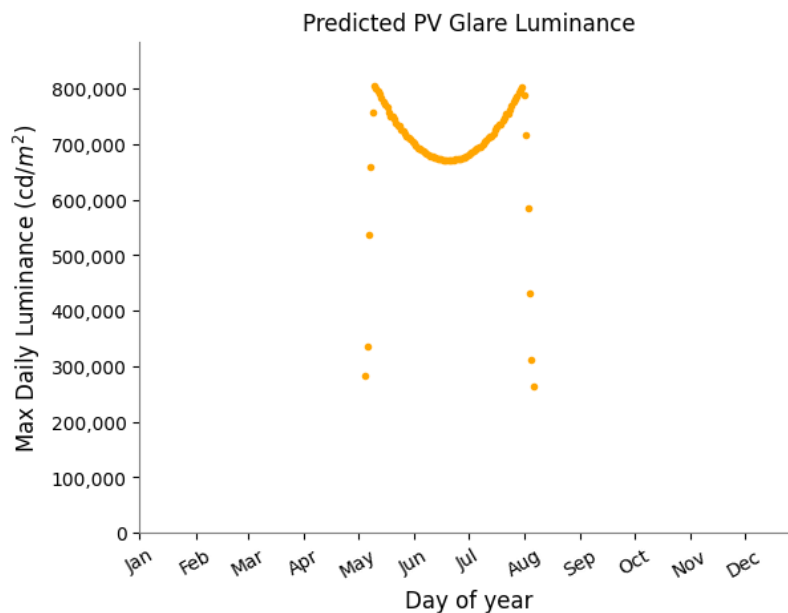


Abbildung 16 - Helligkeit in cd/m² - Quelle:ForgeSolar

Das Programm gibt auch an, wie sich die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtmissionen 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.

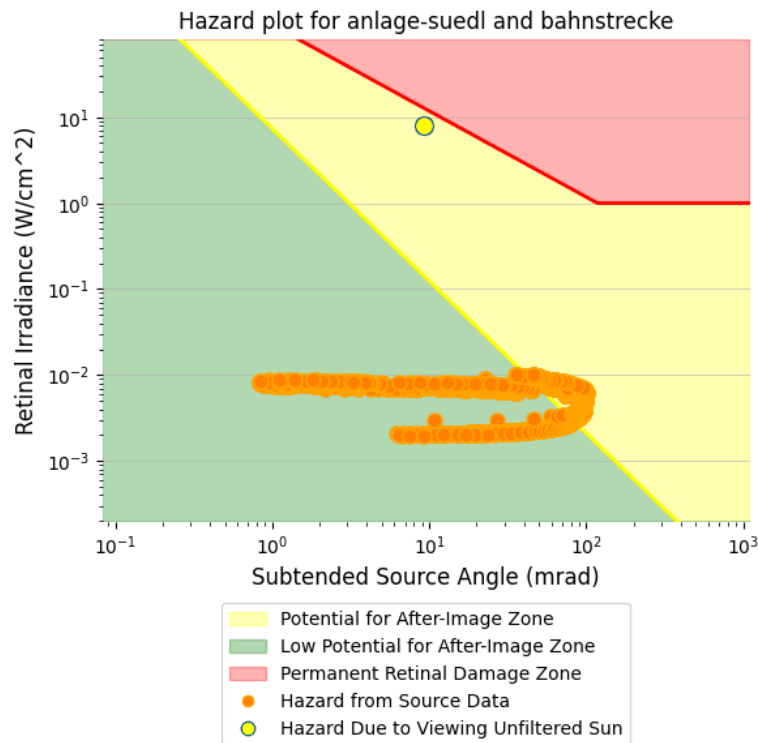


Abbildung 17 – Intensität der Blendung – Quelle: ForgeSolar

4.1.3. Bewertung anhand der LAI-Richtlinie

Die LAI-Richtlinie gibt folgendes vor:

„Bei streifendem Einfall der Sonne auf ein Photovoltaikmodul dominiert der direkte Blick in die Sonne die Blendwirkung. Erst ab einem Differenzwinkel von ca. 10° kommt es zu einer zusätzlichen Blendung durch das Modul. In den Immissionszeiten sollten deshalb nur solche Konstellationen berücksichtigt werden, in denen sich die Blickrichtungen zur Sonne und auf das Modul um mindestens 10° unterscheiden. Zudem ist festzustellen, dass dabei die reflektierte Intensität viel niedriger als direkte Sonnenstrahlung ist.“³

Das bedeutet, 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 das Module, so wird eine eventuelle Blendwirkung des Moduls dadurch überdeckt, dass im Hintergrund mit der Sonne eine viel größere Blendquelle im Sichtfenster liegt.

³ Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI)



Abbildung 18 - 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

Das Programm ForgeSolar gibt den Winkel zwischen der Sonne und dem Modul an. Folgt man der Annahme der LAI-Richtlinie, dass die Sonne punktförmig ist, kann die Beziehung des Winkels von Sonne und Modul über das Winkelgesetz in Beziehung Beobachter und Sonne gebracht werden. Damit können die von ForgeSolar gelieferten Daten ausgewertet werden. Die Liste mit den Daten wird dem Auftraggeber digital bereitgestellt.

Insgesamt wurden 5.968 Datensätze für die Strecke der Bahnlinie von Osten kommend vom Programm bereitgestellt. Dies entspricht einem Datensatz pro simulierter Minute Blendung. Filtert man diese nach den entsprechenden Winkeln, so befinden sich 5.963 Datensätze in Winkelverhältnissen, die laut LAI nicht ignoriert werden können. Damit ist festzustellen, dass sich die Bahnstrecke oberhalb der LAI-Richtlinie befindet.

Tabelle 4 - Auszug aus der Datenliste (Quelle: ForgeSolar)

	Sun / module incidence angle (deg)
2024-05-05 18:28:00	84,9
2024-05-05 18:29:00	85,1
2024-05-06 18:24:00	83,9
2024-05-06 18:25:00	84,1
2024-05-06 18:26:00	84,3
2024-05-06 18:27:00	84,5
2024-05-06 18:28:00	84,7
2024-05-06 18:29:00	84,9
2024-05-06 18:30:00	85,1
2024-05-07 18:20:00	83
2024-05-07 18:21:00	83,2

2024-05-07 18:22:00	83,4
2024-05-07 18:23:00	83,6
2024-05-07 18:24:00	83,8
2024-05-07 18:25:00	84
2024-05-07 18:26:00	84,2
2024-05-07 18:27:00	84,4
2024-05-07 18:28:00	84,5
2024-05-07 18:29:00	84,7
2024-05-07 18:30:00	84,9
2024-05-08 18:17:00	82,2
2024-05-08 18:18:00	82,4
2024-05-08 18:19:00	82,6
2024-05-08 18:20:00	82,8

Die Dorfstraße befindet sich innerhalb der LAI-Richtlinie.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass es unter den idealisierten Annahmen der LAI-Richtlinie zu einer Blendung der Bahnlinie kommen kann. Für den nördlichen Anlagenteil gibt es hier keine Probleme, der südliche Anlagenteil überschreitet die LAI-Richtlinie deutlich.

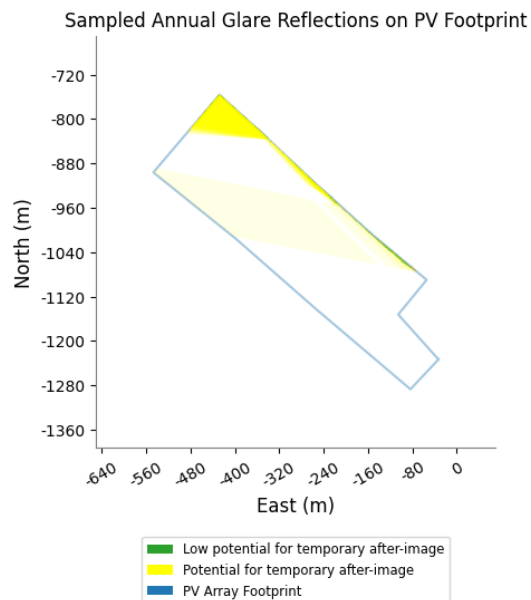


Abbildung 19 - Blendender Teil der Südlichen Anlage - Quelle: ForgeSolar

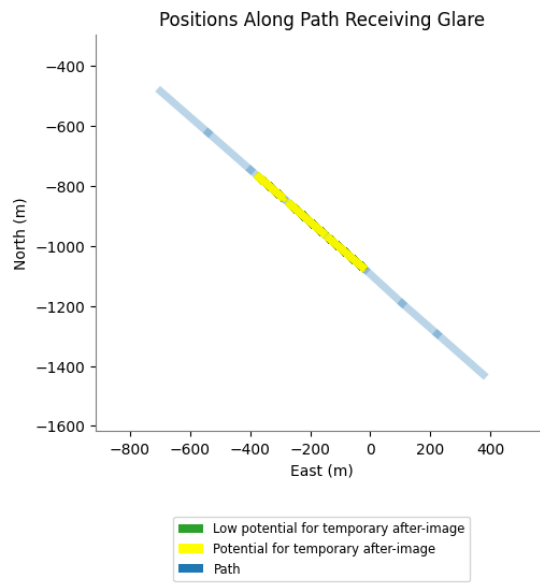


Abbildung 20 - geblendeter Teil der Bahnlinie - Quelle: ForgeSolar

4.2 Optimierung der Anlage

Da die Bahnstrecke von Osten kommend einer Blendung ausgesetzt wird müssen hier Maßnahmen ergriffen werden, um die Blendung zu reduzieren. Hier sind prinzipiell 4 Methoden denkbar.

1. Die Errichtung von Sichthindernissen, zum Beispiel in Form eines Sichtschutzzaunes oder Bewuchs
2. Änderung der Ausrichtung und/oder des Neigungswinkels der Module
3. Einsatz von Strukturglasmodulen
4. Eine Kombination der Methoden 1 bis 3

4.2.1 Optimierung des südlichen Anlagenteils

Für den diesen Anlagenteil wurde sich für eine Lösung mit Zaun entschieden. Der Zaun muss an der Bahnlinie und der östlichen Ecke errichtet werden und eine Höhe von 2,6m an der Bahnlinie und 2m an der Ecke aufweisen. Anzumerken ist hierbei das Sichtschutz nicht gleichzusetzen ist mit blickdicht. Auch eine Brechung des Lichts durch Meshgewebe erreicht die gewünschte Wirkung.



Abbildung 21 - Lage des Zaunes (orangene Linie) für den südlichen Anlagenteil. Links entlang der Bahnlinie mit 2,6m Höhe, rechts am östlichen Ende mit 2m Höhe - Quelle: ForgeSolar

Mit diesen Maßnahmen wird **für diesen Anlagenteil die LAI-Richtlinie eingehalten.**

Tabelle 5 - Dauer der Blendung - Quelle: ForgeSolar

Anlage suedlicher Teil low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B106 Sueden nach Norden	0	0	0
Route: B108 Norden nach Sueden	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Osten nach Westen	1168	0	2,133
Route: Bahnstrecke von Westen nach Osten	0	0	0
Route: Dorfstrasse Nord nach Sued	0	0	0
Route: Dorfstrasse Sued nach Nord	0	0	0

4.3 Betrachtung der Wohnbebauung

Zusätzlich zu den Straßen und der Bahnlinie soll ebenfalls die in der Nähe befindliche Wohnbebauung abgeprüft werden. Hier wurde die Anlage geteilt. Für den südlichen Anlagenteil sind nur die Gebäude 1, 2 und 3 relevant (vgl. Abb. 9). Für den nördlichen Teil die Gebäude 5 bis 8. Hierbei ist festzuhalten, dass das Simulationsprogramm annimmt, dass der Beobachter den ganzen Tag direkt auf die Anlage blickt, anders als bei den simulierten Strecken mit Sichtfenster. Hier wird also der maximal ungünstigste Fall für die Wohnbebauung betrachtet.

Tabelle 6 - Dauer der Blendung - Quelle: ForgeSolar

Anlage suedlicher Teil potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	0	0	0
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	652	0	16,884
OP: OP 5	2563	1495	292,232
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	1199	0	64,638
OP: OP 8	0	0	0
OP: OP 9	1513	0	66,158

Anlagen noerdlicher Teil potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	3594	441	235,578
OP: OP 2	810	0	125,844
OP: OP 3	575	0	29,643
OP: OP 4	0	0	0
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	2341	2431	368,485
OP: OP 7	1820	2657	291,929
OP: OP 8	437	0	46,709
OP: OP 9	364	0	34,311
OP: OP 10	2477	992	301,832

Aufgrund der Limitationen des Simulationsprogramms ist es nicht möglich, bei zwei unterschiedlichen Simulationen die OP in fortlaufender Nummerierung anzugeben. Das bedeutet die OP von 1 bis 10 stellen für den südlichen und nördlichen Anlagenteil **UNTERSCHIEDLICHE** Gebäude dar. Da alle Gebäude östlich der Anlage liegen, verhalten sich die Beobachtungspunkte alle ähnlich. Deswegen wird hier nur OP 5 (Dorfstraße 67 vermutetes Treppenhausfenster) des südlichen Anlagenteils genauer beschrieben, da dieser die höchste Blendwirkung aufweist.

Auch hier gilt die maximale Dauer von 1800 Minuten im Jahr bzw. 30 Minuten pro Tag darf nicht überschritten werden.

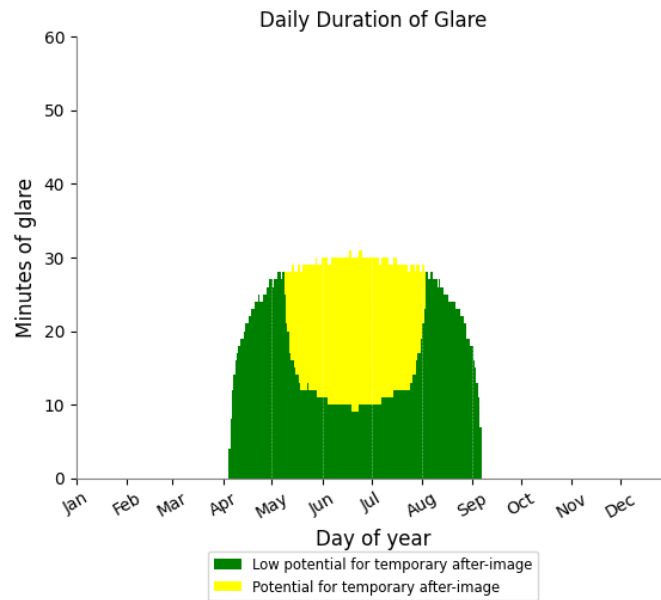


Abbildung 22 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Der Zeitpunkt der Blendung liegt in den Abendstunden.

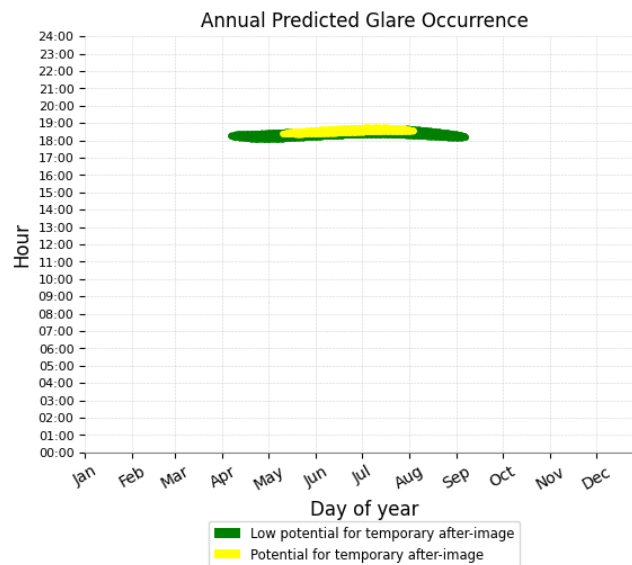


Abbildung 23 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle: ForgeSolar

Die maximale Helligkeit ist hier mit maximal 300.000 cd/m² deutlich niedriger als bei der Bahnstrecke.

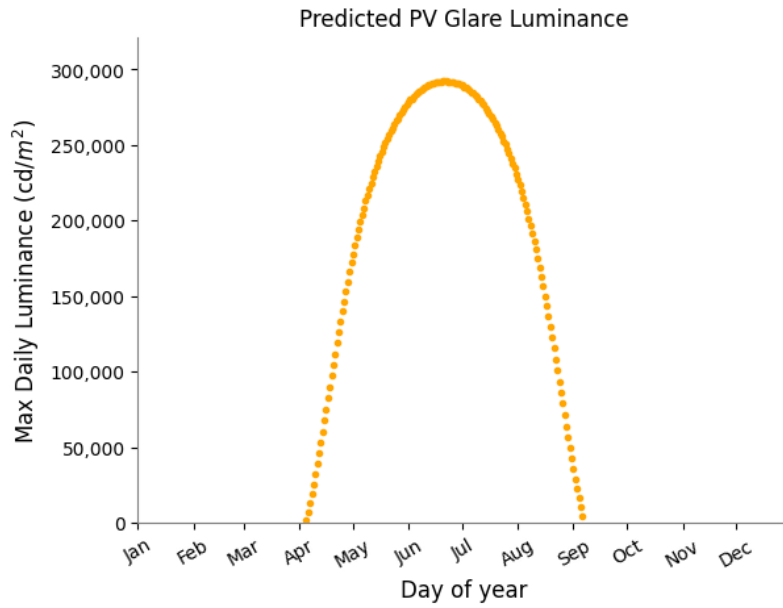


Abbildung 24 - Helligkeit in cd/m^2 - Quelle: ForgeSolar

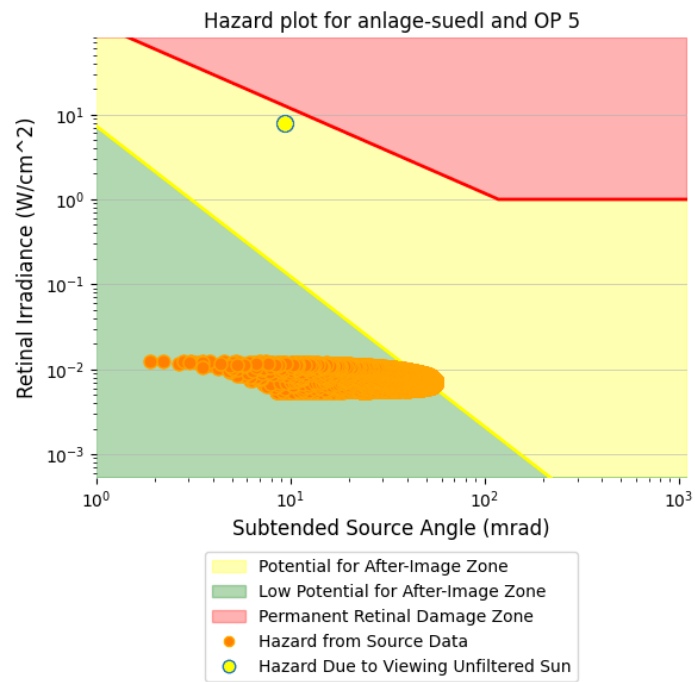


Abbildung 25 – Intensität der Blendung – Quelle: ForgeSolar

Für die Bewertung anhand der LAI-Richtlinie wurden insgesamt wurden 4.058 Datensätze für OP 5 vom Programm bereitgestellt. Dies entspricht einem Datensatz pro simulierter Minute Blendung. Filtert man diese nach den entsprechenden Winkeln, so befinden sich 3.590 Datensätze in Winkelverhältnissen, die laut LAI nicht ignoriert werden können. Damit ist festzustellen, dass sich **dieser OP oberhalb der LAI-Richtlinie befindet**. Dies ist jedoch der einzige OP welcher oberhalb der Grenzwerte der LAI-Richtlinie liegt. **Alle anderen Beobachtungspunkte** wurden tabellarisch in Tabelle 8 aufgeführt und **befinden sich innerhalb der Grenzwerte der LAI-Richtlinie**.

Abbildung 26 – Detailbild OP5 (Dorfstraße 67 – vermutetes Treppenhausfenster) – Quelle: Google Street View



Tabelle 7 - Auszug aus der Datenliste (Quelle: ForgeSolar)

	Sun / module incidence angle (deg)
2025-03-21 18:14:00	89,4
2025-03-22 18:14:00	89,4
2025-03-23 18:14:00	89,2
2025-03-23 18:15:00	89,4
2025-03-24 18:15:00	89,1
2025-03-24 18:16:00	89,3
2025-03-25 18:15:00	88,9
2025-03-25 18:16:00	89,1
2025-03-25 18:17:00	89,3
2025-03-25 18:18:00	89,5
2025-03-26 18:15:00	88,9
2025-03-26 18:16:00	89,1

2025-03-26 18:17:00	89,3
2025-03-26 18:18:00	89,5
2025-03-27 18:15:00	88,6
2025-03-27 18:16:00	88,8
2025-03-27 18:17:00	89
2025-03-27 18:18:00	89,2
2025-03-27 18:19:00	89,4
2025-03-28 18:16:00	88,6
2025-03-28 18:17:00	88,8

Tabelle 8 – Übersicht über die Blendungsdauer in Minuten

Immissionsort südlicher Anlagenteil	Blendungsdauer in Minuten	Verbleibende Blendungsdauer (laut LAI) nach Betrachtung der Winkelverhältnisse in Minuten	zusätzliche LAI) Betrachtung der Winkelverhältnisse in Minuten	LAI-Konform
Dorfstraße 65 – Erdgeschoss (OP1)	0	0		ja
Dorfstraße 65 – Dachgeschoss (OP2)	0	0		ja
Dorfstraße 67 – Erdgeschoss (OP3)	0	0		ja
Dorfstraße 67 – Dachgeschoss (OP4)	652	0		ja
Dorfstraße 64 – hinteres Haus Erdgeschoss (OP6)	1.199	1.017		ja
Dorfstraße 64 – hinteres Haus Dachgeschoss (OP7)	1.513	1.291		ja
Dorfstraße 64 – vorderes Haus Erdgeschoss (OP8)	0	0		ja
Dorfstraße 64 – vorderes Haus Dachgeschoss (OP9)	0	0		ja
Immissionsort nördlicher Anlagenteil	Blendungsdauer in Minuten	Verbleibende Blendungsdauer (laut LAI) nach Betrachtung der Winkelverhältnisse in Minuten	zusätzliche LAI) Betrachtung der Winkelverhältnisse in Minuten	LAI-Konform
Teterower Chaussee 8 – Erdgeschoss (OP1)	4.035	1.244		ja
Teterower Chaussee 8 – Dachgeschoss (OP10)	3.469	1.251		ja
Teterower Chaussee 1 – rotes Gebäude Dachgeschoss (OP2)	810	4		ja
Teterower Chaussee 1 – beiges Gebäude Erdgeschoss 1 (OP3)	575	575		ja

Teterower Chaussee 1 – beiges Gebäude Erdgeschoss 2 (OP5)	0	0	ja
Teterower Chaussee 1 – beiges Gebäude Dachgeschoss (OP4)	0	0	ja
Teterower Chaussee 2 – Erdgeschoss (OP6)	4.772	1.240	ja
Teterower Chaussee 2 – Dachgeschoss (OP7)	4.477	1.244	ja
Teterower Chaussee 3 – Erdgeschoss (OP8)	437	0	ja
Teterower Chaussee 3 – Dachgeschoss (OP9)	364	0	ja

Da für einen OP5 die LAI-Richtlinie nicht eigenhalten wurde, wurde dieser genauer betrachtet. Das Programm **ForgeSolar** gibt den **Bereich der Anlage, welcher für die Blendung verantwortlich ist**.

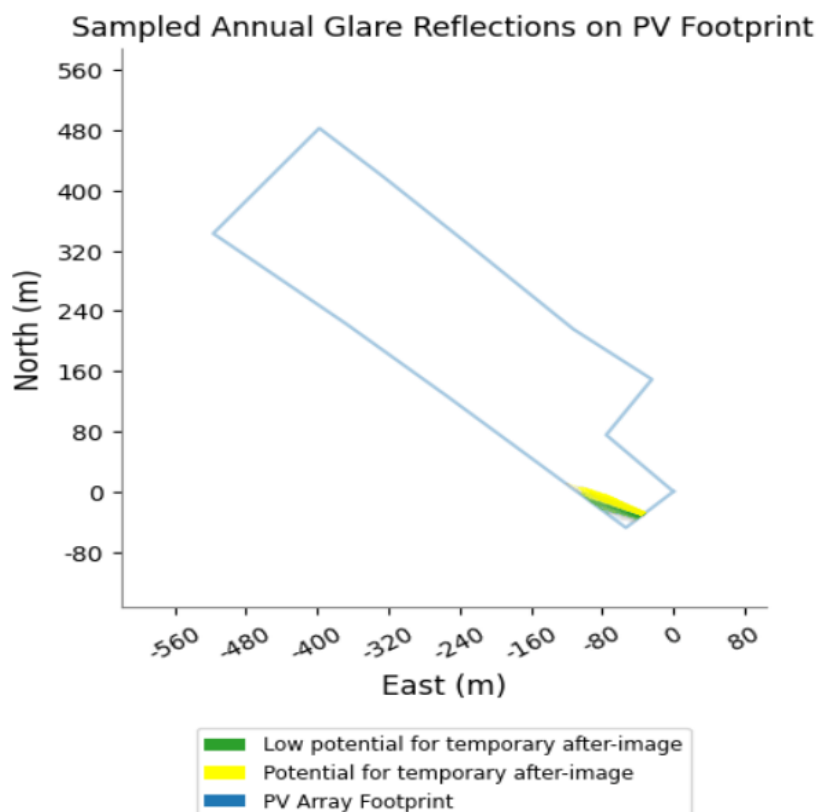


Abbildung 27 - Blendender Teil der Anlage - Quelle:ForgeSolar

Legt man diesen Bereich über den Belegungsplan der Anlage, so sind im Wesentlichen nur 2 Modultische für die Blendung verantwortlich (siehe Abbildung 28).

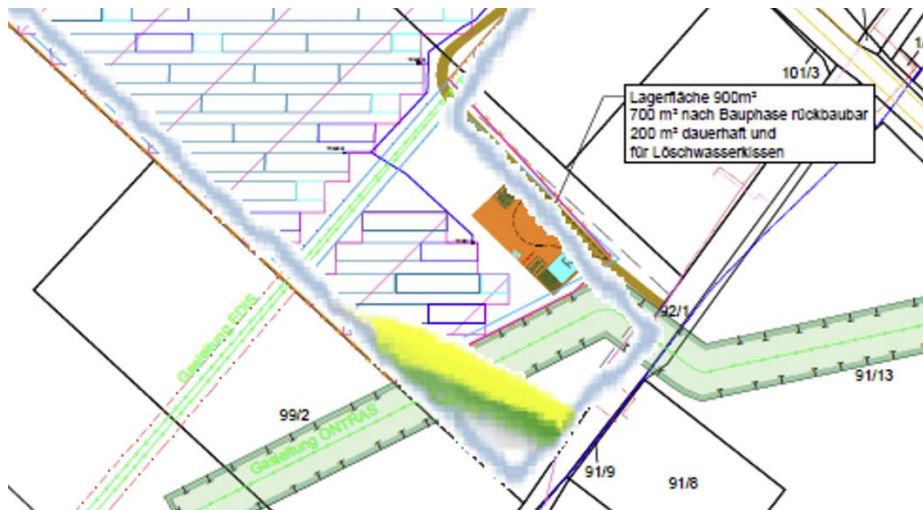


Abbildung 28 - Belegungsplan und blendender Bereich



Abbildung 29 - Belegungsplan und blendender Bereich ohne blendenden Bereich

In Absprache mit dem Auftraggeber wurde hier als Maßnahme festgelegt, die betroffenen Tische wegzulassen (Siehe Abbildung 29). Damit wird die Blendung für Gebäude2 (OP5) eliminiert und die Richtlinie eingehalten.

PVA Waren

PVA Nur Waren mit Dorfstrasse und Zaun

Created Jun 07, 2024
Updated Dec 05, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC1
Minimum sun altitude 0.0 deg
Site ID 121173.17805

Project type Advanced
Project status: active
Category 500 kW to 1 MW



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**

PV Analysis Methodology: **Version 2**
 Enhanced subtended angle calculation: **On**

Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
Anlagen noerdlicher Teil	18.0	180.0	251	1,251	-	1,936,258
Anlage suedlicher Teil	18.0	180.0	1,168	0	-	2,133

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 466,877 m²

Name: Anlagen noerdlicher Teil
Footprint area: 389,836 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass without AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.7 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.545871	12.651950	82.63	3.50	86.13
2	53.545030	12.653023	82.97	0.80	83.77
3	53.544316	12.653709	83.45	3.50	86.95
4	53.543933	12.654181	82.47	0.80	83.27
5	53.544622	12.655297	84.17	3.50	87.67
6	53.544698	12.656198	83.46	0.80	84.26
7	53.543347	12.656370	83.34	3.50	86.84
8	53.541893	12.658602	88.68	0.80	89.48
9	53.541613	12.658730	89.54	3.50	93.04
10	53.541205	12.658559	89.58	0.80	90.38
11	53.540746	12.656670	87.78	3.50	91.28
12	53.539190	12.654868	79.52	0.80	80.32
13	53.539726	12.653409	81.39	3.50	84.89
14	53.539854	12.653024	82.57	0.80	83.37
15	53.537763	12.650750	79.92	3.50	83.42
16	53.540543	12.645514	75.31	0.80	76.11
17	53.542761	12.647755	73.34	3.50	76.84
18	53.542200	12.648099	73.47	0.80	74.27
19	53.541843	12.649000	72.79	3.50	76.29
20	53.541180	12.649129	70.65	0.80	71.45
21	53.540951	12.647240	74.21	3.50	77.71
22	53.540721	12.647755	74.23	0.80	75.03
23	53.541002	12.650116	72.32	3.50	75.82
24	53.542430	12.649729	71.90	0.80	72.70
25	53.542685	12.648914	71.51	3.50	75.01
26	53.543016	12.648485	71.67	0.80	72.47
27	53.544521	12.648699	73.92	3.50	77.42
28	53.544827	12.648871	72.34	0.80	73.14
29	53.544954	12.649386	71.98	3.50	75.48
30	53.544954	12.650073	73.08	0.80	73.88
31	53.545158	12.650845	78.68	3.50	82.18

Name: Anlage suedlicher Teil
Footprint area: 77,041 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass without AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.7 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.535848	12.650871	76.03	0.80	76.83
2	53.536523	12.649734	75.64	3.50	79.14
3	53.537129	12.650485	77.44	0.80	78.24
4	53.538054	12.648725	80.31	3.50	83.81
5	53.538801	12.647343	79.47	0.80	80.27
6	53.539289	12.646463	74.92	3.50	78.42
7	53.539289	12.646463	74.92	0.80	75.72
8	53.539289	12.646463	74.92	3.50	78.42
9	53.539289	12.646463	74.92	0.80	75.72
10	53.539662	12.645733	76.24	3.50	79.74
11	53.540178	12.644821	78.00	0.80	78.80
12	53.538927	12.643079	81.53	3.50	85.03
13	53.537852	12.645324	78.00	0.80	78.80
14	53.536985	12.647041	78.96	3.50	82.46
15	53.535416	12.650067	75.13	0.80	75.93

Route Receptor(s)

Name: B108 Norden nach Sueden

Route type: One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.547802	12.655964	78.70	1.50	80.20
2	53.547031	12.656350	80.94	2.50	83.44
3	53.545936	12.656917	82.27	1.50	83.77
4	53.545049	12.657446	81.76	2.50	84.26
5	53.544099	12.657864	82.56	1.50	84.06
6	53.543020	12.658418	84.55	2.50	87.05
7	53.541750	12.659033	85.82	1.50	87.32
8	53.540826	12.659664	83.95	2.50	86.45
9	53.539858	12.660577	79.17	1.50	80.67
10	53.538382	12.662109	76.79	2.50	79.29
11	53.536919	12.663531	77.38	1.50	78.88

Name: B108 Sueden nach Norden

Route type: One-way

View angle: 30.0 deg

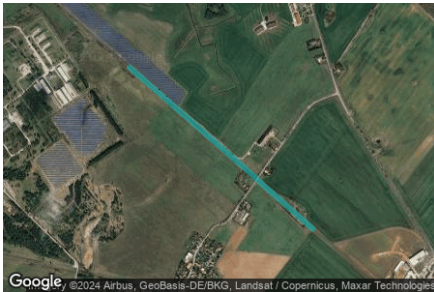


Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.536937	12.663545	77.29	2.50	79.79
2	53.538391	12.662107	76.78	1.50	78.28
3	53.539852	12.660590	79.04	2.50	81.54
4	53.540827	12.659678	83.91	1.50	85.41
5	53.541755	12.659058	85.77	2.50	88.27
6	53.543029	12.658414	84.55	1.50	86.05
7	53.544107	12.657860	82.55	2.50	85.05
8	53.545038	12.657442	81.76	1.50	83.26
9	53.545952	12.656946	82.23	2.50	84.73
10	53.547028	12.656361	80.98	1.50	82.48
11	53.547819	12.655985	78.80	2.50	81.30

Name: Bahnstrecke von Osten nach Westen

Route type: One-way

View angle: 20.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.534141	12.657009	80.80	3.00	83.80
2	53.535356	12.654695	80.28	3.00	83.28
3	53.536275	12.652932	79.13	3.00	82.13
4	53.537289	12.651076	79.25	3.00	82.25
5	53.538314	12.649083	78.93	3.00	81.93
6	53.539417	12.646974	77.45	3.00	80.45
7	53.540269	12.645320	77.18	3.00	80.18
8	53.541387	12.643182	76.90	3.00	79.90
9	53.542631	12.640788	76.86	3.00	79.86

Name: Bahnstrecke von Westen nach Osten

Route type: One-way

View angle: 20.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.542646	12.640824	76.94	3.00	79.94
2	53.541403	12.643196	76.98	3.00	79.98
3	53.540290	12.645341	77.08	3.00	80.08
4	53.539412	12.647008	77.46	3.00	80.46
5	53.538309	12.649116	78.91	3.00	81.91
6	53.537294	12.651101	79.23	3.00	82.23
7	53.536292	12.652943	79.11	3.00	82.11
8	53.535375	12.654730	80.28	3.00	83.28
9	53.534152	12.657041	80.85	3.00	83.85

Name: Dorfstrasse Nord nach Sued

Route type One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.541240	12.659150	86.23	1.50	87.73
2	53.540717	12.657069	86.77	2.50	89.27
3	53.539199	12.655224	79.10	1.50	80.60
4	53.537185	12.652584	79.41	2.50	81.91
5	53.534468	12.649452	75.58	1.50	77.08

Name: Dorfstrasse Sued nach Nord

Route type One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.534481	12.649387	75.88	1.50	77.38
2	53.537172	12.652520	79.35	2.50	81.85
3	53.539174	12.655202	78.92	1.50	80.42
4	53.540717	12.657090	86.74	2.50	89.24
5	53.541252	12.659065	86.74	1.50	88.24

Obstruction Components

Name: Bewuchs
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.535278	12.650175	75.59
2	53.535872	12.651026	76.30

Name: Bewuchs
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.535292	12.650562	76.88
2	53.535722	12.651069	76.87

Name: Bewuchs
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.535757	12.651110	76.73
2	53.536300	12.651727	78.34

Name: Bewuchs und Gebaeude
Upper edge height: 10.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.537209	12.650885	78.47
2	53.536597	12.649994	76.28
3	53.535914	12.651142	76.63

Name: Zaun
Upper edge height: 2.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.536320	12.650154	75.35
2	53.535845	12.650935	76.22
3	53.535517	12.650326	75.46

Name: Zaun Bahnlinie
Upper edge height: 2.6 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.537182	12.650661	77.64
2	53.538319	12.648413	80.38
3	53.539326	12.646622	75.29
4	53.539728	12.645872	75.83
5	53.540041	12.645315	76.53
6	53.540477	12.644501	78.04

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	
Anlagen noerdlicher Teil	18.0	180.0	251	1,251	-	1,936,258	
Anlage suedlicher Teil	18.0	180.0	1,168	0	-	2,133	

Distinct glare per month

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

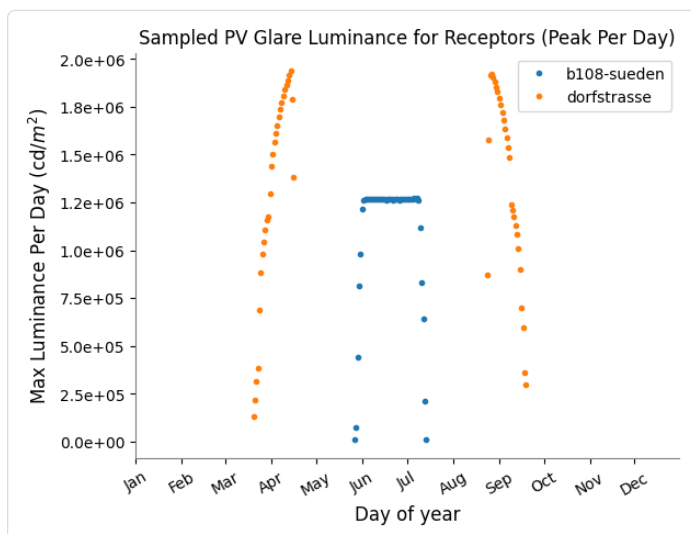
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
anlagen-noer (green)	0	0	2	0	12	195	41	0	1	0	0	0
anlagen-noer (yellow)	0	0	49	189	11	629	141	95	137	0	0	0
anlage-suedl (green)	0	0	0	0	314	412	435	7	0	0	0	0
anlage-suedl (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

Anlagen noerdlicher Teil potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B108 Norden nach Sueden	0	0	0
Route: B108 Sueden nach Norden	215	781	1,271,596
Route: Bahnstrecke von Osten nach Westen	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Westen nach Osten	0	0	0
Route: Dorfstrasse Nord nach Sued	3	470	1,936,258
Route: Dorfstrasse Sued nach Nord	33	0	5,370



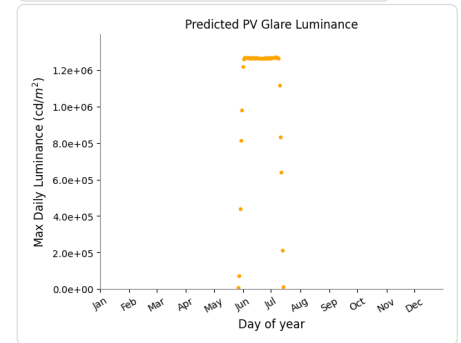
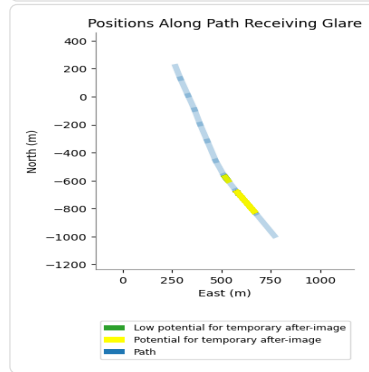
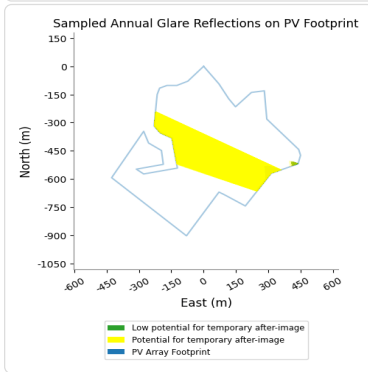
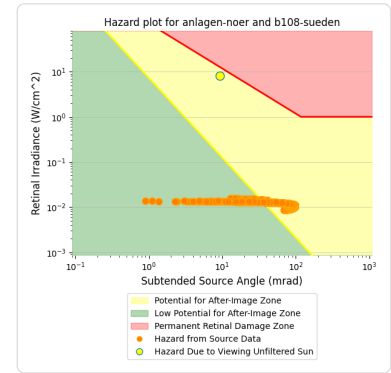
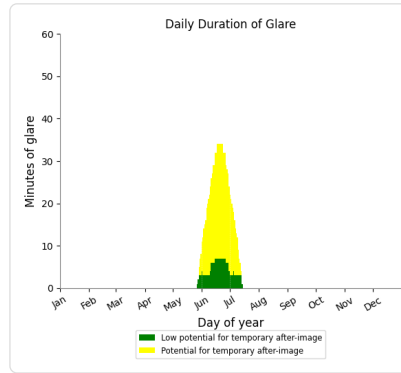
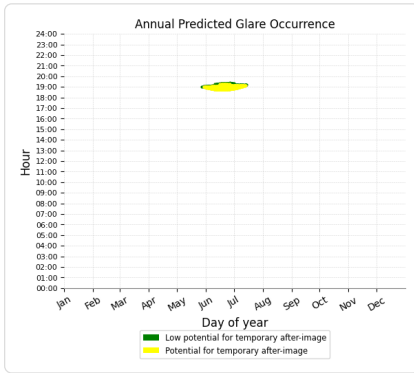
Anlagen noerdlicher Teil: B108 Norden nach Sueden

No glare found

Anlagen noerdlicher Teil: B108 Sueden nach Norden

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

- 215 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 781 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlagen noerdlicher Teil: Bahnstrecke von Osten nach Westen

No glare found

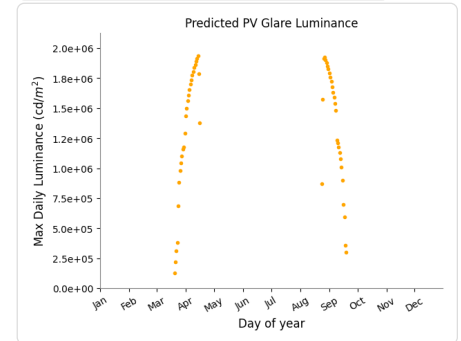
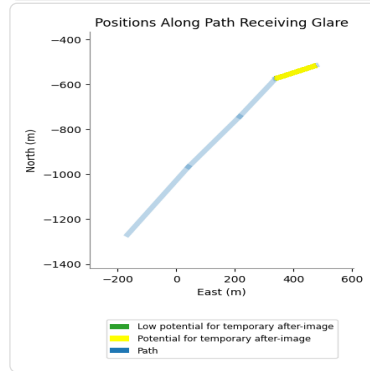
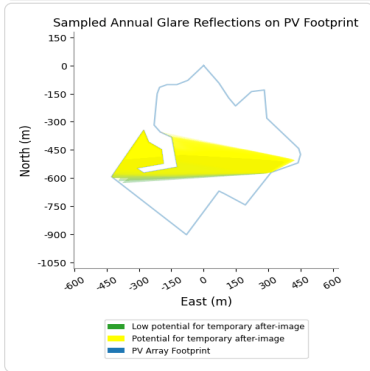
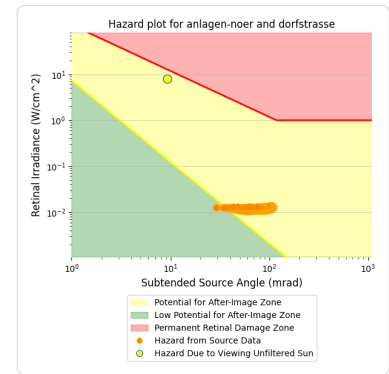
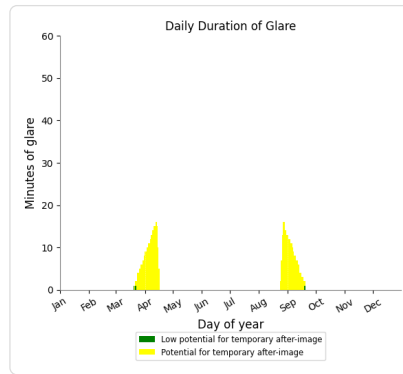
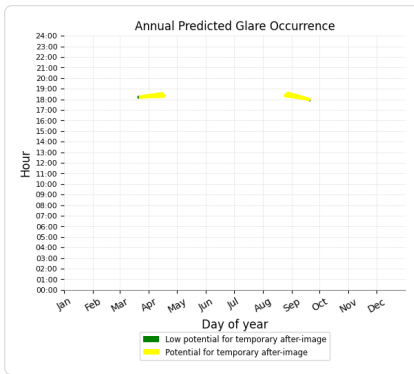
Anlagen noerdlicher Teil: Bahnstrecke von Westen nach Osten

No glare found

Anlagen noerdlicher Teil: Dorfstrasse Nord nach Sued

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

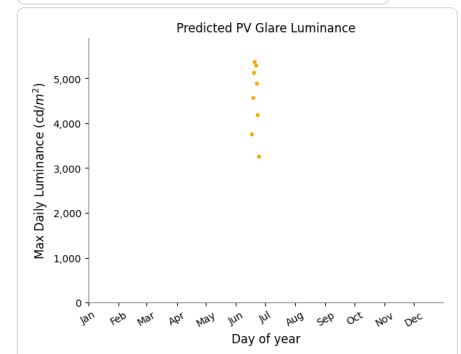
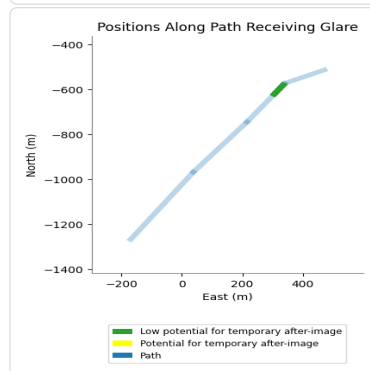
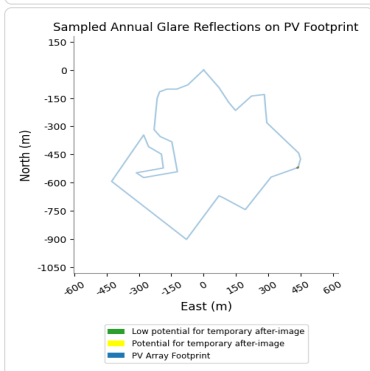
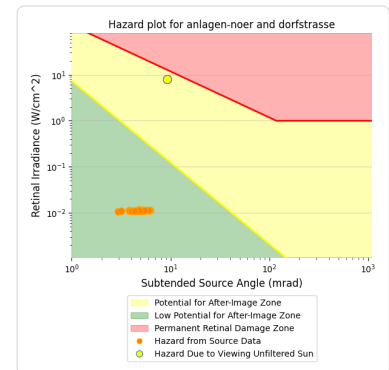
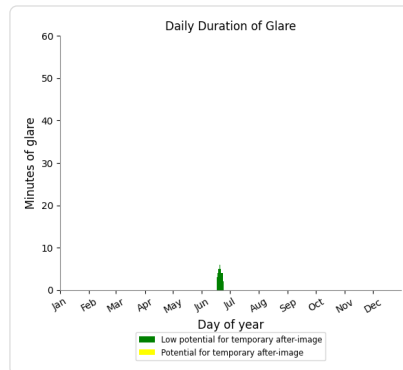
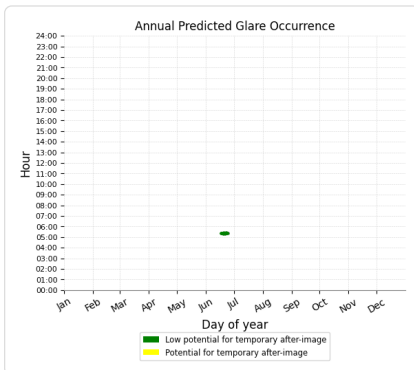
- 3 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 470 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlagen noerdlicher Teil: Dorfstrasse Sued nach Nord

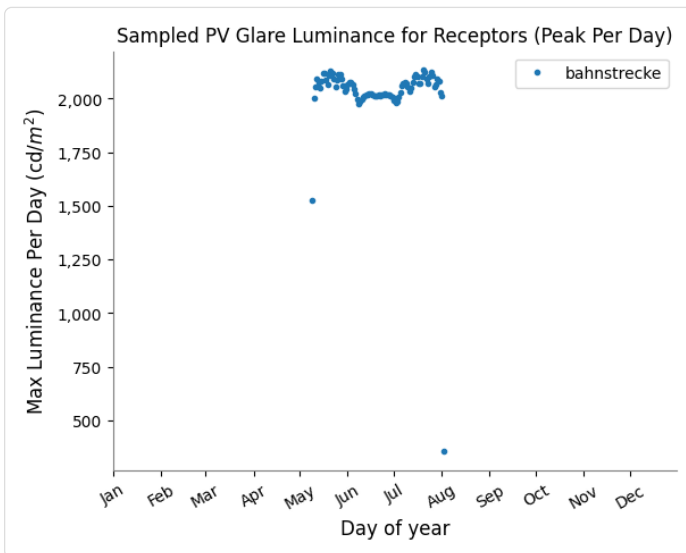
PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 33 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlage suedlicher Teil low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B108 Norden nach Sueden	0	0	0
Route: B108 Sueden nach Norden	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Osten nach Westen	1168	0	2,133
Route: Bahnstrecke von Westen nach Osten	0	0	0
Route: Dorfstrasse Nord nach Sued	0	0	0
Route: Dorfstrasse Sued nach Nord	0	0	0



Anlage suedlicher Teil: B108 Norden nach Sueden

No glare found

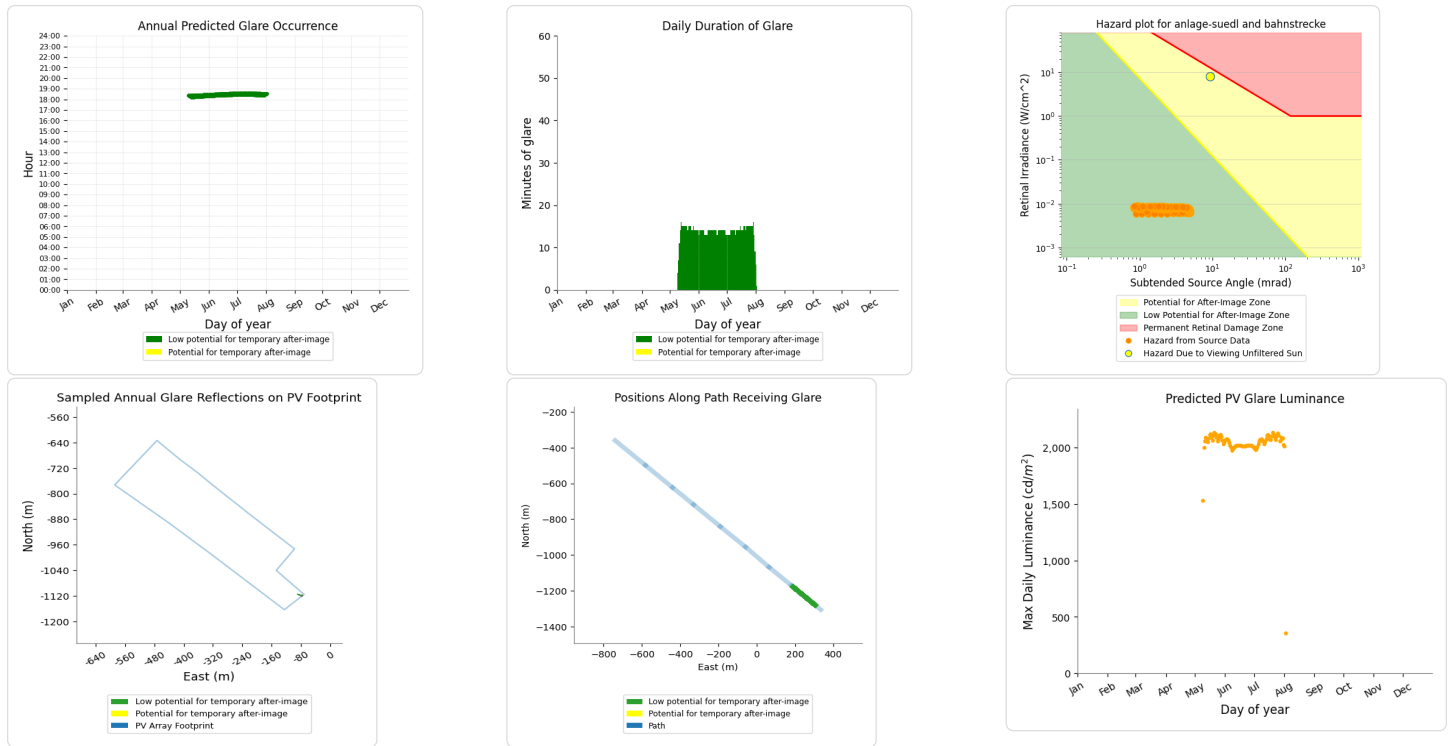
Anlage suedlicher Teil: B108 Sueden nach Norden

No glare found

Anlage suedlicher Teil: Bahnstrecke von Osten nach Westen

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

- 1,168 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlage suedlicher Teil: Bahnstrecke von Westen nach Osten

No glare found

Anlage suedlicher Teil: Dorfstrasse Nord nach Sued

No glare found

Anlage suedlicher Teil: Dorfstrasse Sued nach Nord

No glare found

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.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- 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 combine 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.

PVA Waren

PVA Waren Grund mit Dorfstrasse

Created Dec 02, 2024
Updated Dec 05, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC1
Minimum sun altitude 0.0 deg
Site ID 135794.17805

Project type Advanced
Project status: active
Category 500 kW to 1 MW



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

PV Analysis Methodology: Version 2
Enhanced subtended angle calculation: On

Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
Anlagen noerdlicher Teil	18.0	180.0	243	1,256	-	1,934,691
Anlage suedlicher Teil	18.0	180.0	2,615	3,654	-	804,516

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 466,877 m²

Name: Anlagen noerdlicher Teil
Footprint area: 389,836 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass without AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.7 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.545871	12.651950	82.63	3.50	86.13
2	53.545030	12.653023	82.97	0.80	83.77
3	53.544316	12.653709	83.45	3.50	86.95
4	53.543933	12.654181	82.47	0.80	83.27
5	53.544622	12.655297	84.17	3.50	87.67
6	53.544698	12.656198	83.46	0.80	84.26
7	53.543347	12.656370	83.34	3.50	86.84
8	53.541893	12.658602	88.68	0.80	89.48
9	53.541613	12.658730	89.54	3.50	93.04
10	53.541205	12.658559	89.58	0.80	90.38
11	53.540746	12.656670	87.78	3.50	91.28
12	53.539190	12.654868	79.52	0.80	80.32
13	53.539726	12.653409	81.39	3.50	84.89
14	53.539854	12.653024	82.57	0.80	83.37
15	53.537763	12.650750	79.92	3.50	83.42
16	53.540543	12.645514	75.31	0.80	76.11
17	53.542761	12.647755	73.34	3.50	76.84
18	53.542200	12.648099	73.47	0.80	74.27
19	53.541843	12.649000	72.79	3.50	76.29
20	53.541180	12.649129	70.65	0.80	71.45
21	53.540951	12.647240	74.21	3.50	77.71
22	53.540721	12.647755	74.23	0.80	75.03
23	53.541002	12.650116	72.32	3.50	75.82
24	53.542430	12.649729	71.90	0.80	72.70
25	53.542685	12.648914	71.51	3.50	75.01
26	53.543016	12.648485	71.67	0.80	72.47
27	53.544521	12.648699	73.92	3.50	77.42
28	53.544827	12.648871	72.34	0.80	73.14
29	53.544954	12.649386	71.98	3.50	75.48
30	53.544954	12.650073	73.08	0.80	73.88
31	53.545158	12.650845	78.68	3.50	82.18

Name: Anlage suedlicher Teil
Footprint area: 77,041 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Light textured glass without AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.7 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.535848	12.650871	76.03	0.80	76.83
2	53.536523	12.649734	75.64	3.50	79.14
3	53.537129	12.650485	77.44	0.80	78.24
4	53.538054	12.648725	80.31	3.50	83.81
5	53.538801	12.647343	79.47	0.80	80.27
6	53.539289	12.646463	74.92	3.50	78.42
7	53.539289	12.646463	74.92	0.80	75.72
8	53.539289	12.646463	74.92	3.50	78.42
9	53.539289	12.646463	74.92	0.80	75.72
10	53.539662	12.645733	76.24	3.50	79.74
11	53.540178	12.644821	78.00	0.80	78.80
12	53.538927	12.643079	81.53	3.50	85.03
13	53.537852	12.645324	78.00	0.80	78.80
14	53.536985	12.647041	78.96	3.50	82.46
15	53.535416	12.650067	75.13	0.80	75.93

Route Receptor(s)

Name: B108 Norden nach Sueden

Route type: One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.547802	12.655964	78.70	1.50	80.20
2	53.547031	12.656350	80.94	2.50	83.44
3	53.545936	12.656917	82.27	1.50	83.77
4	53.545049	12.657446	81.76	2.50	84.26
5	53.544099	12.657864	82.56	1.50	84.06
6	53.543020	12.658418	84.55	2.50	87.05
7	53.541750	12.659033	85.82	1.50	87.32
8	53.540826	12.659664	83.95	2.50	86.45
9	53.539858	12.660577	79.17	1.50	80.67
10	53.538382	12.662109	76.79	2.50	79.29
11	53.536919	12.663531	77.38	1.50	78.88

Name: B108 Sueden nach Norden

Route type: One-way

View angle: 30.0 deg

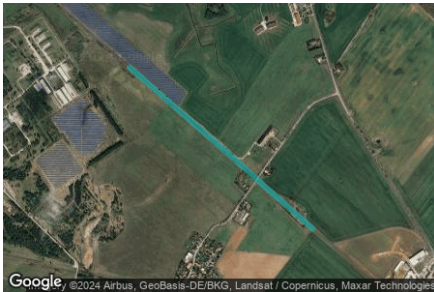


Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.536937	12.663545	77.29	2.50	79.79
2	53.538391	12.662107	76.78	1.50	78.28
3	53.539852	12.660590	79.04	2.50	81.54
4	53.540827	12.659678	83.91	1.50	85.41
5	53.541755	12.659058	85.77	2.50	88.27
6	53.543029	12.658414	84.55	1.50	86.05
7	53.544107	12.657860	82.55	2.50	85.05
8	53.545038	12.657442	81.76	1.50	83.26
9	53.545952	12.656946	82.23	2.50	84.73
10	53.547028	12.656361	80.98	1.50	82.48
11	53.547819	12.655985	78.80	2.50	81.30

Name: Bahnstrecke von Osten nach Westen

Route type: One-way

View angle: 20.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.534141	12.657009	80.80	3.00	83.80
2	53.535356	12.654695	80.28	3.00	83.28
3	53.536275	12.652932	79.13	3.00	82.13
4	53.537289	12.651076	79.25	3.00	82.25
5	53.538314	12.649083	78.93	3.00	81.93
6	53.539417	12.646974	77.45	3.00	80.45
7	53.540269	12.645320	77.18	3.00	80.18
8	53.541387	12.643182	76.90	3.00	79.90
9	53.542631	12.640788	76.86	3.00	79.86

Name: Bahnstrecke von Westen nach Osten

Route type: One-way

View angle: 20.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	53.542646	12.640824	76.94	3.00	79.94
2	53.541403	12.643196	76.98	3.00	79.98
3	53.540290	12.645341	77.08	3.00	80.08
4	53.539412	12.647008	77.46	3.00	80.46
5	53.538309	12.649116	78.91	3.00	81.91
6	53.537294	12.651101	79.23	3.00	82.23
7	53.536292	12.652943	79.11	3.00	82.11
8	53.535375	12.654730	80.28	3.00	83.28
9	53.534152	12.657041	80.85	3.00	83.85

Name: Dorfstrasse Nord nach Sued

Route type One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.541240	12.659150	86.23	1.50	87.73
2	53.540717	12.657069	86.77	2.50	89.27
3	53.539199	12.655224	79.10	1.50	80.60
4	53.537185	12.652584	79.41	2.50	81.91
5	53.534468	12.649452	75.58	1.50	77.08

Name: Dorfstrasse Sued nach Nord

Route type One-way

View angle: 30.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.534481	12.649387	75.88	1.50	77.38
2	53.537172	12.652520	79.35	2.50	81.85
3	53.539174	12.655202	78.92	1.50	80.42
4	53.540717	12.657090	86.74	2.50	89.24
5	53.541252	12.659065	86.74	1.50	88.24

Obstruction Components

Name: Bewuchs
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.535278	12.650175	75.59
2	53.535872	12.651026	76.30

Name: Bewuchs
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.535292	12.650562	76.88
2	53.535722	12.651069	76.87

Name: Bewuchs
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.535757	12.651110	76.73
2	53.536300	12.651727	78.34

Name: Bewuchs und Gebaeude
Upper edge height: 10.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.537209	12.650885	78.47
2	53.536597	12.649994	76.28
3	53.535914	12.651142	76.63

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	
Anlagen noerdlicher Teil	18.0	180.0	243	1,256	-	1,934,691	
Anlage suedlicher Teil	18.0	180.0	2,615	3,654	-	804,516	

Distinct glare per month

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

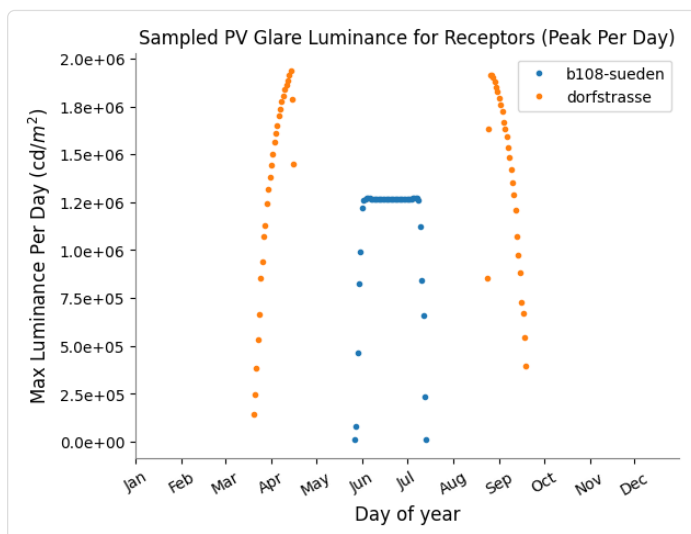
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
anlagen-noer (green)	0	0	2	0	12	188	40	0	1	0	0	0
anlagen-noer (yellow)	0	0	49	189	11	633	142	95	137	0	0	0
anlage-suedl (green)	0	0	152	0	461	1056	770	27	141	8	0	0
anlage-suedl (yellow)	0	0	0	0	911	1381	1326	36	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

Anlagen noerdlicher Teil potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B108 Norden nach Sueden	0	0	0
Route: B108 Sueden nach Norden	212	786	1,271,869
Route: Bahnstrecke von Osten nach Westen	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Westen nach Osten	0	0	0
Route: Dorfstrasse Nord nach Sued	3	470	1,934,691
Route: Dorfstrasse Sued nach Nord	28	0	4,443



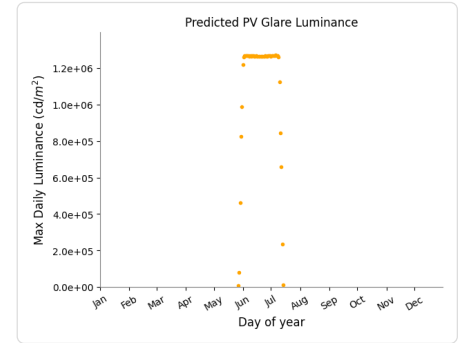
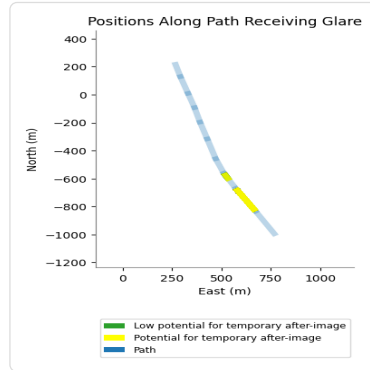
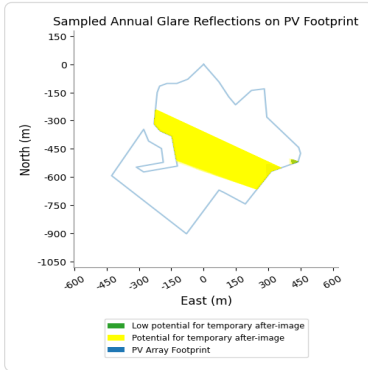
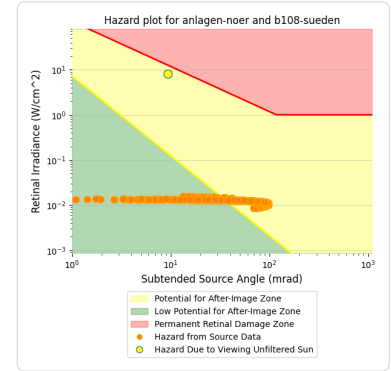
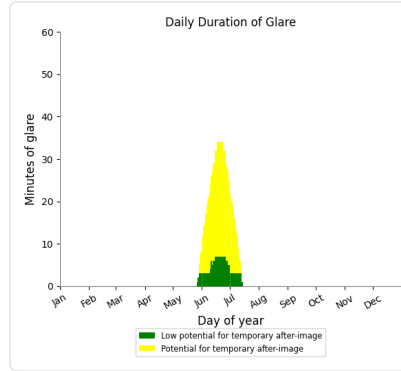
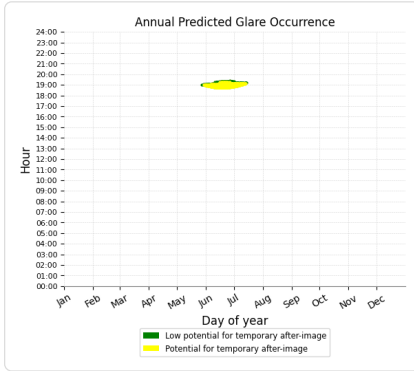
Anlagen noerdlicher Teil: B108 Norden nach Sueden

No glare found

Anlagen noerdlicher Teil: B108 Sueden nach Norden

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

- 212 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 786 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlagen noerdlicher Teil: Bahnstrecke von Osten nach Westen

No glare found

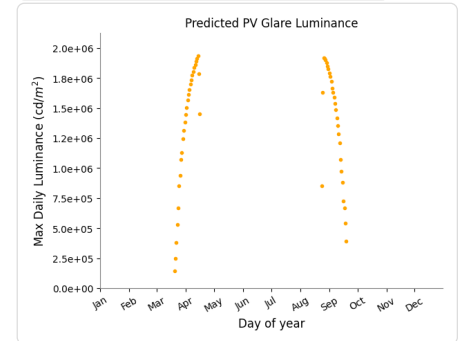
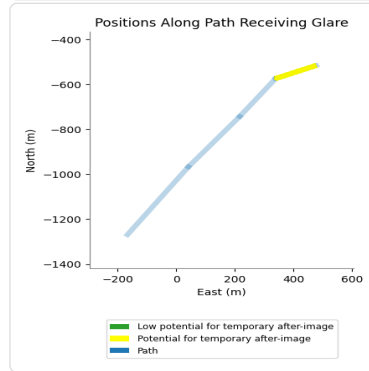
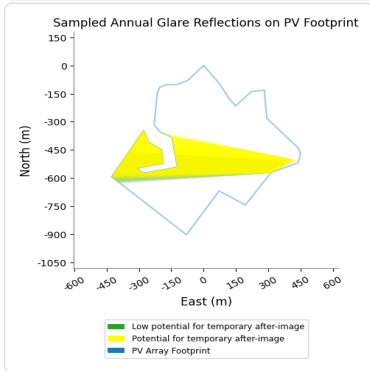
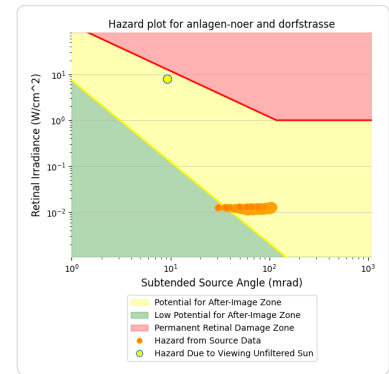
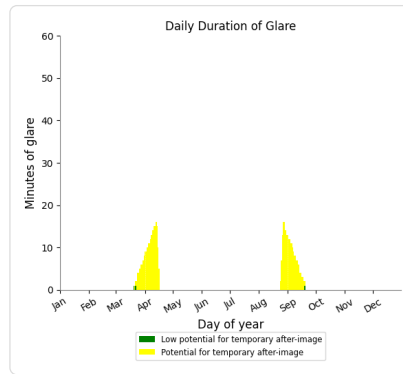
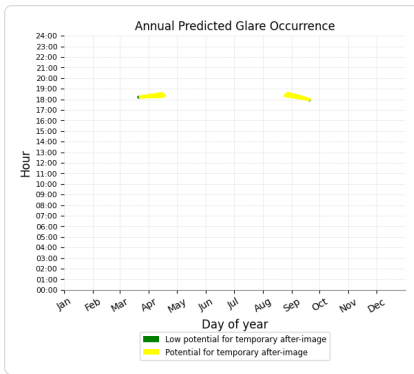
Anlagen noerdlicher Teil: Bahnstrecke von Westen nach Osten

No glare found

Anlagen noerdlicher Teil: Dorfstrasse Nord nach Sued

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

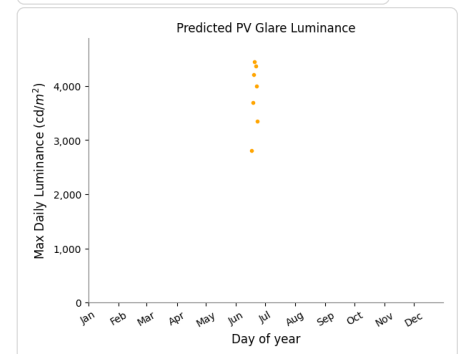
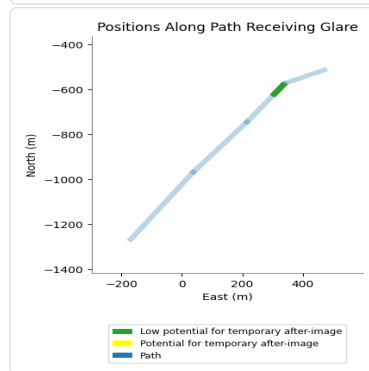
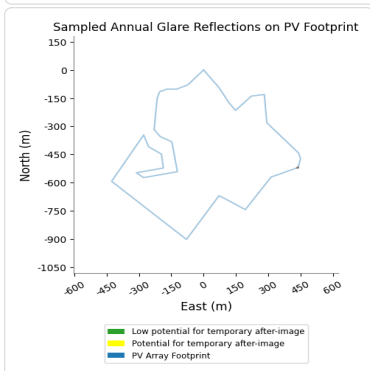
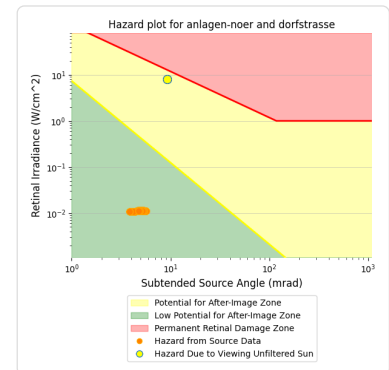
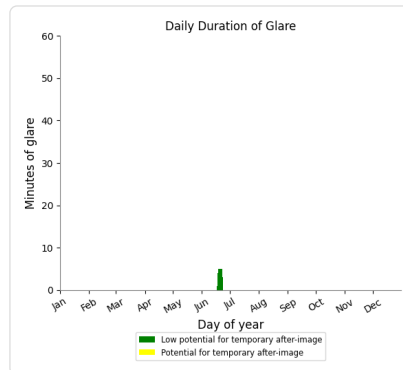
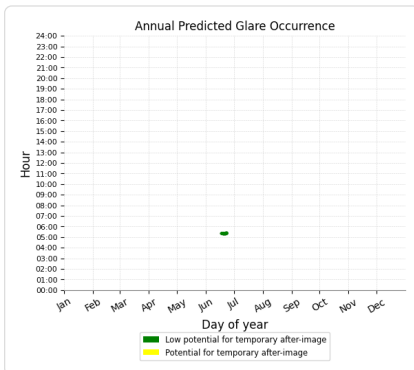
- 3 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 470 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlagen noerdlicher Teil: Dorfstrasse Sued nach Nord

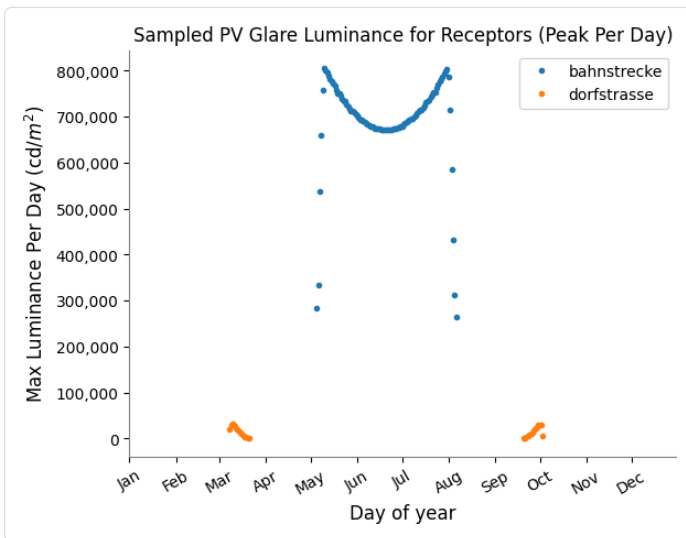
PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 28 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlage suedlicher Teil potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B108 Norden nach Sueden	0	0	0
Route: B108 Sueden nach Norden	0	0	0
Route: Bahnstrecke von Osten nach Westen	2314	3654	804,516
Route: Bahnstrecke von Westen nach Osten	0	0	0
Route: Dorfstrasse Nord nach Sued	301	0	30,886
Route: Dorfstrasse Sued nach Nord	0	0	0



Anlage suedlicher Teil: B108 Norden nach Sueden

No glare found

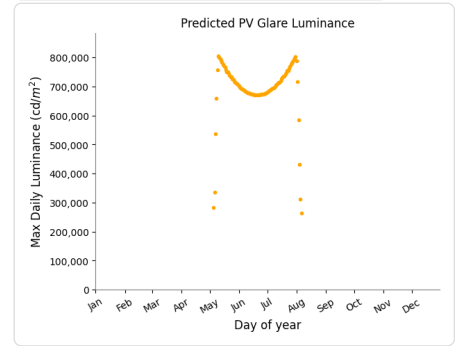
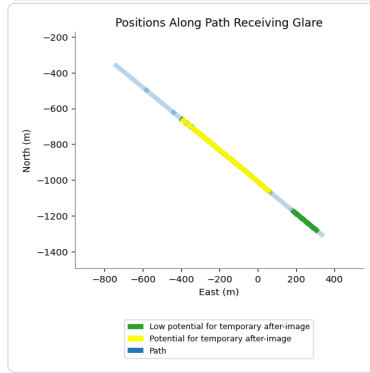
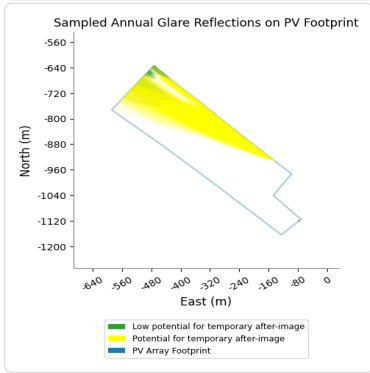
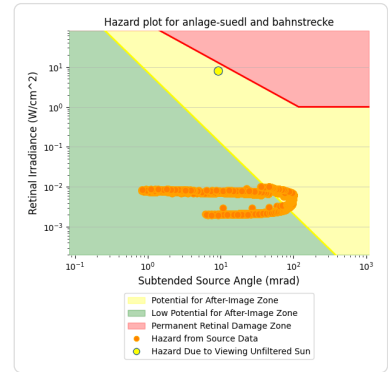
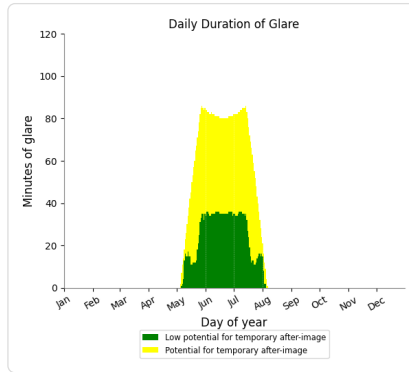
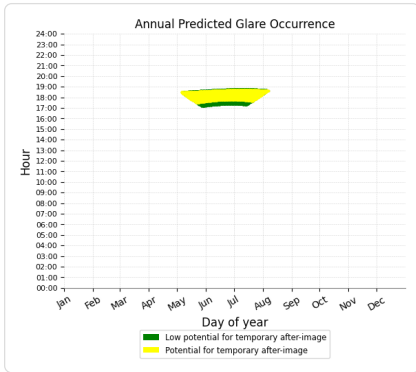
Anlage suedlicher Teil: B108 Sueden nach Norden

No glare found

Anlage suedlicher Teil: Bahnstrecke von Osten nach Westen

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

- 2,314 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,654 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



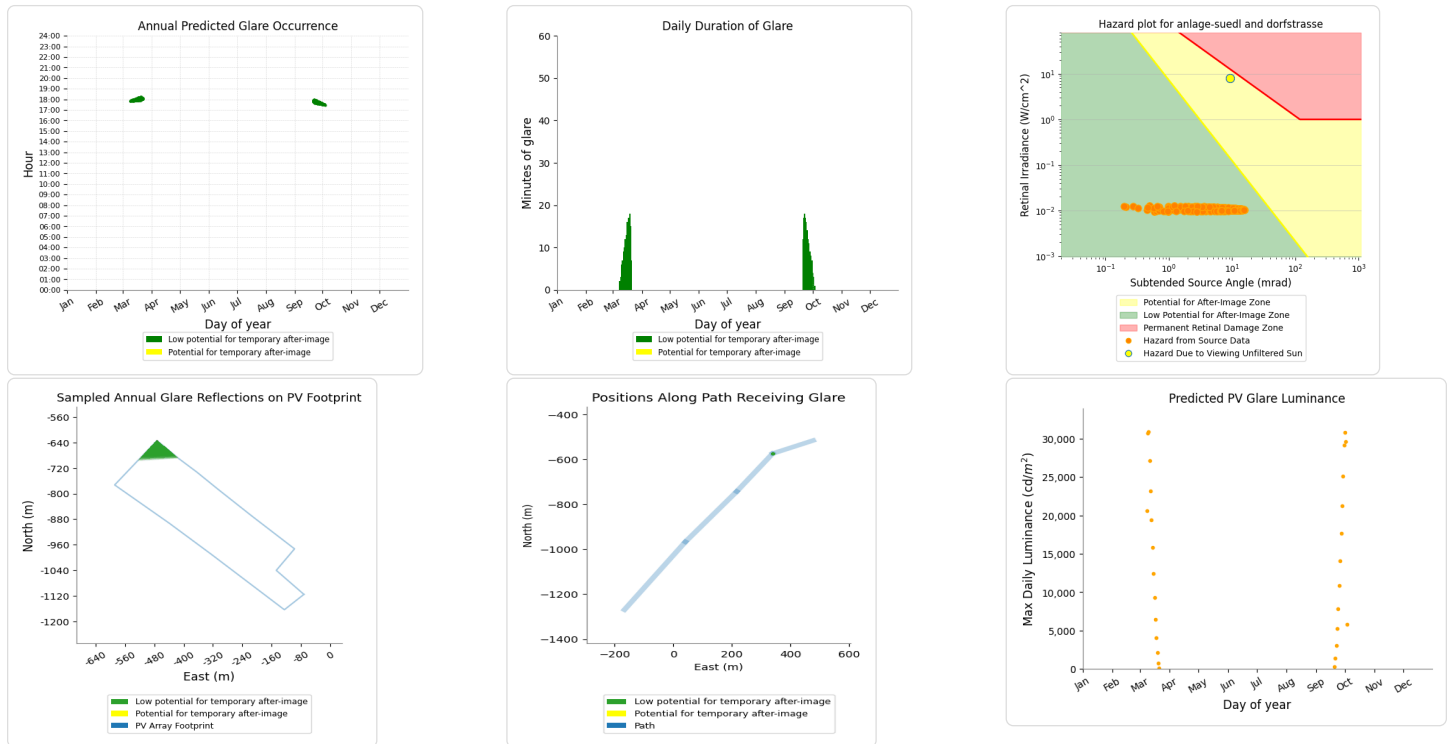
Anlage suedlicher Teil: Bahnstrecke von Westen nach Osten

No glare found

Anlage suedlicher Teil: Dorfstrasse Nord nach Sued

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

- 301 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlage suedlicher Teil: Dorfstrasse Sued nach Nord

No glare found

Assumptions

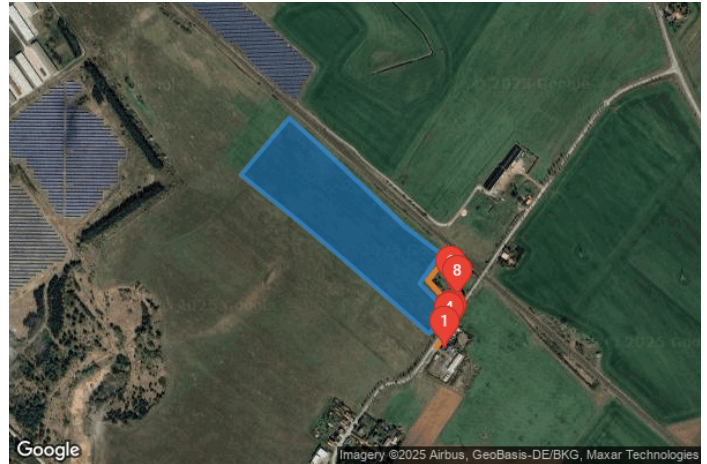
- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not 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.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- 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 combine 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.

PVA Waren

Warenhof Wohnbebauung 1 bis 3

Created Jun 10, 2025
 Updated Jun 10, 2025
 Time-step 1 minute
 Timezone offset UTC1
 Minimum sun altitude 0.0 deg
 Site ID 151476.17805

Project type Advanced
 Project status: active
 Category 500 kW to 1 MW



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

PV Analysis Methodology: **Version 2**
 Enhanced subtended angle calculation: **On**

Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
Anlage suedlicher Teil	18.0	180.0	5,927	1,495	-	292,232

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 91,872 m²

Name: Anlage suedlicher Teil
Footprint area: 91,872 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 180.0 deg

Rated power: -
Panel material: Light textured glass without AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 9.7 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.535848	12.650871	76.03	0.80	76.83
2	53.536523	12.649734	75.64	3.50	79.14
3	53.537187	12.650506	77.43	0.80	78.23
4	53.537786	12.649176	79.53	3.50	83.03
5	53.538769	12.647450	79.85	0.80	80.65
6	53.539611	12.645948	75.68	3.50	79.18
7	53.540184	12.644875	77.76	0.80	78.56
8	53.538927	12.643079	81.53	3.50	85.03
9	53.537852	12.645324	78.00	0.80	78.80
10	53.536985	12.647041	78.96	3.50	82.46
11	53.535416	12.650067	75.13	0.80	75.93

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.535074	12.650668	78.63	2.00	80.63
OP 2	53.535074	12.650668	78.63	5.00	83.63
OP 3	53.535402	12.650840	77.65	2.00	79.65
OP 4	53.535396	12.650835	77.59	5.00	82.59
OP 5	53.535434	12.650947	77.65	2.00	79.65
OP 6	53.536408	12.650895	77.95	2.00	79.95
OP 7	53.536410	12.650898	77.95	5.00	82.95
OP 8	53.536193	12.651131	77.94	2.00	79.94
OP 9	53.536193	12.651131	77.94	5.00	82.94

Obstruction Components

Name: Haus
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.537211	12.650855	78.22
2	53.536593	12.650040	76.47
3	53.535923	12.651048	76.46

Name: Obstruction 3
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.535117	12.650353	76.15
2	53.535453	12.650742	77.04

Name: Obstruction 4
Upper edge height: 5.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.535557	12.650871	77.09
2	53.535686	12.650992	76.96

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh	Peak Luminance cd/m ²	Data File
Anlage suedlicher Teil	18.0	180.0	5,927	1,495	-	292,232	

Distinct glare per month

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

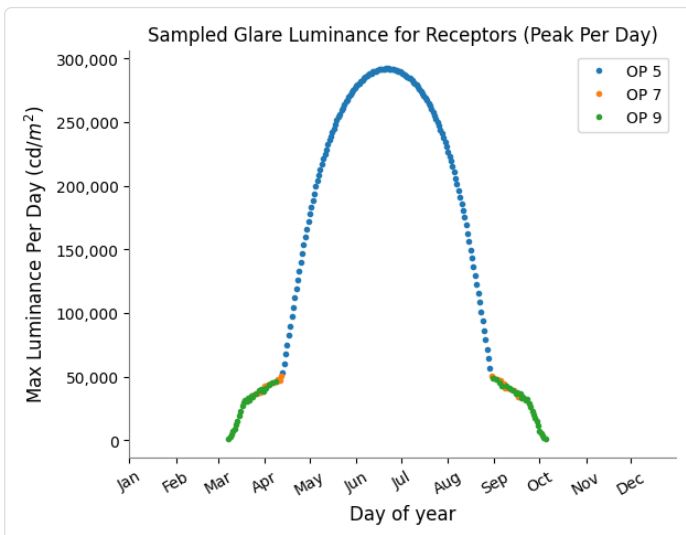
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
anlage-suedl (green)	0	0	171	723	699	493	553	898	320	18	0	0
anlage-suedl (yellow)	0	0	0	0	335	573	531	22	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

Anlage suedlicher Teil potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	0	0	0
OP: OP 2	0	0	0
OP: OP 3	0	0	0
OP: OP 4	652	0	16,884
OP: OP 5	2563	1495	292,232
OP: OP 6	0	0	0
OP: OP 7	1199	0	64,638
OP: OP 8	0	0	0
OP: OP 9	1513	0	66,158



Anlage suedlicher Teil: OP 1

No glare found

Anlage suedlicher Teil: OP 2

No glare found

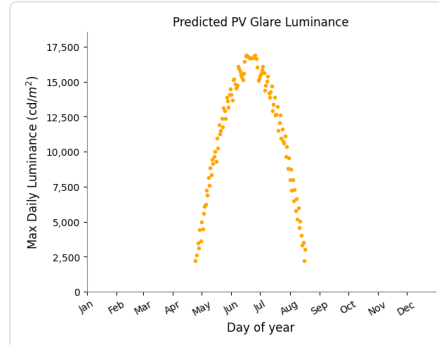
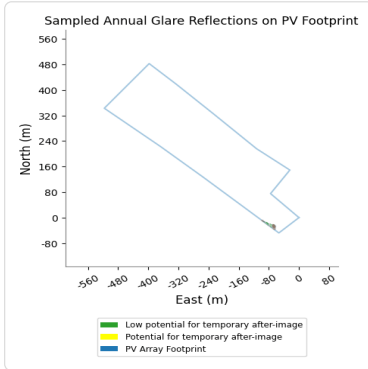
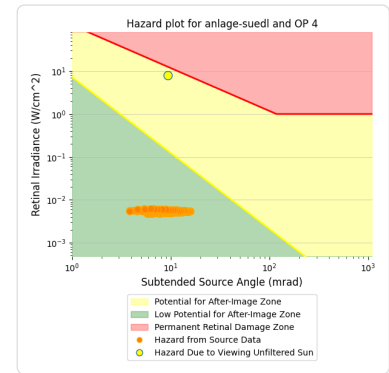
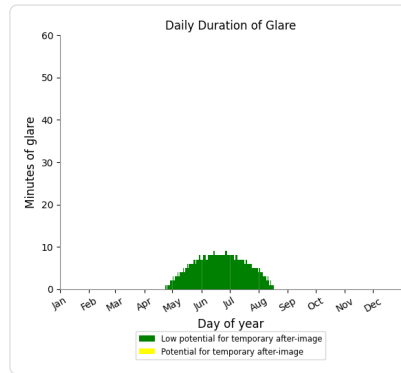
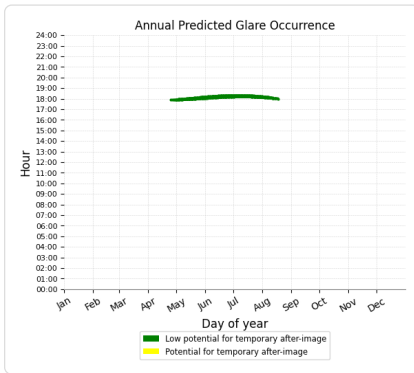
Anlage suedlicher Teil: OP 3

No glare found

Anlage suedlicher Teil: OP 4

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

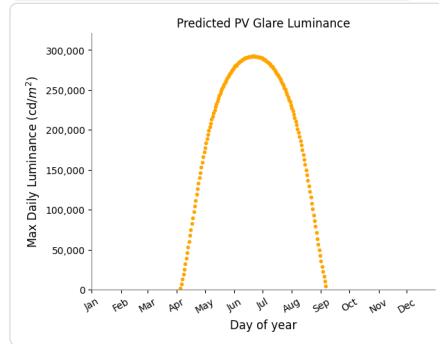
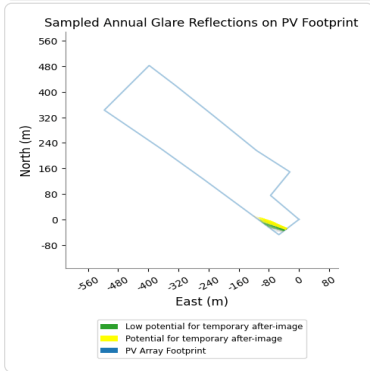
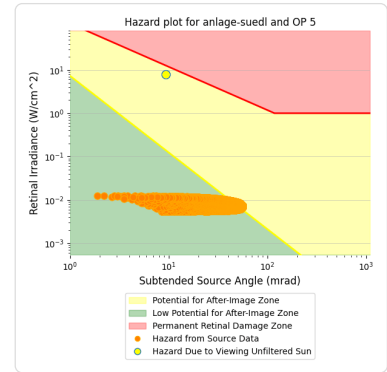
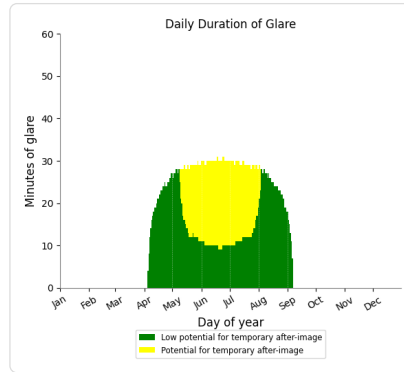
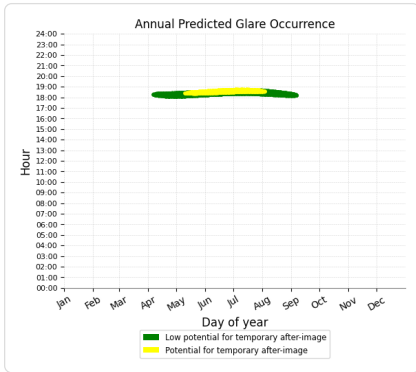
- 652 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlage suedlicher Teil: OP 5

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

- 2,563 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,495 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



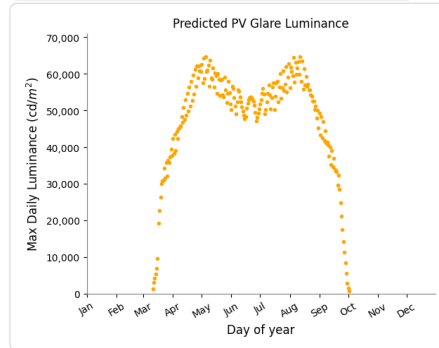
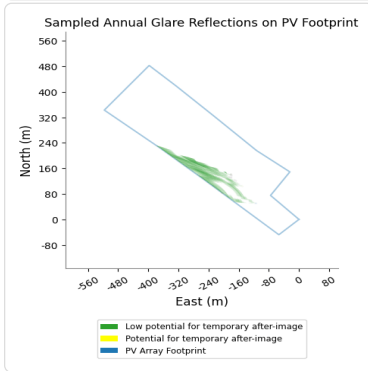
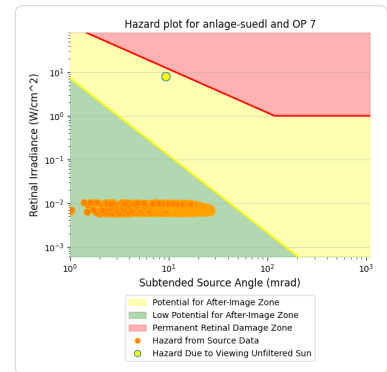
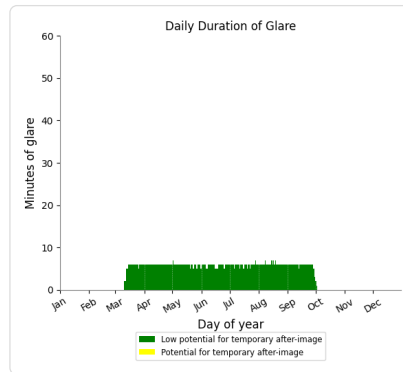
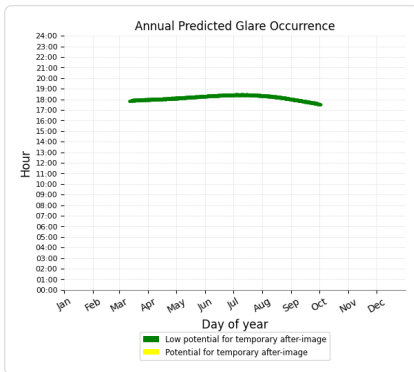
Anlage suedlicher Teil: OP 6

No glare found

Anlage suedlicher Teil: OP 7

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

- 1,199 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



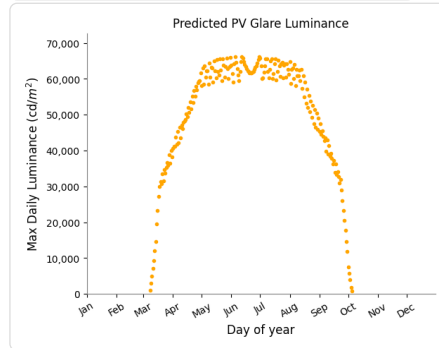
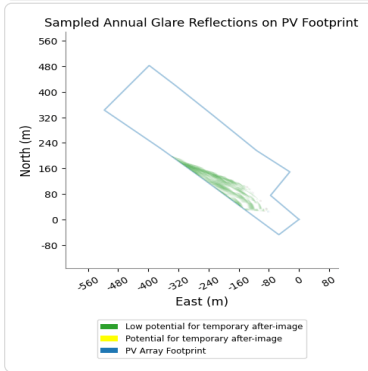
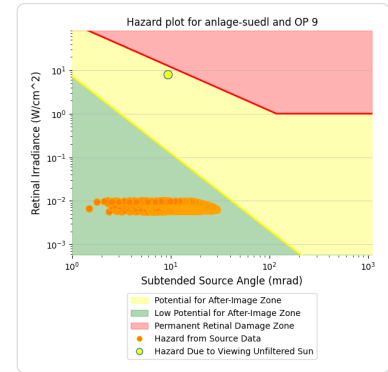
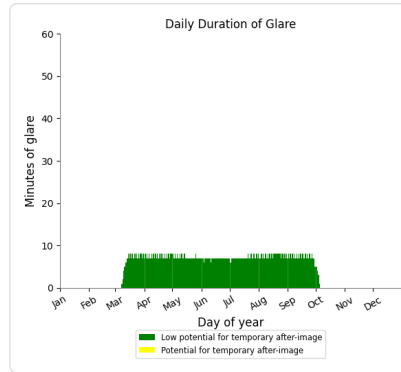
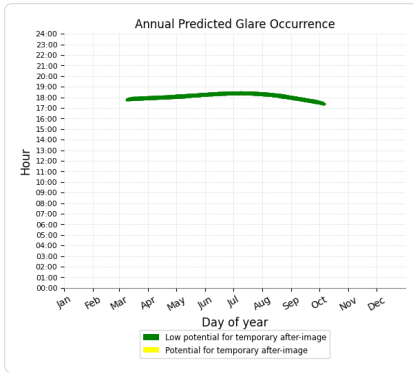
Anlage suedlicher Teil: OP 8

No glare found

Anlage suedlicher Teil: OP 9

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

- 1,513 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

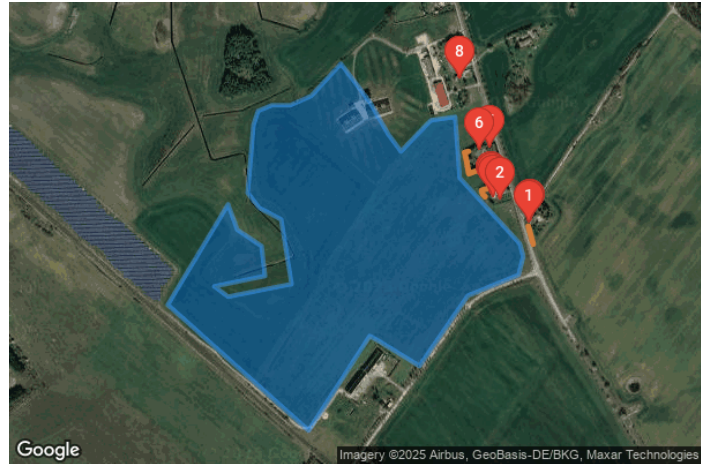
- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not 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.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- 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, no 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.

PVA Waren

Warenhof Wohnbebauung 5 bis 8

Created Jun 10, 2025
 Updated Jun 16, 2025
 Time-step 1 minute
 Timezone offset UTC1
 Minimum sun altitude 0.0 deg
 Site ID 151477.17805

Project type Advanced
 Project status: active
 Category 500 kW to 1 MW



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

PV Analysis Methodology: **Version 2**
 Enhanced subtended angle calculation: **On**

Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Peak Luminance
	deg	deg	min	min	kWh	cd/m ²
Anlagen noerdlicher Teil	18.0	180.0	12,418	6,521	-	367,948

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 389,836 m²

Name: Anlagen noerdlicher Teil

Footprint area: 389,836 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 18.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Rated power: -

Panel material: Light textured glass without AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 9.7 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	53.545871	12.651950	82.63	3.50	86.13
2	53.545030	12.653023	82.97	0.80	83.77
3	53.544316	12.653709	83.45	3.50	86.95
4	53.543933	12.654181	82.47	0.80	83.27
5	53.544622	12.655297	84.17	3.50	87.67
6	53.544698	12.656198	83.46	0.80	84.26
7	53.543347	12.656370	83.34	3.50	86.84
8	53.541893	12.658602	88.68	0.80	89.48
9	53.541613	12.658730	89.54	3.50	93.04
10	53.541205	12.658559	89.58	0.80	90.38
11	53.540746	12.656670	87.78	3.50	91.28
12	53.539190	12.654868	79.52	0.80	80.32
13	53.539726	12.653409	81.39	3.50	84.89
14	53.539854	12.653024	82.57	0.80	83.37
15	53.537763	12.650750	79.92	3.50	83.42
16	53.540543	12.645514	75.31	0.80	76.11
17	53.542761	12.647755	73.34	3.50	76.84
18	53.542200	12.648099	73.47	0.80	74.27
19	53.541843	12.649000	72.79	3.50	76.29
20	53.541180	12.649129	70.65	0.80	71.45
21	53.540951	12.647240	74.21	3.50	77.71
22	53.540721	12.647755	74.23	0.80	75.03
23	53.541002	12.650116	72.32	3.50	75.82
24	53.542430	12.649729	71.90	0.80	72.70
25	53.542685	12.648914	71.51	3.50	75.01
26	53.543016	12.648485	71.67	0.80	72.47
27	53.544521	12.648699	73.92	3.50	77.42
28	53.544827	12.648871	72.34	0.80	73.14
29	53.544954	12.649386	71.98	3.50	75.48
30	53.544954	12.650073	73.08	0.80	73.88
31	53.545158	12.650845	78.68	3.50	82.18

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	53.542349	12.658963	85.62	2.00	87.62
OP 2	53.542867	12.657879	84.33	5.00	89.33
OP 3	53.542903	12.657614	84.31	2.00	86.31
OP 4	53.542948	12.657587	84.22	4.00	88.22
OP 5	53.542981	12.657557	84.10	2.00	86.10
OP 6	53.543964	12.657092	82.42	2.00	84.42
OP 7	53.544002	12.657495	82.13	4.00	86.13
OP 8	53.545536	12.656357	83.26	2.00	85.26
OP 9	53.545539	12.656368	83.23	5.00	88.23
OP 10	53.542368	12.658976	85.71	5.00	90.71

Obstruction Components

Name: Bewuchs
Upper edge height: 7.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.542932	12.657313	84.28
2	53.542992	12.657222	84.29
3	53.543074	12.657184	84.46
4	53.543134	12.657498	84.41
5	53.543228	12.658061	84.35

Name: Bewuchs 7
Upper edge height: 7.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.543671	12.657908	83.35
2	53.543594	12.657543	83.12
3	53.543512	12.657023	82.99
4	53.543441	12.656706	82.73
5	53.543703	12.656631	82.16
6	53.543913	12.656550	82.15
7	53.543935	12.656690	81.75

Name: Hecke
Upper edge height: 2.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	53.541883	12.659098	85.64
2	53.542105	12.658999	85.28
3	53.542282	12.658919	85.26

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/m²	
Anlagen noerdlicher Teil	18.0	180.0	12,418	6,521	-	367,948	

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
anlagen-noer (green)	0	0	43	260	241	395	271	259	133	0	0	0
anlagen-noer (yellow)	0	0	0	188	333	113	240	310	18	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

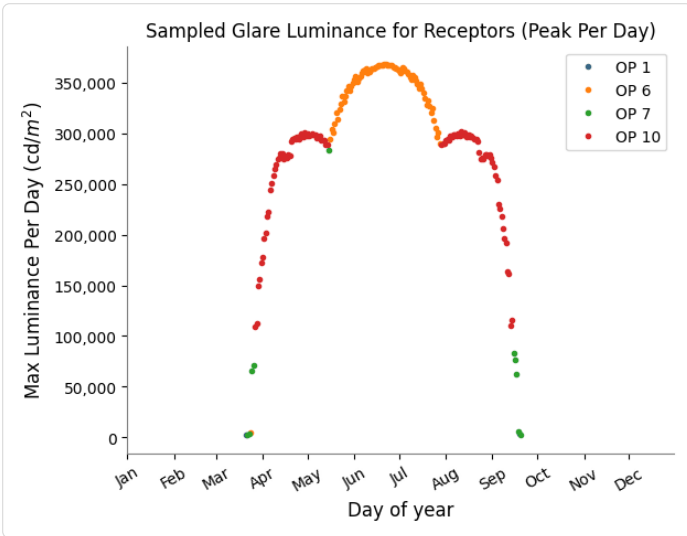
Results for each PV array and receptor

Anlagen noerdlicher Teil potential temporary after-image

Summary of Vertical Surface Glare Analysis

Assumptions

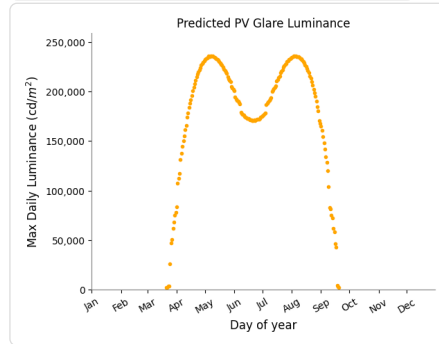
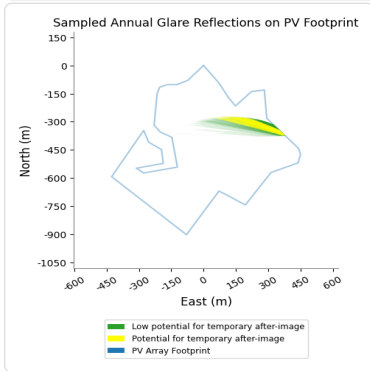
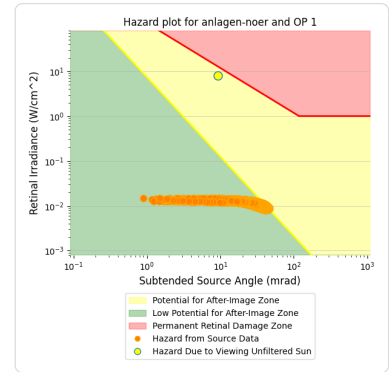
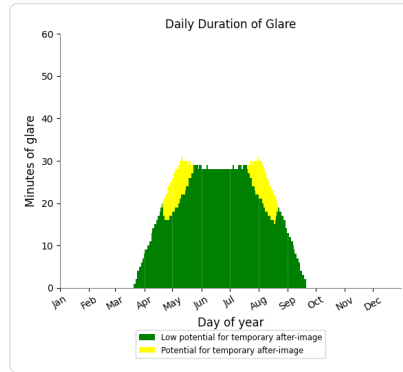
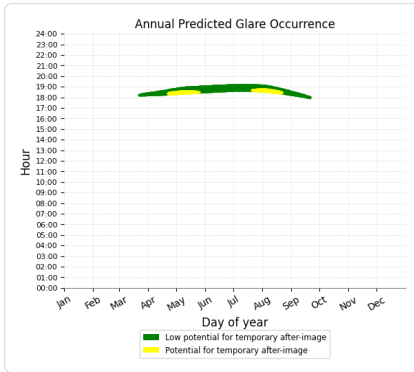
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
OP: OP 1	3594	441	235,578
OP: OP 2	810	0	125,844
OP: OP 3	575	0	29,643
OP: OP 4	0	0	0
OP: OP 5	0	0	0
OP: OP 6	2341	2431	368,485
OP: OP 7	1820	2657	291,929
OP: OP 8	437	0	46,709
OP: OP 9	364	0	34,311
OP: OP 10	2477	992	301,832



Anlagen noerdlicher Teil: OP 1

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

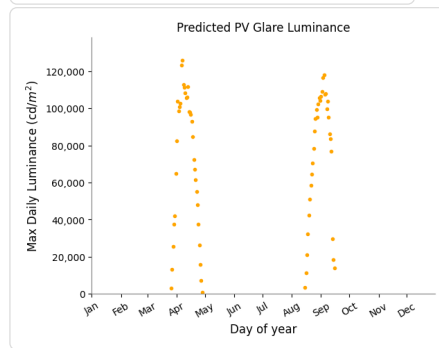
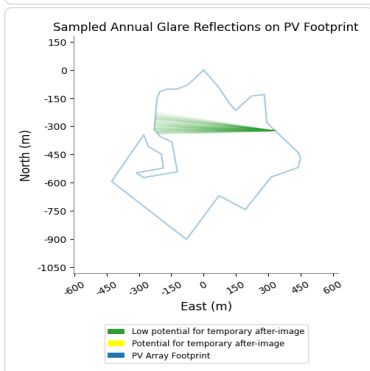
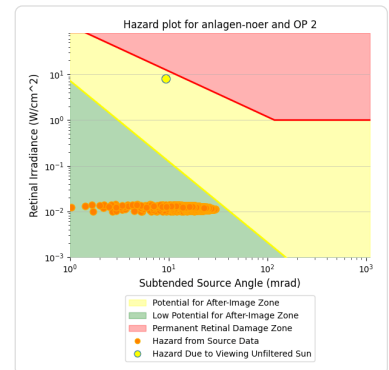
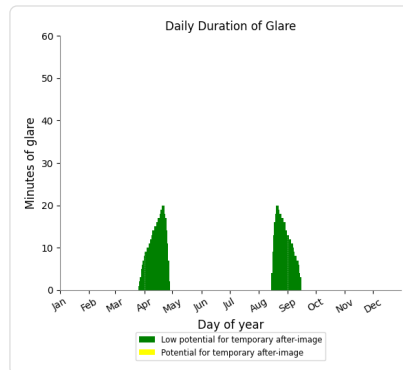
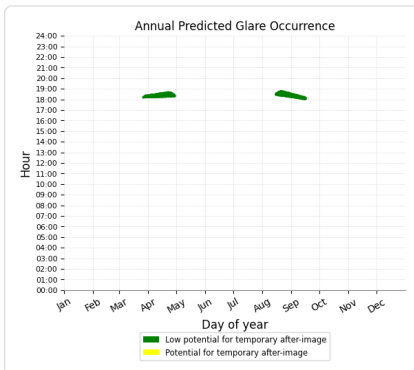
- 3,594 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 441 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlagen noerdlicher Teil: OP 2

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

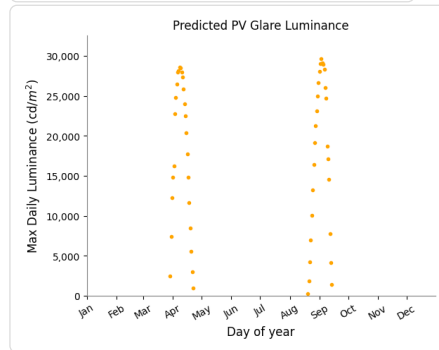
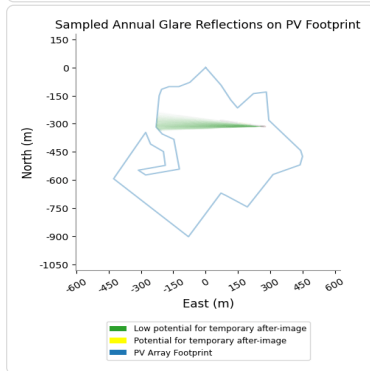
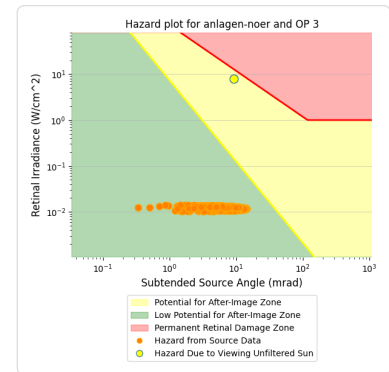
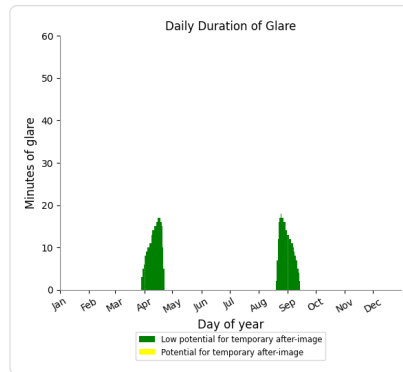
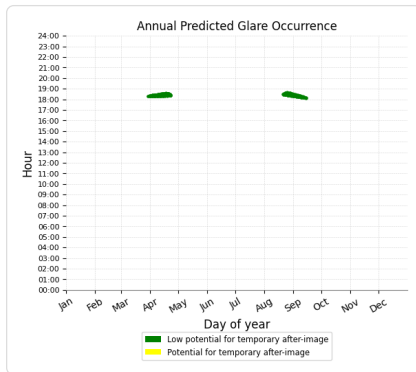
- 810 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlagen noerdlicher Teil: OP 3

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

- 575 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlagen noerdlicher Teil: OP 4

No glare found

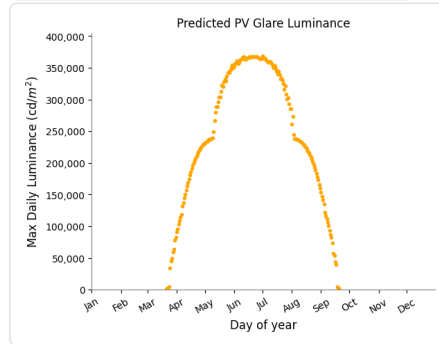
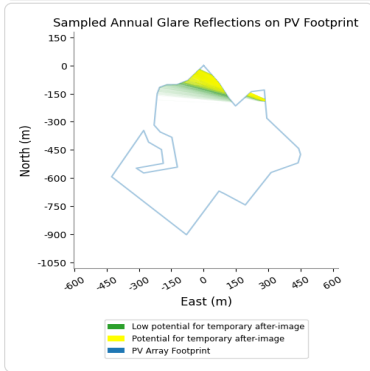
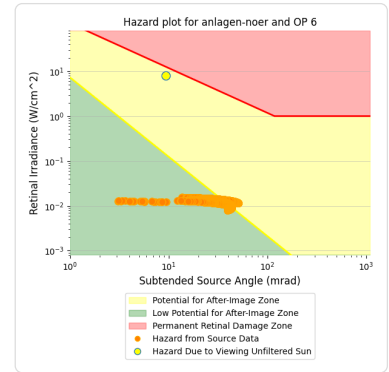
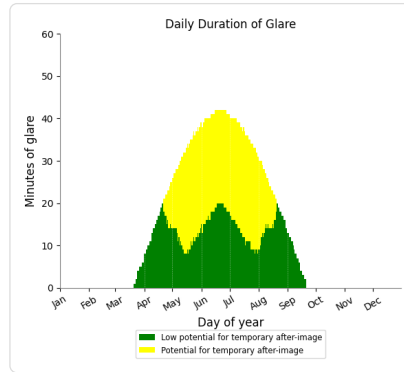
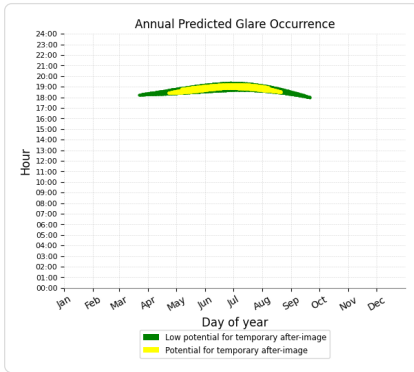
Anlagen noerdlicher Teil: OP 5

No glare found

Anlagen noerdlicher Teil: OP 6

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

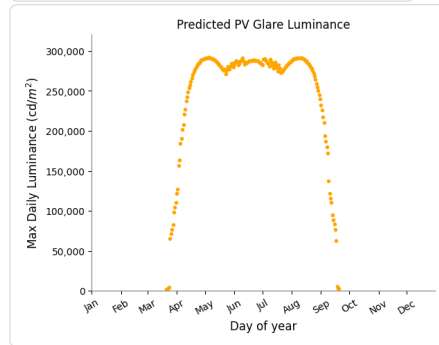
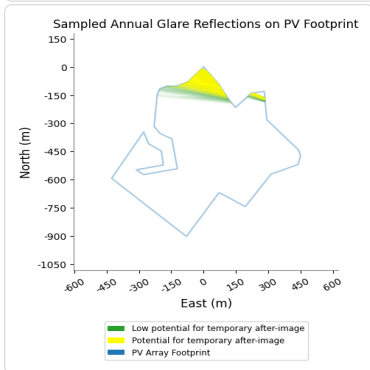
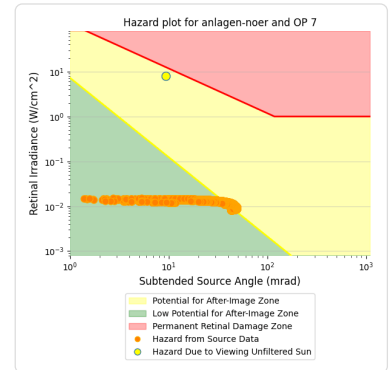
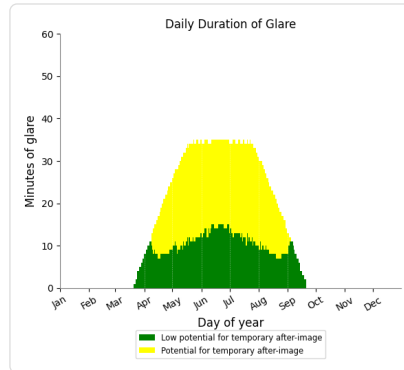
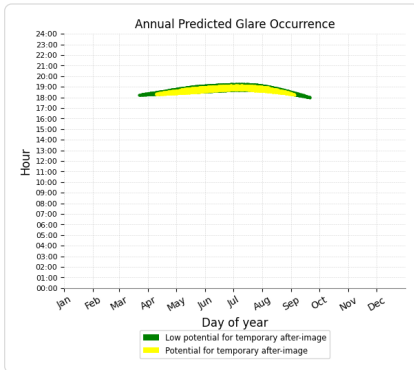
- 2,341 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,431 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlagen noerdlicher Teil: OP 7

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

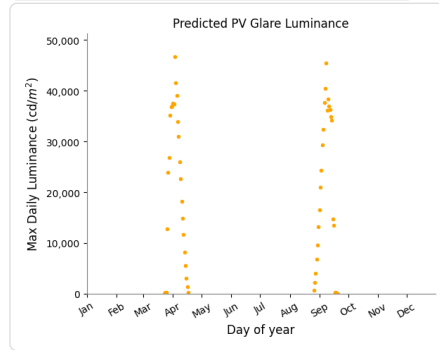
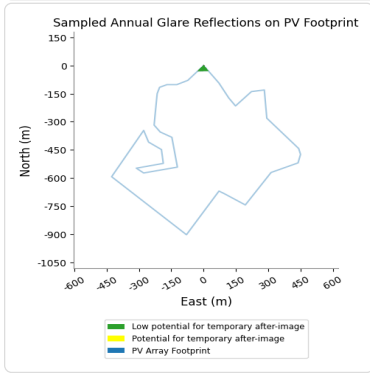
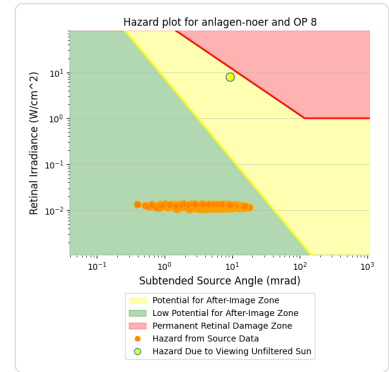
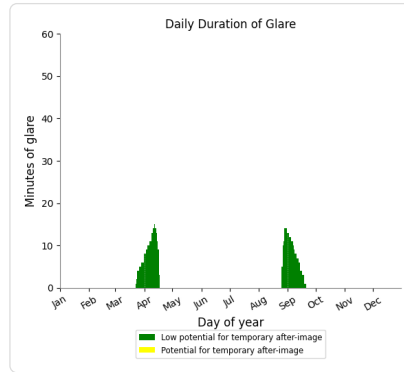
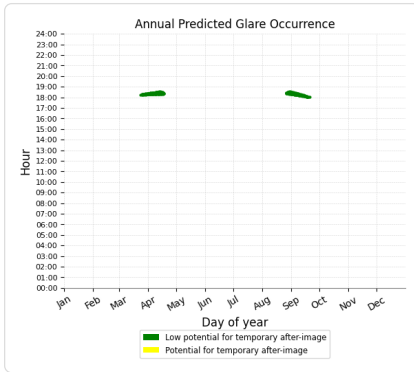
- 1,820 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,657 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlagen noerdlicher Teil: OP 8

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

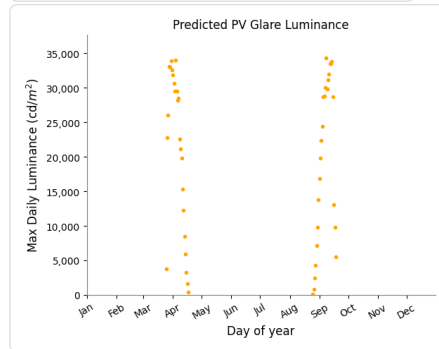
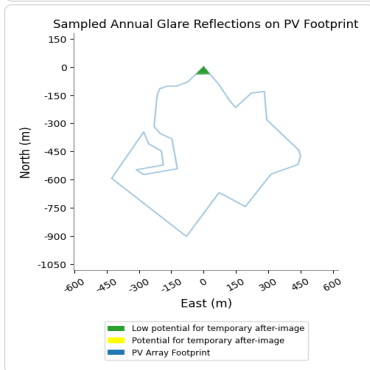
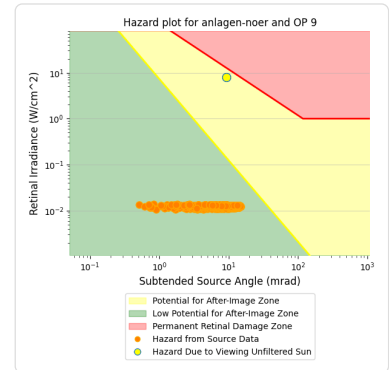
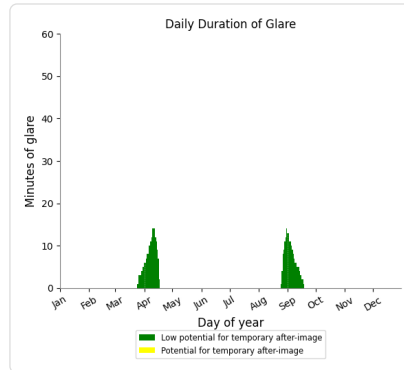
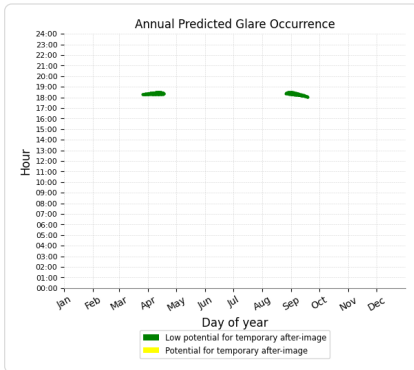
- 437 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlagen noerdlicher Teil: OP 9

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

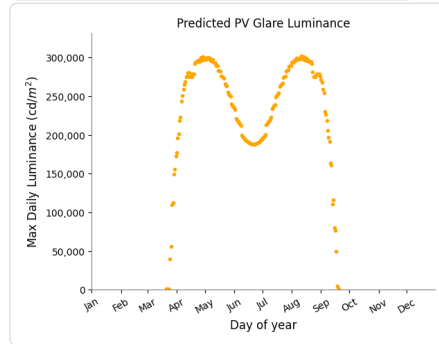
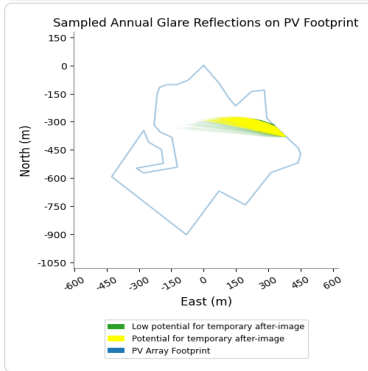
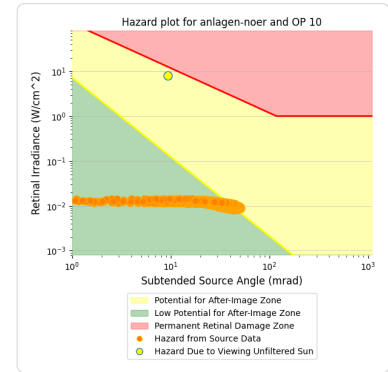
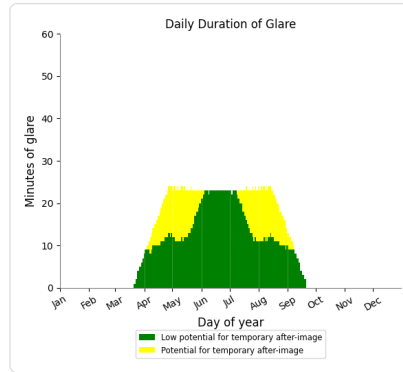
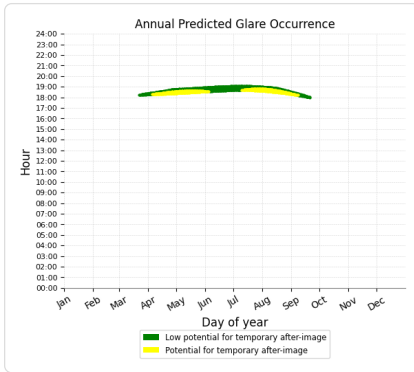
- 364 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Anlagen noerdlicher Teil: OP 10

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

- 2,477 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 992 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



- 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.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- 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, no 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.