

Blendgutachten

Photovoltaikanlage bei Peißenberg



Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: BayernAtlas

Flächen Flurstücke 1491, 1491/4, 1492 Gemarkung Peißenberg, Flurstück 967 Gemarkung Polling

Immissionsorte B472

Vorhabenträger **Sonnenwiese Peißenberg GmbH**
Ludwigstraße 63
82380 Peißenberg

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


Philipp Saffe
M. Sc. Geoökologie



Ihr unabhängiger Dienstleister für Erneuerbare
Energien seit 2009


Sascha Sebald
Geschäftsführer

28.09.2023

Inhaltsverzeichnis

1. Fragestellung	3
1.1. Anlass	3
1.2. Fazit	3
2. Grundlagen	4
2.1. Situation vor Ort	4
2.2. Reflexionsgesetz	4
2.3. Bewertungsbasis	5
2.4. Haftungshinweise	6
2.5. Herangehensweise	6
3. Untersuchung	8
3.1. Gefährdungsbereich	8
3.2. Einsehbarkeit und Sichtbeziehung	8
3.3. Grad der Beeinträchtigung	9
3.4. Einordnung der Blendung	10
3.5. Bewertung anhand der LAI-Richtlinie	13
3.6. Ergebnisauswertung ohne Zaun	15
3.6 Simulation mit einem 3,5m hohen Sichthindernis	17
3.7 Einhaltung der LAI-Richtlinie	17
3.8 Ergebnisauswertung mit Blendschutzzaun	18
3.9 Reduzierung der Neigungswinkel	19
4. Anlagen	19

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: BayernAtlas	1
Abbildung 2 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia	4
Abbildung 3 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia	7
Abbildung 4 - Lage der Immissionsorte im Verhältnis zur geplanten Anlage - Quelle: BayernAtlas	8
Abbildung 5 - Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle: SunOrb	9
Abbildung 6 - Simulation Peissenberg - Quelle: ForgeSolar	10
Abbildung 7 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar	11
Abbildung 8 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle: ForgeSolar	11
Abbildung 9 - Helligkeit in cd/m ²	12
Abbildung 10 - Intensität der Blendung – Quelle: ForgeSolar	13
Abbildung 11 - Teil der Anlage, der Fahrer der B472 von Osten kommend blendet - Quelle: ForgeSolar	15

Abbildung 12 - Teil der Anlage, der Fahrer der B472 von Westen kommend blendet – Quelle: ForgeSolar	16
Abbildung 13 - Geblendeter Teil der B472 von Osten kommend - Quelle ForgeSolar.....	16
Abbildung 14 - Geblendeter Teil der B472 von Osten kommend - Quelle ForgeSolar.....	17
Abbildung 15 - Simulationsaufbau mit Blendschutzzaun - Quelle: ForgeSolar	18
Abbildung 16 - Standort des Zaunes - Quelle: ForgeSolar	19

1. Fragestellung

1.1. Anlass

Bei Peißenberg soll eine Agri-PV-Anlage errichtet werden. Im Zuge des Genehmigungsverfahrens kam die Frage auf, ob die etwas südöstlich vorbeilaufende B472 einer Blendung ausgesetzt wird. Daher wurde vom Auftraggeber ein Blendgutachten in Auftrag gegeben, um das Thema Blendung für möglichst alle Parteien zufriedenstellend zu behandeln.

Dies ist Anlass und Inhalt des Gutachtens.

1.2. Fazit

Ohne Blendungsreduzierende Maßnahmen wird ein geringer Teil der B472 in beiden Richtungen geblendet. Die Blendung kann reduziert werden, indem man einen Blendschutzzaun oder alternativ Heckenbepflanzung im südlichen Bereich der Anlage anbringt. Um eine Reduzierung der Blendung innerhalb der LAI-Lichtschutzrichtlinie zu erhalten, wäre eine Höhe von 4,7m notwendig. Aber auch schon ein etwa 3,5m hoher Sichtschutz reduziert die Blendung so weit, dass es als vertretbar angesehen wird. Eine weitere Möglichkeit wäre, die Ausrichtung der Module von 20° auf 15° zu reduzieren. In Kombination mit einem 2m hohen Sichthindernis würde dies auch ausreichen, um die LAI-Richtlinie einzuhalten. Hierbei ist hervorzuheben, dass die Blendung in allen Fällen nur von Mitte März bis Ende September auftritt. Damit können auch entsprechende Bepflanzungen als Sichthindernis wirken.

Tabelle 1: Übersicht der Immissionsorte

Immissionsort	Simuliertes Blendpotential	Vereinbarkeit mit der LAI-Richtlinie	Gefährdungspotential
B472 von Westen kommend	mäßig	nein	gering
B472 von Osten kommend	mäßig	nein	gering
B472 von Westen kommend (mit 3,5m hohen Sichthindernis)	mäßig	nein	gering
B472 von Osten kommend (mit 3,5m hohen Sichthindernis)	mäßig	nein	gering

B472 von Westen kommend (mit 4,7m hohen Sichthindernis)	gering	ja	gering
B472 von Osten kommend (mit 4,7m hohen Sichthindernis)	gering	ja	gering
B472 von Westen kommend (mit 2m hohen Sichthindernis und 15° Neigung)	gering	ja	gering
B472 von Osten kommend (mit 2m hohen Sichthindernis und 15° Neigung)	gering	ja	gering

2. Grundlagen

2.1. Situation vor Ort

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

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 4,6 m, die Modulunterkante soll 2,1m über dem Boden verlaufen. Zusätzlich beträgt die Tischneigung 20°.

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.

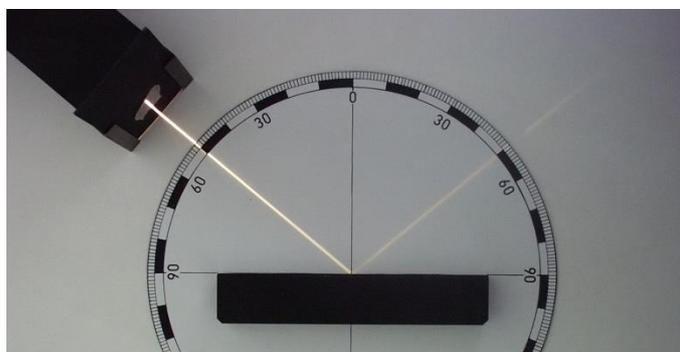


Abbildung 2 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia

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 Reflektion 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 Sonneinfallwinkel 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 Reflektion 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

- Zu nördlichen und direkt südlich gelegenen Orten ist nur in Sonderfällen Reflektionen durch Modulneigung und Ausrichtung möglich
- die Summe der maximal möglichen astronomischen Blenddauer unter Berücksichtigung umliegender Anlagen über 30 Minuten am Tag oder 30 Stunden (1.800 Minuten) pro Jahr beträgt
 - Eindeutige Beeinträchtigung
- es sich um eine zusätzliche Blendung handelt
 - 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.

2.4. 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.

2.5. 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
- Ausrichtung und Winkel der Module wurden in Absprache mit dem Auftraggeber mit 180° in den Süden (0° stellt Norden dar, es wird im Uhrzeigersinn gezählt), sowie 20° Neigung angenommen.

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.

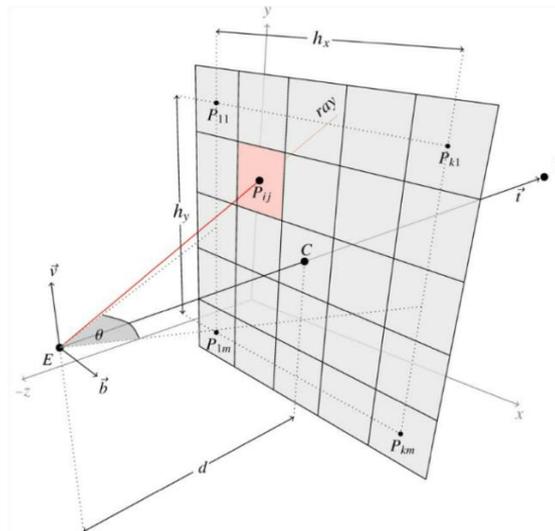


Abbildung 3 - Backward Ray Tracing - Quelle: Wikipedia

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. 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 nicht mehr als relevant zu betrachten. Im vorliegenden Fall ist im Umkreis von 100m auf jeden Fall die B472 betroffen.

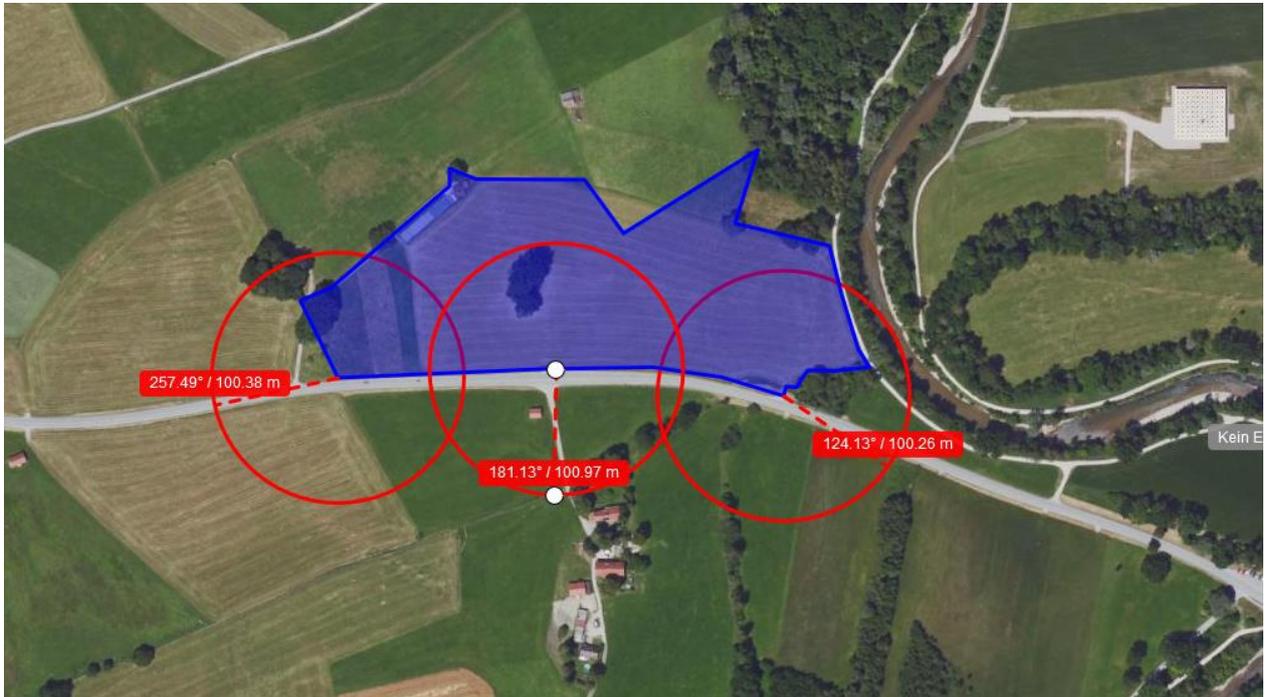


Abbildung 4 - Lage der Immissionsorte im Verhältnis zur geplanten Anlage - Quelle: BayernAtlas

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 582 und 572 m über NN, die B472 etwa bei zwischen 583 und 571m über NN. Somit ist hier festzustellen, dass die B472 sich in etwa auf der Höhe der Anlage befindet. Allerdings ist es so, dass sich die Anlage und auch die Straße von Westen nach Osten hin absenkt. Damit fährt ein Autofahrer von Osten kommen auf eine Anhöhe zu. In Kombination mit den sehr hohen Modulhöhen wird hier eine Art künstlicher Hügel aus Solarmodulen geschaffen, der schwer zu übersehen ist. Es wird in jedem Fall zumindest ein Teil der Anlage von einem von Osten kommenden Fahrer gesehen, so dass es zu einer Blendung kommen kann.



Abbildung 6 - Simulation Peissenberg - Quelle: ForgeSolar

Die Abbildung 6 zeigt den Simulationsaufbau. Die blaue Fläche ist die geplante Anlage, die türkise Strecken die B472. Die ockerfarbenen Linien sind eine Baumgruppe in der Mitte der Anlage, sowie eine östlich gelegene Heckenstruktur. Für die B472 wurden Höhen zwischen 1,5 und 2,5m angenommen um auch Fahrer von LKW oder Bussen zu berücksichtigen.

Tabelle 2: Auftretende Blendung – Quelle: ForgeSolar

PV Anlage potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B472 von Osten kommend	1658	3473	1,779,376
Route: B472 von Westen kommend	317	4950	1,975,974

Wie in Tabelle 2 zu sehen ist, wird für beide Strecken der B472 eine leichte Blendung simuliert, welche sich auf den ersten Blick über den von der LAI geforderten Grenzen von 1800 Minuten im Jahr befindet.

3.4 Einordnung der Blendung

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. Ob es sich um eine zusätzliche Blendung laut LAI-Richtlinie handelt, wird im Folgenden behandelt. Die tägliche Dauer der Blendung ist weniger als 30 Minuten am Tag und damit deutlich innerhalb der geforderten 30 Minuten. Allerdings wird die Gesamtdauer von 1800 Minuten überschritten. Exemplarisch wird hier die von Westen kommende B472 betrachtet, da diese die höhere Blendung aufweist.

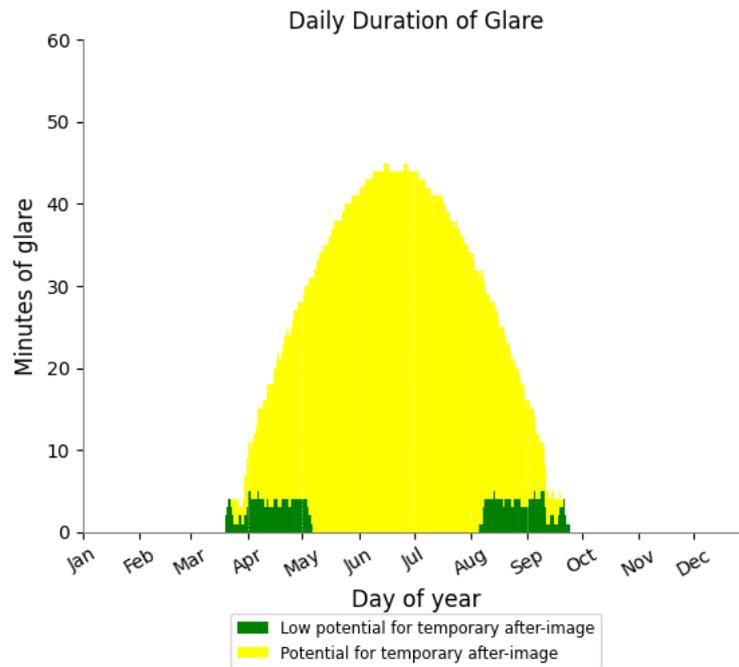


Abbildung 7 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar

Der Zeitpunkt der Blendung liegt hierbei ausschließlich in den Abendstunden.

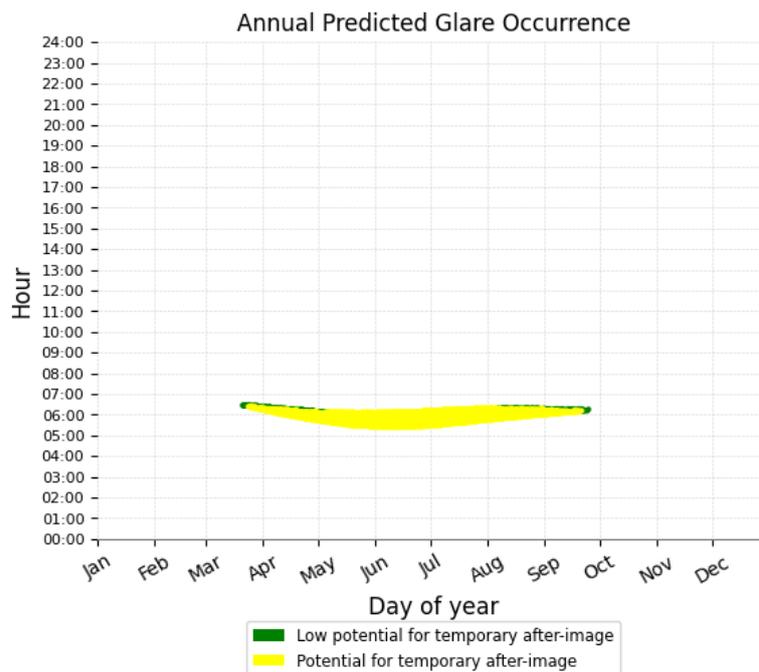


Abbildung 8 - Zeitpunkt der Blendung - Quelle: ForgeSolar

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 gibt hier die Werte in cd/m² aus, welche ausschnittsweise in Abbildung 9 abgebildet werden. Insgesamt ist es hier so, dass die Werte über der Grenze von 100000 cd/m² liegen und damit nicht vernachlässigbar sind.

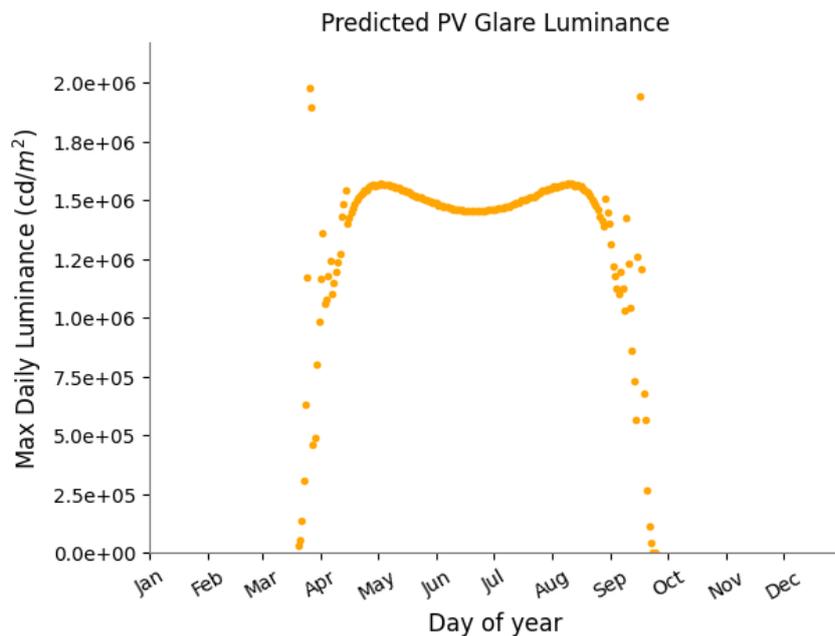


Abbildung 9 - Helligkeit in cd/m²

Green Glare bedeutet das eine dauerhafte Beeinträchtigung der Retina unwahrscheinlich ist, und es nur als eine Art helles Aufblitzen wahrgenommen wird. Bei yellow glare kann es passieren, dass beim Schließen der Augen ein Nachbild in Form eines hellen Punktes auf der Retina wahrgenommen wird, was vor allem beim Autofahren zu einer Beeinträchtigung führen kann. Abbildung 10 zeigt die Intensität sowie die zu erwartende Größe der Blendung.

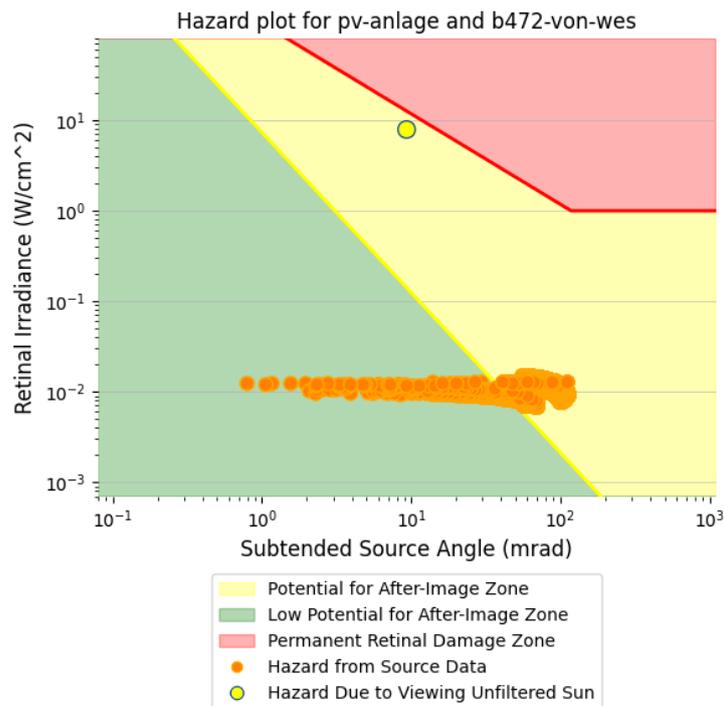


Abbildung 10 - Intensität der Blendung – Quelle: ForgeSolar

Der angegebene Einfallswinkel (subtended source angle) wird hier in Milliradian angegeben. Er liegt zwischen 5 und 100 Milliradian, mit einer deutlichen Ballung zwischen 80 und 100 mrad was 0,06° bis 5,7° entspricht, mit Hinblick auf die Ballung also etwa 4°.

Im ungünstigsten Fall beträgt der Abstand von der Anlage von der B472 etwa 40 Meter. Nimmt man diesen Abstand an, so kann man mit Hilfe der Formel für Sichtfenster $\tan(v) = S/D$ umgestellt nach $D = S * \tan(V)$ die Größe berechnen, die als Blendung wahrgenommen wird. Mit $V = 4^\circ$ und S 40m würde ein Beobachter die Blendung als etwa 3,4m großes Feld im Abstand von 40m wahrnehmen. Wie in Abbildung 10 zu sehen ist, Ballen sich die Punkte, so dass davon ausgegangen werden kann, dass ein Beobachter gleichzeitig mehrere dieser Störfelder in seinem Sichtfeld wahrnimmt.

3.5 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.“¹

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

¹ Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI)

die von ForgeSolar gelieferten Daten ausgewertet werden. Die Liste mit den Daten wird dem Auftraggeber digital bereitgestellt.

Insgesamt wurden 5267 Datensätze für die Strecke von Westen kommend und 5131 für die Strecke von Osten kommend vom Programm bereitgestellt. Dies entspricht einem Datensatz pro simulierter Minute Blendung. Filtert man diese nach den entsprechenden Winkeln, so befinden sich von 5131 noch 2061 und von den 5267 noch 1809 Datensätze in Winkelverhältnissen, die laut LAI nicht ignoriert werden können. Damit liegen beide Strecken oberhalb der LAI-Richtlinie.

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

	Sun / module incidence angle (deg)
2023-03-29 06:19:00	89,5
2023-03-30 06:18:00	89,5
2023-03-31 06:17:00	89,5
2023-03-31 06:18:00	89,3
2023-04-01 06:16:00	89,5
2023-04-01 06:17:00	89,2
2023-04-02 06:14:00	89,4
2023-04-02 06:15:00	89,2
2023-04-03 06:13:00	89,4
2023-04-03 06:14:00	89,2
2023-04-03 06:15:00	89
2023-04-04 06:12:00	89,4
2023-04-04 06:13:00	89,2
2023-04-04 06:14:00	89
2023-04-05 06:10:00	89,4
2023-04-05 06:11:00	89,2
2023-04-05 06:12:00	89
2023-04-05 06:13:00	88,8
2023-04-06 06:09:00	89,4
2023-04-06 06:10:00	89,2
2023-04-06 06:11:00	89
2023-04-06 06:12:00	88,8
2023-04-07 06:08:00	89,4
2023-04-07 06:09:00	89,2
2023-04-07 06:10:00	89
2023-04-07 06:11:00	88,8
2023-04-07 06:12:00	88,6

3.6. Ergebnisauswertung ohne Zaun

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass es unter den idealisierten Annahmen der LAI-Richtlinie zu einer Blendung der Strecke B472 kommen kann, welche oberhalb der LAI-Richtlinie liegt. Abbildung 11 und 12 zeigen die Teile der Anlagen, die geringfügig und kurzzeitig blenden. Abbildung 13 und 14 zeigen den Bereich der B472, welcher geringfügig beeinträchtigt wird und von einem Fahrer in etwa einer Sekunde durchfahren wird. Aufgrund der speziellen Bauweise der Anlage, welche besonders hoch ist, ist hier fraglich, ob ein Sichthindernis verhältnismäßig ist, da die LAI zwar überschritten wird, aber die punktuelle Blendung hier sehr schnell gekreuzt wird. Eventuell könnte man hier mit Warnschildern arbeiten, bis die sowieso geplante Hecke ausgewachsen ist.

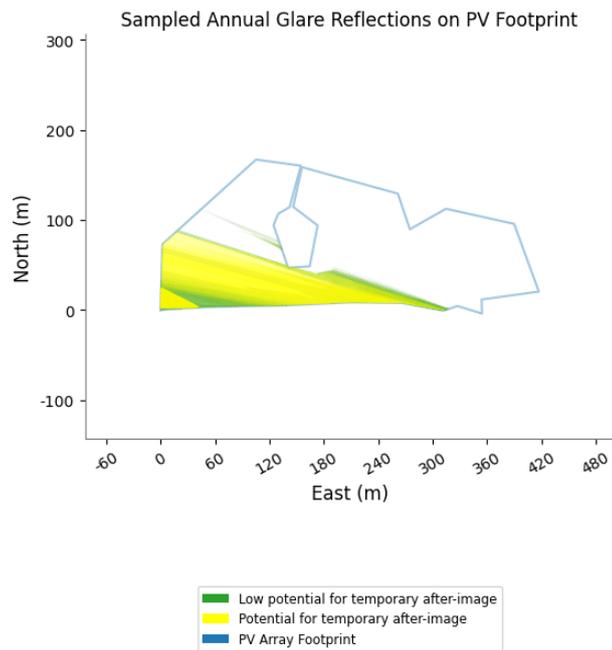


Abbildung 11 - Teil der Anlage, der Fahrer der B472 von Osten kommend blendet - Quelle: ForgeSolar

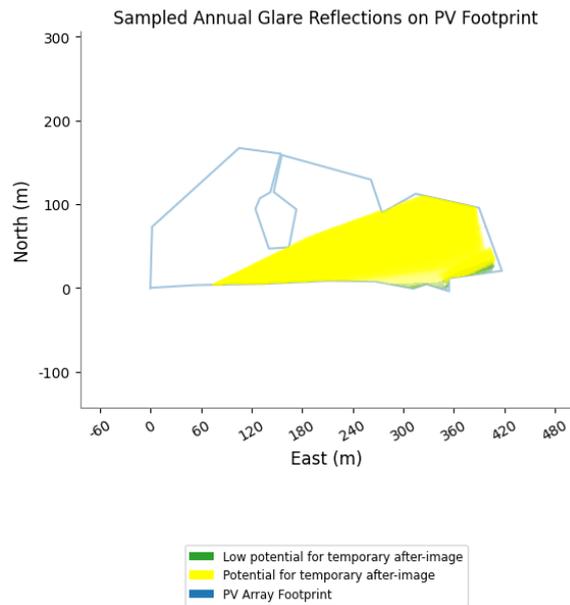


Abbildung 12 - Teil der Anlage, der Fahrer der B472 von Westen kommend blendet – Quelle: ForgeSolar

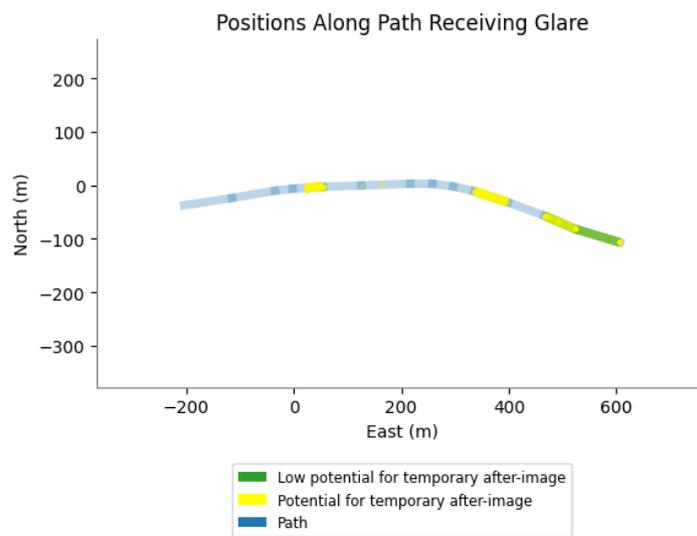


Abbildung 13 - Geblendeter Teil der B472 von Osten kommend - Quelle ForgeSolar

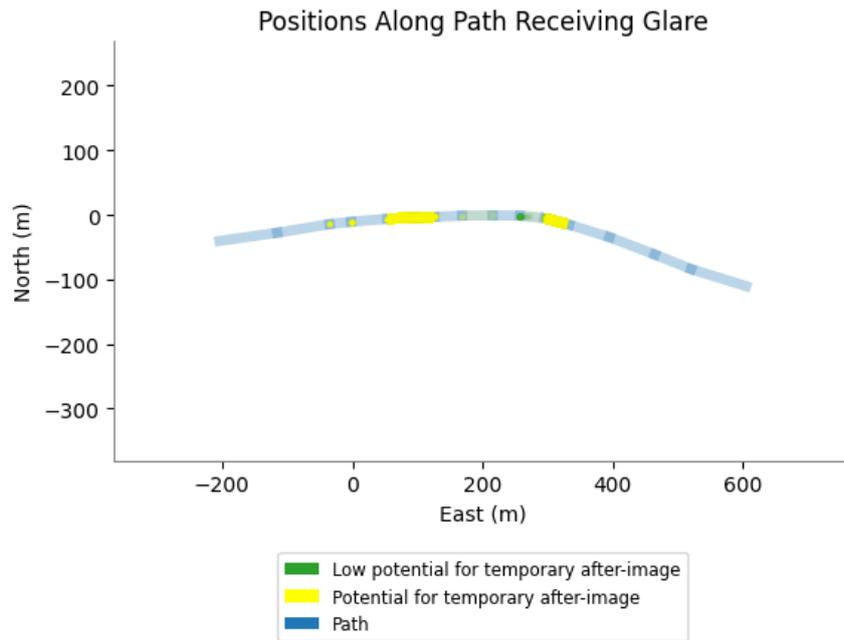


Abbildung 14 - Geblendeter Teil der B472 von Osten kommend - Quelle ForgeSolar

3.6 Simulation mit einem 3,5m hohen Sichthindernis

Simuliert man mit einem Sichtschutz, so reduziert sich die Blendung etwas, aber hauptsächlich wird die Blendintensität geringer. Dies liegt an der Hanglage, die auch bei einem so hohen Sichtschutz trotzdem ein Abschirmen der Anlage schwer bis unmöglich macht. Lediglich ein Teil der direkten Strahlung wird abgefangen.

Tabelle 4 - Dauer der Blendung in Minuten - Quelle: ForgeSolar

PV Anlage potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B472 von Osten kommend	4185	911	912,304
Route: B472 von Westen kommend	4509	664	291,501

Wie im Vergleich zu Tabelle 2 zu sehen ist, ist die Dauer des yellow glares deutlich reduziert. Auch hier kann man wieder mit Blick auf die Winkelverhältnisse eine gewisse Blendungsdauer abziehen, bei der die Sonne laut LAI-Richtlinie ohnehin stärker blendet. Im Fall der Route von Osten nach Westen sind es 2046 Minuten die nicht in den von der LAI geforderten Winkelverhältnissen stehen, von Westen nach Osten 1809. Trotzdem ist es durch die deutlich reduzierte Blendintensität hier so, dass diese Werte als vertretbar angesehen werden. Dies müssen aber die zuständigen Behörden beurteilen.

3.7 Einhaltung der LAI-Richtlinie

Für den Fall, dass die LAI-Richtlinie eingehalten werden soll, wurde weiter mit einem Sichtschutz simuliert. Die Richtlinie kann eingehalten werden, wenn Süden der Anlage ein Blendschutzzaun mit einer Höhe von 4,7 Metern errichtet wird.



Abbildung 15 - Simulationsaufbau mit Blendschutzzaun - Quelle: ForgeSolar

Die zusätzlich gezogene ockerfarbene Linie ist der Blendschutzzaun.

Damit wird, wie in Tabelle 4 zu sehen ist, die Blendung deutlich reduziert. Insgesamt wurden 2713 Datensätze für die Strecke von Westen kommend und 2371 für die Strecke von Osten kommend vom Programm bereitgestellt. Filtert man diese Datensätze nach den Winkelverhältnissen, die laut LAI nicht ignoriert werden können, so verbleiben von 2371 noch 1738 und von den 2713 keinerlei Datensätze. Damit liegen beide Strecken innerhalb der LAI-Richtlinie.

Tabelle 5: Blendungsdauer in Minuten - Quelle: ForgeSolar

PV Anlage potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B472 von Osten kommend	2151	220	434,143
Route: B472 von Westen kommend	2713	0	52,194

3.8 Ergebnisauswertung mit Blendschutzzaun

Errichtet man einen Blendschutzzaun an der Anlage, so wird die Blendung soweit reduziert, dass es mit der LAI-Konform ist. Abbildung 16 zeigt, wo der Zaun angelegt werden muss.



Abbildung 16 - Standort des Zaunes - Quelle: ForgeSolar

3.9 Reduzierung der Neigungswinkel

Da ein Sichtschutz in Höhe von fast 5m eine unbefriedigende Lösung darstellen kann, wurde auch mit anderen Spezifikationen der geplanten PV-Anlage experimentiert. Die Kombination von einem 2m hohen Sichthindernis und 15° Neigung ist hier am vielversprechendsten, da diese nur geringe Leistungsverluste verzeichnet und die Planung im Großen und Ganzen unverändert bleibt. Tabelle 5 gibt eine Übersicht über die Blendungsdauer. Damit wird die Blendung deutlich reduziert, wie in Tabelle 4 zu sehen ist. Insgesamt wurden 4457 Datensätze für die Strecke von Westen kommend und 4439 für die Strecke von Osten kommend vom Programm bereitgestellt. Filtert man diese nach den entsprechenden Winkeln, so befinden sich von 4439 noch 1301 und von den 4457 noch 1032 Datensätze in Winkelverhältnissen, die laut LAI nicht ignoriert werden können. Damit liegen beide Strecken innerhalb der LAI-Richtlinie.

Tabelle 6: Blendungsdauer in Minuten - Quelle: ForgeSolar

PV Anlage potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B472 von Osten kommend	2944	1495	1,196,624
Route: B472 von Westen kommend	1259	3198	855,778

4. Anlagen

- (1) Simulationsergebnis

Peissenberg

Peissenberg Grundsimulation

Client: Rossner

Created Sep 17, 2023

Updated Sep 17, 2023

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC+1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 100575.17537

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
PV Anlage	20.0	180.0	1,975	8,423	-	1,975,974

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 45,014 m²

Name: PV Anlage
Footprint area: 45,014 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 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	47.803278	11.105843	582.22	4.60	586.82
2	47.803934	11.105870	582.11	2.10	584.21
3	47.804781	11.107248	573.78	4.60	578.38
4	47.804720	11.107908	573.77	2.10	575.87
5	47.804305	11.107742	576.53	4.60	581.13
6	47.804240	11.107576	577.02	2.10	579.12
7	47.804125	11.107506	577.57	4.60	582.17
8	47.803700	11.107720	578.54	2.10	580.64
9	47.803714	11.108037	577.31	4.60	581.91
10	47.804122	11.108155	577.18	2.10	579.28
11	47.804309	11.107795	576.43	4.60	581.03
12	47.804705	11.107924	573.78	2.10	575.88
13	47.804441	11.109335	572.07	4.60	576.67
14	47.804084	11.109512	571.97	2.10	574.07
15	47.804290	11.110043	571.03	4.60	575.63
16	47.804138	11.111046	570.44	2.10	572.54
17	47.803462	11.111410	570.59	4.60	575.19
18	47.803383	11.110567	570.70	2.10	572.80
19	47.803242	11.110573	570.84	4.60	575.44
20	47.803318	11.110213	570.66	2.10	572.76
21	47.803271	11.110004	571.53	4.60	576.13
22	47.803348	11.109400	572.93	2.10	575.03
23	47.803355	11.108660	574.63	4.60	579.23
24	47.803322	11.107640	577.87	2.10	579.97
25	47.803308	11.106556	580.79	4.60	585.39

Route Receptor(s)

Name: B472 von Osten kommend

Route type: One-way

View angle: 50.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	47.802318	11.113943	570.97	1.50	572.47
2	47.802545	11.112827	570.67	2.50	573.17
3	47.802765	11.112076	570.19	1.50	571.69
4	47.802995	11.111153	571.29	2.50	573.79
5	47.803180	11.110322	571.47	1.50	572.97
6	47.803259	11.109802	572.32	2.50	574.82
7	47.803305	11.109286	573.39	1.50	574.89
8	47.803305	11.108733	574.65	2.50	577.15
9	47.803276	11.107519	578.05	1.50	579.55
10	47.803255	11.106566	580.65	2.50	583.15
11	47.803222	11.105815	582.07	1.50	583.57
12	47.803187	11.105372	582.68	2.50	585.18
13	47.803065	11.104309	583.56	1.50	585.06
14	47.802943	11.103123	583.33	2.50	585.83

Name: B472 von Westen kommend

Route type: One-way

View angle: 50.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	47.802914	11.103118	583.54	2.50	586.04
2	47.803029	11.104303	583.70	1.50	585.20
3	47.803148	11.105376	582.57	2.50	585.07
4	47.803181	11.105816	581.68	1.50	583.18
5	47.803224	11.106562	580.44	2.50	582.94
6	47.803249	11.107524	577.93	1.50	579.43
7	47.803267	11.108092	576.58	2.50	579.08
8	47.803271	11.108720	574.70	1.50	576.20
9	47.803267	11.109278	573.14	2.50	575.64
10	47.803231	11.109787	572.34	1.50	573.84
11	47.803141	11.110291	571.59	2.50	574.09
12	47.802967	11.111117	571.13	1.50	572.63
13	47.802726	11.112045	570.31	2.50	572.81
14	47.802523	11.112791	570.54	1.50	572.04
15	47.802285	11.113917	570.97	2.50	573.47

Obstruction Components

Name: Baum mittig
Upper edge height: 10.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	47.804277	11.107750	576.79
2	47.804201	11.107579	577.22
3	47.804097	11.107546	577.61
4	47.803715	11.107750	578.48
5	47.803751	11.108019	577.79
6	47.804129	11.108099	577.14
7	47.804277	11.107750	576.79

Name: Hecken im Osten
Upper edge height: 6.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	47.803155	11.110642	571.25
2	47.803357	11.110658	570.76
3	47.803432	11.111527	570.87
4	47.803947	11.111254	570.80
5	47.804337	11.111146	572.00

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	
PV Anlage	20.0	180.0	1,975	8,423	-	1,975,974	

Distinct glare per month

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

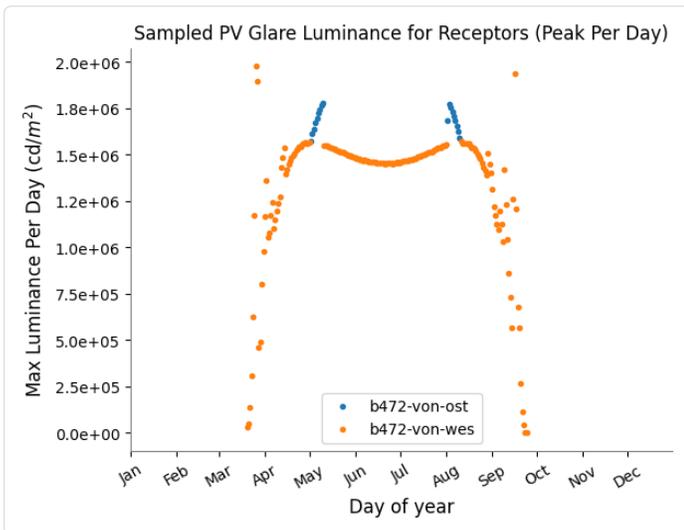
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-anlage (green)	0	0	23	403	291	399	314	428	117	0	0	0
pv-anlage (yellow)	0	0	23	654	1972	2266	2211	1179	118	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Anlage potential temporary after-image

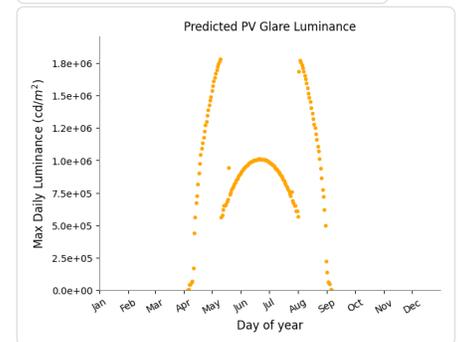
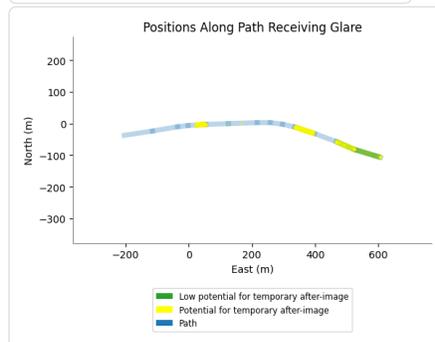
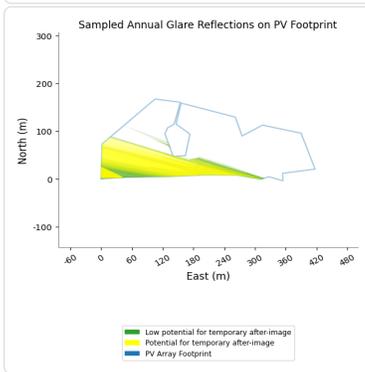
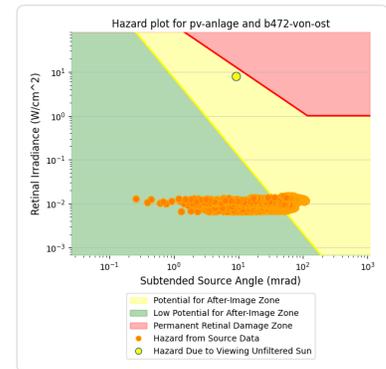
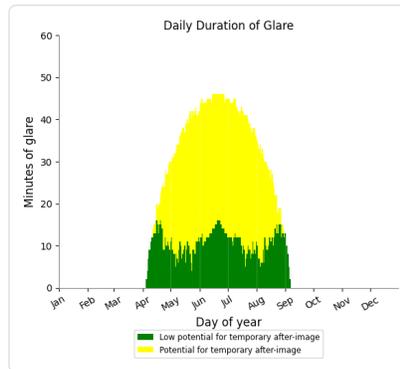
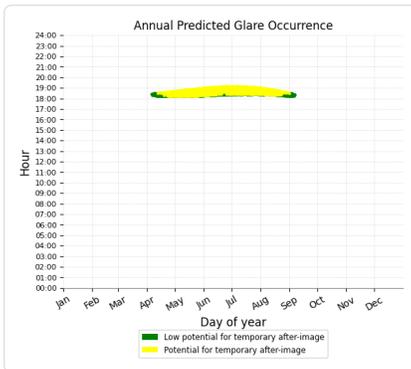
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B472 von Osten kommend	1658	3473	1,779,376
Route: B472 von Westen kommend	317	4950	1,975,974



PV Anlage: B472 von Osten kommend

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

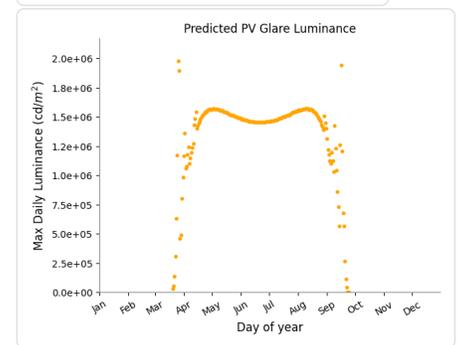
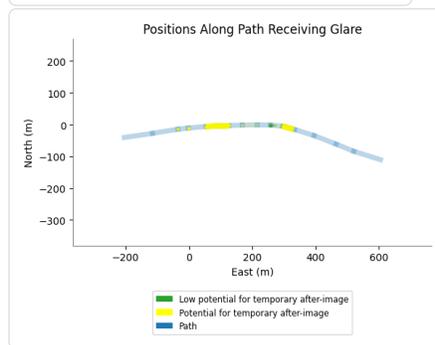
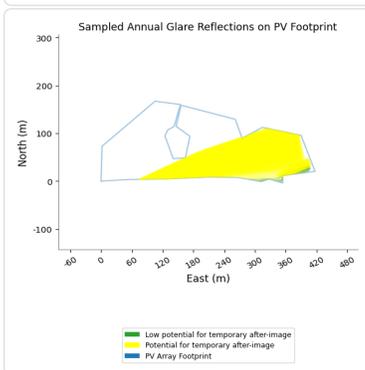
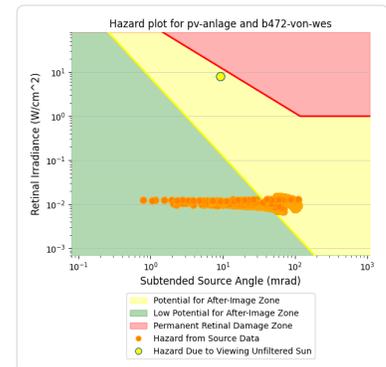
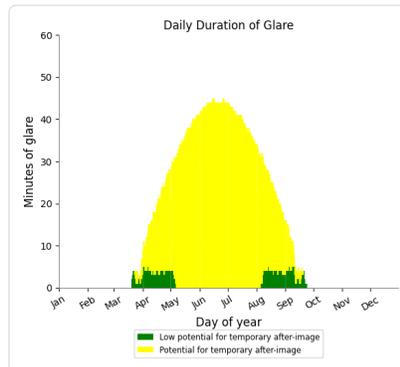
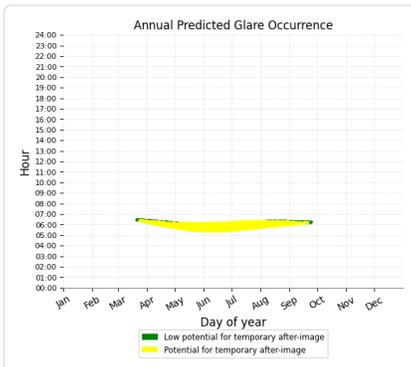
- 1,658 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,473 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Anlage: B472 von Westen kommend

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

- 317 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 4,950 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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.

Peissenberg

470

Client: Rossner

Created Oct 02, 2023

Updated Oct 02, 2023

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC+1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 101988.17537

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
PV Anlage	20.0	180.0	4,864	220	-	434,143

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 45,014 m²

Name: PV Anlage
Footprint area: 45,014 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 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	47.803278	11.105843	582.22	4.60	586.82
2	47.803934	11.105870	582.11	2.10	584.21
3	47.804781	11.107248	573.78	4.60	578.38
4	47.804720	11.107908	573.77	2.10	575.87
5	47.804305	11.107742	576.53	4.60	581.13
6	47.804240	11.107576	577.02	2.10	579.12
7	47.804125	11.107506	577.57	4.60	582.17
8	47.803700	11.107720	578.54	2.10	580.64
9	47.803714	11.108037	577.31	4.60	581.91
10	47.804122	11.108155	577.18	2.10	579.28
11	47.804309	11.107795	576.43	4.60	581.03
12	47.804705	11.107924	573.78	2.10	575.88
13	47.804441	11.109335	572.07	4.60	576.67
14	47.804084	11.109512	571.97	2.10	574.07
15	47.804290	11.110043	571.03	4.60	575.63
16	47.804138	11.111046	570.44	2.10	572.54
17	47.803462	11.111410	570.59	4.60	575.19
18	47.803383	11.110567	570.70	2.10	572.80
19	47.803242	11.110573	570.84	4.60	575.44
20	47.803318	11.110213	570.66	2.10	572.76
21	47.803271	11.110004	571.53	4.60	576.13
22	47.803348	11.109400	572.93	2.10	575.03
23	47.803355	11.108660	574.63	4.60	579.23
24	47.803322	11.107640	577.87	2.10	579.97
25	47.803308	11.106556	580.79	4.60	585.39

Route Receptor(s)

Name: B472 von Osten kommend

Route type: One-way

View angle: 50.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	47.802318	11.113943	570.97	1.50	572.47
2	47.802545	11.112827	570.67	2.50	573.17
3	47.802765	11.112076	570.19	1.50	571.69
4	47.802995	11.111153	571.29	2.50	573.79
5	47.803180	11.110322	571.47	1.50	572.97
6	47.803259	11.109802	572.32	2.50	574.82
7	47.803305	11.109286	573.39	1.50	574.89
8	47.803305	11.108733	574.65	2.50	577.15
9	47.803276	11.107519	578.05	1.50	579.55
10	47.803255	11.106566	580.65	2.50	583.15
11	47.803222	11.105815	582.07	1.50	583.57
12	47.803187	11.105372	582.68	2.50	585.18
13	47.803065	11.104309	583.56	1.50	585.06
14	47.802943	11.103123	583.33	2.50	585.83

Name: B472 von Westen kommend

Route type: One-way

View angle: 50.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	47.802914	11.103118	583.54	2.50	586.04
2	47.803029	11.104303	583.70	1.50	585.20
3	47.803148	11.105376	582.57	2.50	585.07
4	47.803181	11.105816	581.68	1.50	583.18
5	47.803224	11.106562	580.44	2.50	582.94
6	47.803249	11.107524	577.93	1.50	579.43
7	47.803267	11.108092	576.58	2.50	579.08
8	47.803271	11.108720	574.70	1.50	576.20
9	47.803267	11.109278	573.14	2.50	575.64
10	47.803231	11.109787	572.34	1.50	573.84
11	47.803141	11.110291	571.59	2.50	574.09
12	47.802967	11.111117	571.13	1.50	572.63
13	47.802726	11.112045	570.31	2.50	572.81
14	47.802523	11.112791	570.54	1.50	572.04
15	47.802285	11.113917	570.97	2.50	573.47

Obstruction Components

Name: Baum mittig
Upper edge height: 10.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	47.804277	11.107750	576.79
2	47.804201	11.107579	577.22
3	47.804097	11.107546	577.61
4	47.803715	11.107750	578.48
5	47.803751	11.108019	577.79
6	47.804129	11.108099	577.14
7	47.804277	11.107750	576.79

Name: Baumreihe im Osten
Upper edge height: 10.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	47.803528	11.105564	582.59
2	47.803928	11.105859	582.17

Name: Hecken im Osten
Upper edge height: 6.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	47.803155	11.110642	571.25
2	47.803357	11.110658	570.76
3	47.803432	11.111527	570.87
4	47.803947	11.111254	570.80
5	47.804337	11.111146	572.00

Name: Zaun
Upper edge height: 4.7 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	47.803730	11.105828	583.36
2	47.803250	11.105807	582.27
3	47.803279	11.106670	580.37
4	47.803301	11.107475	578.27
5	47.803308	11.108194	576.32
6	47.803333	11.108891	574.40
7	47.803322	11.109455	572.96
8	47.803254	11.109948	571.88
9	47.803161	11.110576	571.20

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	
PV Anlage	20.0	180.0	4,864	220	-	434,143	

Distinct glare per month

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

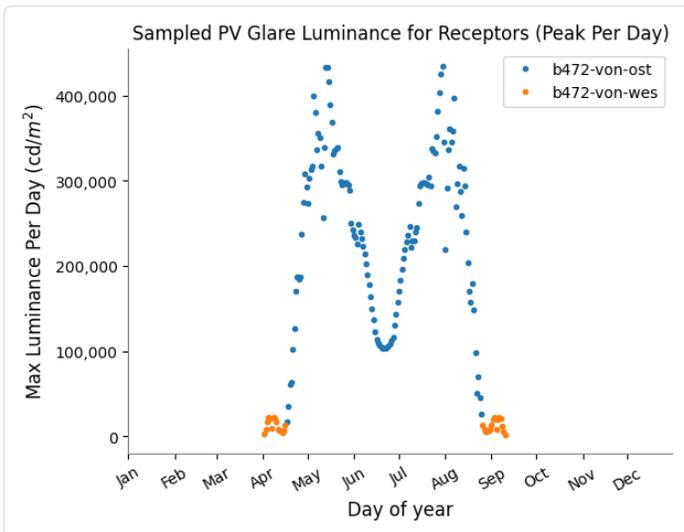
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-anlage (green)	0	0	0	630	1122	963	1101	919	129	0	0	0
pv-anlage (yellow)	0	0	0	4	101	7	73	35	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Anlage potential temporary after-image

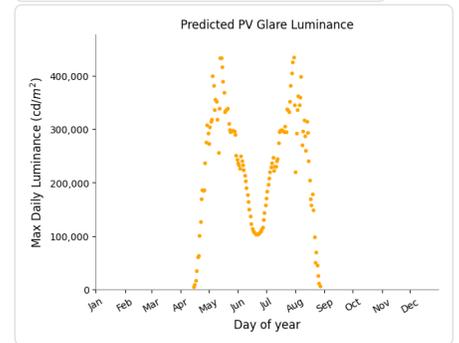
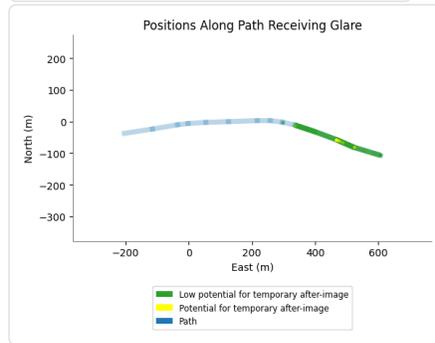
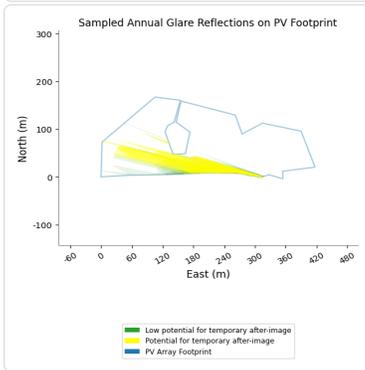
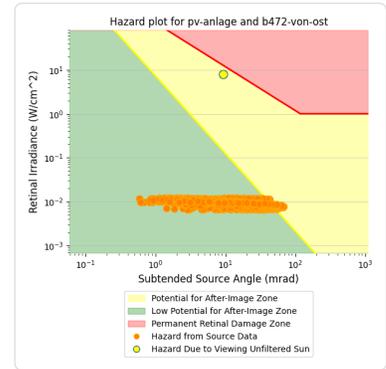
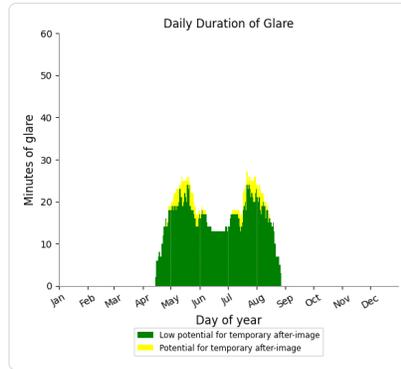
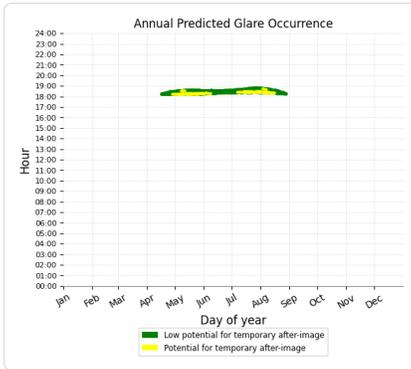
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B472 von Osten kommend	2151	220	434,143
Route: B472 von Westen kommend	2713	0	52,194



PV Anlage: B472 von Osten kommend

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

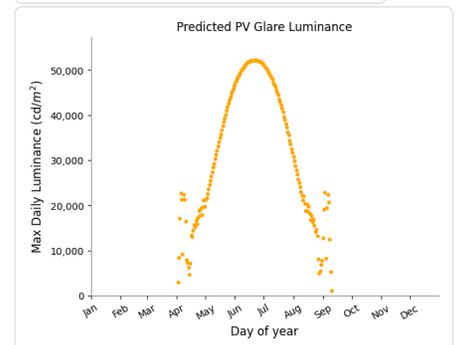
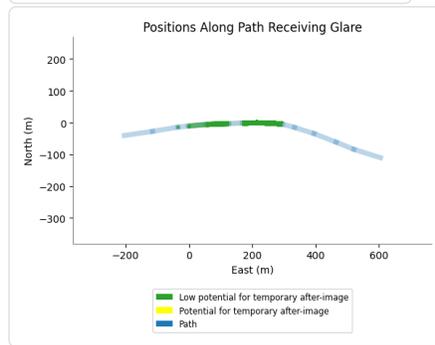
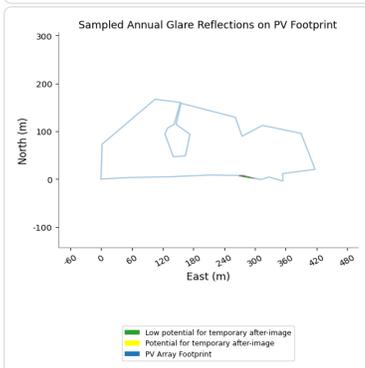
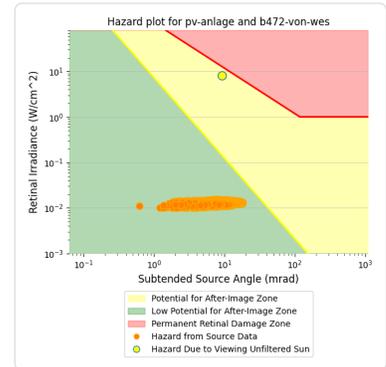
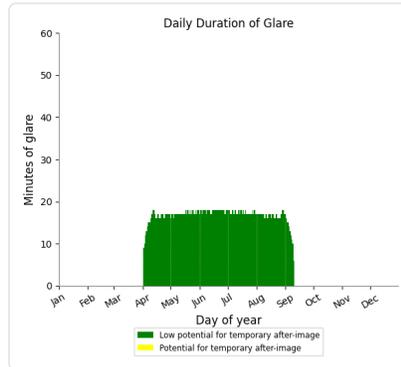
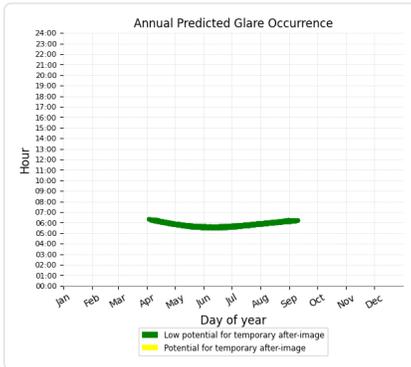
- 2,151 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 220 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Anlage: B472 von Westen kommend

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

- 2,713 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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.

Peissenberg

peissenberg 15 200

Client: Rossner

Created Sep 26, 2023

Updated Sep 26, 2023

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC+1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 101526.17537

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
PV Anlage	15.0	180.0	4,203	4,693	-	1,196,624

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 45,014 m²

Name: PV Anlage
Footprint area: 45,014 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 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	47.803278	11.105843	582.22	4.60	586.82
2	47.803934	11.105870	582.11	2.10	584.21
3	47.804781	11.107248	573.78	4.60	578.38
4	47.804720	11.107908	573.77	2.10	575.87
5	47.804305	11.107742	576.53	4.60	581.13
6	47.804240	11.107576	577.02	2.10	579.12
7	47.804125	11.107506	577.57	4.60	582.17
8	47.803700	11.107720	578.54	2.10	580.64
9	47.803714	11.108037	577.31	4.60	581.91
10	47.804122	11.108155	577.18	2.10	579.28
11	47.804309	11.107795	576.43	4.60	581.03
12	47.804705	11.107924	573.78	2.10	575.88
13	47.804441	11.109335	572.07	4.60	576.67
14	47.804084	11.109512	571.97	2.10	574.07
15	47.804290	11.110043	571.03	4.60	575.63
16	47.804138	11.111046	570.44	2.10	572.54
17	47.803462	11.111410	570.59	4.60	575.19
18	47.803383	11.110567	570.70	2.10	572.80
19	47.803242	11.110573	570.84	4.60	575.44
20	47.803318	11.110213	570.66	2.10	572.76
21	47.803271	11.110004	571.53	4.60	576.13
22	47.803348	11.109400	572.93	2.10	575.03
23	47.803355	11.108660	574.63	4.60	579.23
24	47.803322	11.107640	577.87	2.10	579.97
25	47.803308	11.106556	580.79	4.60	585.39

Route Receptor(s)

Name: B472 von Osten kommend
Route type: One-way
View angle: 50.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	47.802318	11.113943	570.97	1.50	572.47
2	47.802545	11.112827	570.67	2.50	573.17
3	47.802765	11.112076	570.19	1.50	571.69
4	47.802995	11.111153	571.29	2.50	573.79
5	47.803180	11.110322	571.47	1.50	572.97
6	47.803259	11.109802	572.32	2.50	574.82
7	47.803305	11.109286	573.39	1.50	574.89
8	47.803305	11.108733	574.65	2.50	577.15
9	47.803276	11.107519	578.05	1.50	579.55
10	47.803255	11.106566	580.65	2.50	583.15
11	47.803222	11.105815	582.07	1.50	583.57
12	47.803187	11.105372	582.68	2.50	585.18
13	47.803065	11.104309	583.56	1.50	585.06
14	47.802943	11.103123	583.33	2.50	585.83

Name: B472 von Westen kommend
Route type: One-way
View angle: 50.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	47.802914	11.103118	583.54	2.50	586.04
2	47.803029	11.104303	583.70	1.50	585.20
3	47.803148	11.105376	582.57	2.50	585.07
4	47.803181	11.105816	581.68	1.50	583.18
5	47.803224	11.106562	580.44	2.50	582.94
6	47.803249	11.107524	577.93	1.50	579.43
7	47.803267	11.108092	576.58	2.50	579.08
8	47.803271	11.108720	574.70	1.50	576.20
9	47.803267	11.109278	573.14	2.50	575.64
10	47.803231	11.109787	572.34	1.50	573.84
11	47.803141	11.110291	571.59	2.50	574.09
12	47.802967	11.111117	571.13	1.50	572.63
13	47.802726	11.112045	570.31	2.50	572.81
14	47.802523	11.112791	570.54	1.50	572.04
15	47.802285	11.113917	570.97	2.50	573.47

Obstruction Components

Name: Baum mittig
Upper edge height: 10.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	47.804277	11.107750	576.79
2	47.804201	11.107579	577.22
3	47.804097	11.107546	577.61
4	47.803715	11.107750	578.48
5	47.803751	11.108019	577.79
6	47.804129	11.108099	577.14
7	47.804277	11.107750	576.79

Name: Hecken im Osten
Upper edge height: 6.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	47.803155	11.110642	571.25
2	47.803357	11.110658	570.76
3	47.803432	11.111527	570.87
4	47.803947	11.111254	570.80
5	47.804337	11.111146	572.00

Name: Zaun
Upper edge height: 2.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	47.803730	11.105828	583.36
2	47.803250	11.105807	582.27
3	47.803279	11.106670	580.37
4	47.803301	11.107475	578.27
5	47.803308	11.108194	576.32
6	47.803333	11.108891	574.40
7	47.803322	11.109455	572.96
8	47.803254	11.109948	571.88
9	47.803161	11.110576	571.20

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	
PV Anlage	15.0	180.0	4,203	4,693	-	1,196,624	

Distinct glare per month

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

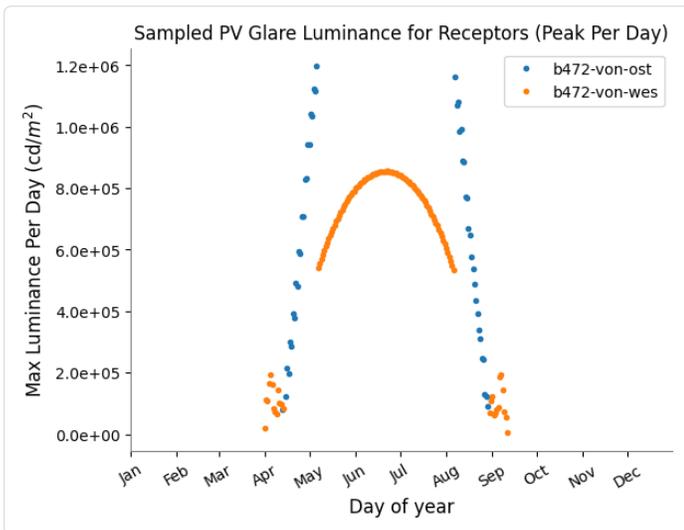
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-anlage (green)	0	0	0	653	844	878	907	767	154	0	0	0
pv-anlage (yellow)	0	0	0	272	1127	1374	1276	644	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Anlage potential temporary after-image

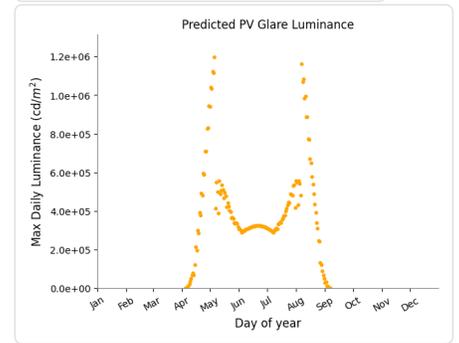
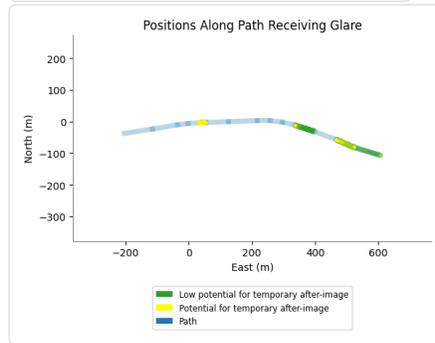
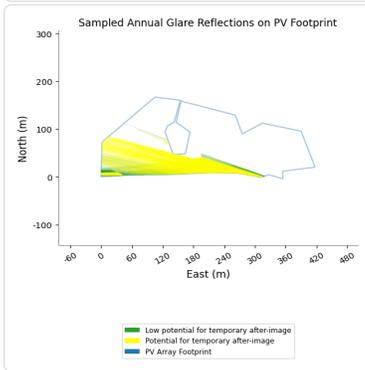
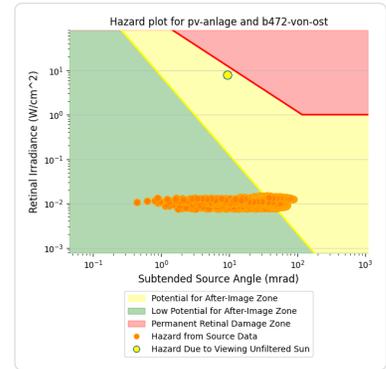
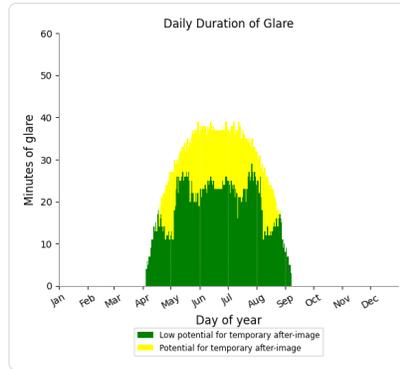
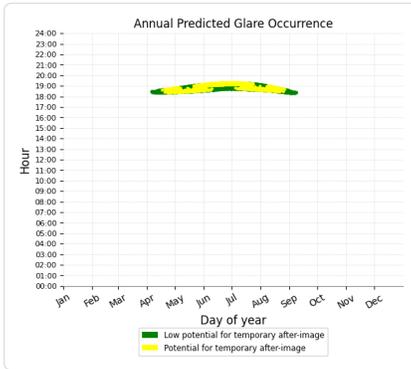
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B472 von Osten kommend	2944	1495	1,196,624
Route: B472 von Westen kommend	1259	3198	855,778



PV Anlage: B472 von Osten kommend

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

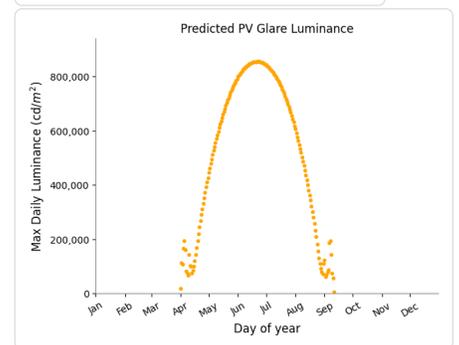
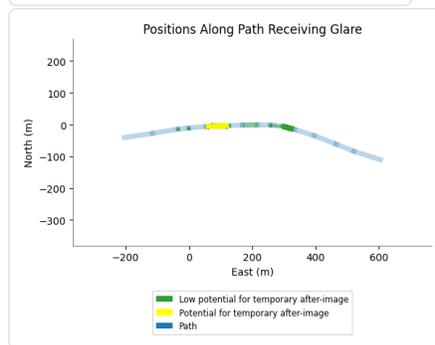
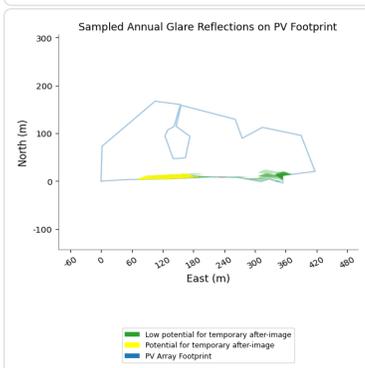
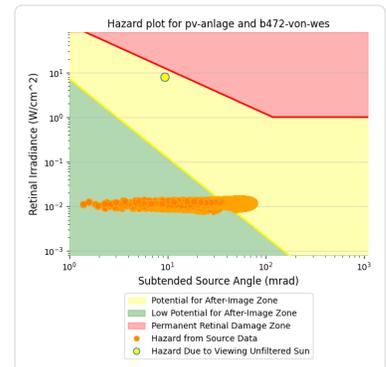
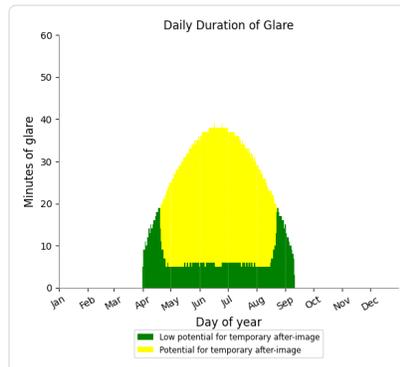
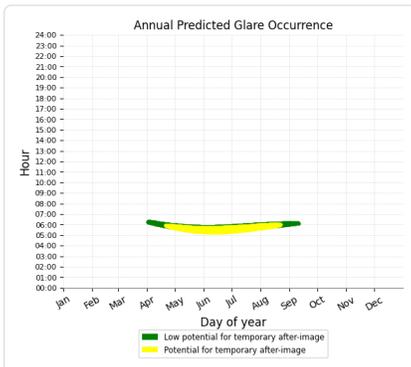
- 2,944 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,495 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Anlage: B472 von Westen kommend

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

- 1,259 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,198 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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.

Peissenberg

Peissenberg 350

Client: Rossner

Created Sep 27, 2023

Updated Sep 27, 2023

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC+1

Minimum sun altitude 0.0 deg

Site ID 101648.17537

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
PV Anlage	20.0	180.0	8,694	1,575	-	912,304

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 45,014 m²

Name: PV Anlage
Footprint area: 45,014 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 20.0 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	47.803278	11.105843	582.22	4.60	586.82
2	47.803934	11.105870	582.11	2.10	584.21
3	47.804781	11.107248	573.78	4.60	578.38
4	47.804720	11.107908	573.77	2.10	575.87
5	47.804305	11.107742	576.53	4.60	581.13
6	47.804240	11.107576	577.02	2.10	579.12
7	47.804125	11.107506	577.57	4.60	582.17
8	47.803700	11.107720	578.54	2.10	580.64
9	47.803714	11.108037	577.31	4.60	581.91
10	47.804122	11.108155	577.18	2.10	579.28
11	47.804309	11.107795	576.43	4.60	581.03
12	47.804705	11.107924	573.78	2.10	575.88
13	47.804441	11.109335	572.07	4.60	576.67
14	47.804084	11.109512	571.97	2.10	574.07
15	47.804290	11.110043	571.03	4.60	575.63
16	47.804138	11.111046	570.44	2.10	572.54
17	47.803462	11.111410	570.59	4.60	575.19
18	47.803383	11.110567	570.70	2.10	572.80
19	47.803242	11.110573	570.84	4.60	575.44
20	47.803318	11.110213	570.66	2.10	572.76
21	47.803271	11.110004	571.53	4.60	576.13
22	47.803348	11.109400	572.93	2.10	575.03
23	47.803355	11.108660	574.63	4.60	579.23
24	47.803322	11.107640	577.87	2.10	579.97
25	47.803308	11.106556	580.79	4.60	585.39

Route Receptor(s)

Name: B472 von Osten kommend

Route type: One-way

View angle: 50.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	47.802318	11.113943	570.97	1.50	572.47
2	47.802545	11.112827	570.67	2.50	573.17
3	47.802765	11.112076	570.19	1.50	571.69
4	47.802995	11.111153	571.29	2.50	573.79
5	47.803180	11.110322	571.47	1.50	572.97
6	47.803259	11.109802	572.32	2.50	574.82
7	47.803305	11.109286	573.39	1.50	574.89
8	47.803305	11.108733	574.65	2.50	577.15
9	47.803276	11.107519	578.05	1.50	579.55
10	47.803255	11.106566	580.65	2.50	583.15
11	47.803222	11.105815	582.07	1.50	583.57
12	47.803187	11.105372	582.68	2.50	585.18
13	47.803065	11.104309	583.56	1.50	585.06
14	47.802943	11.103123	583.33	2.50	585.83

Name: B472 von Westen kommend

Route type: One-way

View angle: 50.0 deg



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	47.802914	11.103118	583.54	2.50	586.04
2	47.803029	11.104303	583.70	1.50	585.20
3	47.803148	11.105376	582.57	2.50	585.07
4	47.803181	11.105816	581.68	1.50	583.18
5	47.803224	11.106562	580.44	2.50	582.94
6	47.803249	11.107524	577.93	1.50	579.43
7	47.803267	11.108092	576.58	2.50	579.08
8	47.803271	11.108720	574.70	1.50	576.20
9	47.803267	11.109278	573.14	2.50	575.64
10	47.803231	11.109787	572.34	1.50	573.84
11	47.803141	11.110291	571.59	2.50	574.09
12	47.802967	11.111117	571.13	1.50	572.63
13	47.802726	11.112045	570.31	2.50	572.81
14	47.802523	11.112791	570.54	1.50	572.04
15	47.802285	11.113917	570.97	2.50	573.47

Obstruction Components

Name: Baum mittig
Upper edge height: 10.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	47.804277	11.107750	576.79
2	47.804201	11.107579	577.22
3	47.804097	11.107546	577.61
4	47.803715	11.107750	578.48
5	47.803751	11.108019	577.79
6	47.804129	11.108099	577.14
7	47.804277	11.107750	576.79

Name: Hecken im Osten
Upper edge height: 6.0 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	47.803155	11.110642	571.25
2	47.803357	11.110658	570.76
3	47.803432	11.111527	570.87
4	47.803947	11.111254	570.80
5	47.804337	11.111146	572.00

Name: Zaun
Upper edge height: 3.5 m



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m
1	47.803730	11.105828	583.36
2	47.803250	11.105807	582.27
3	47.803279	11.106670	580.37
4	47.803301	11.107475	578.27
5	47.803308	11.108194	576.32
6	47.803333	11.108891	574.40
7	47.803322	11.109455	572.96
8	47.803254	11.109948	571.88
9	47.803161	11.110576	571.20

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	
PV Anlage	20.0	180.0	8,694	1,575	-	912,304	

Distinct glare per month

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

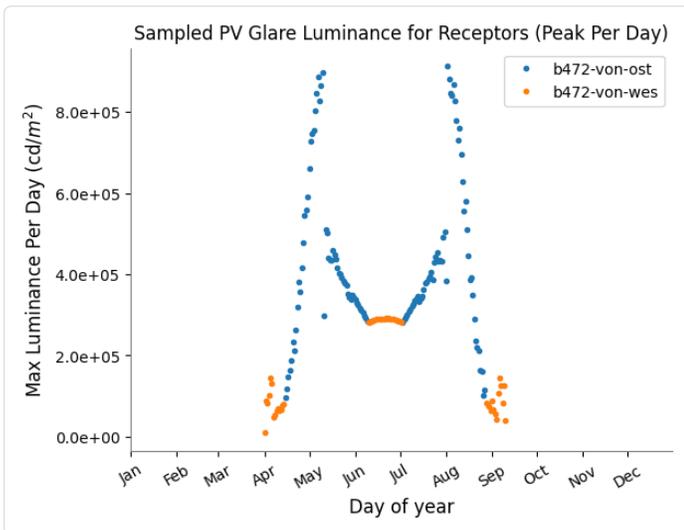
PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-anlage (green)	0	0	0	957	1905	2148	2151	1354	179	0	0	0
pv-anlage (yellow)	0	0	0	90	365	486	377	257	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Anlage potential temporary after-image

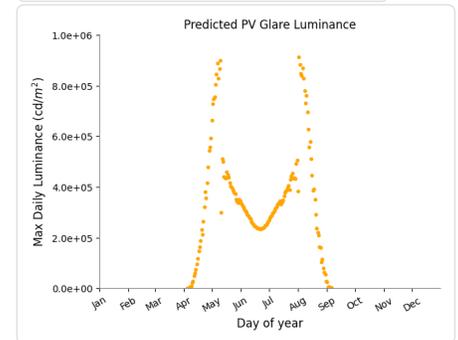
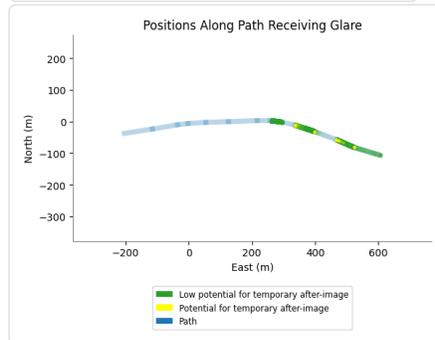
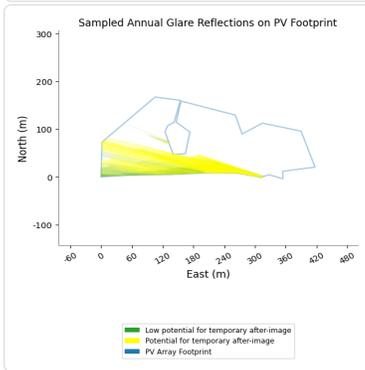
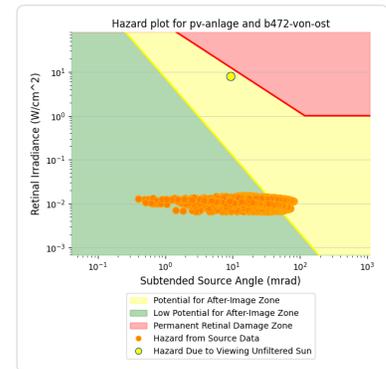
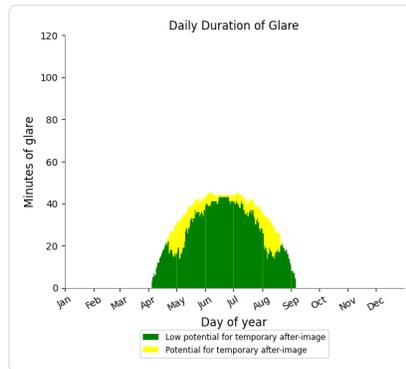
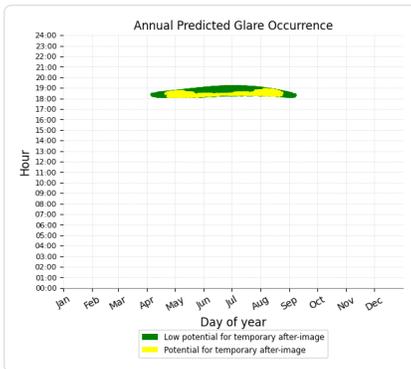
Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)	Peak Luminance (cd/m ²)
Route: B472 von Osten kommend	4185	911	912,304
Route: B472 von Westen kommend	4509	664	291,501



PV Anlage: B472 von Osten kommend

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

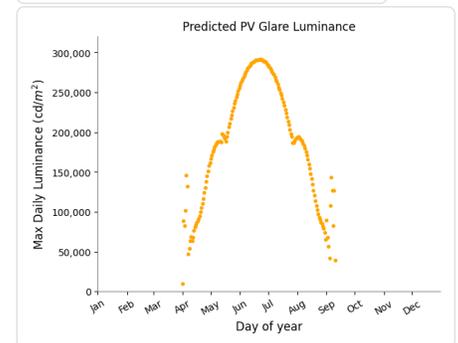
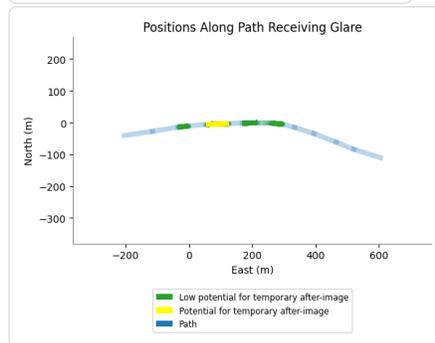
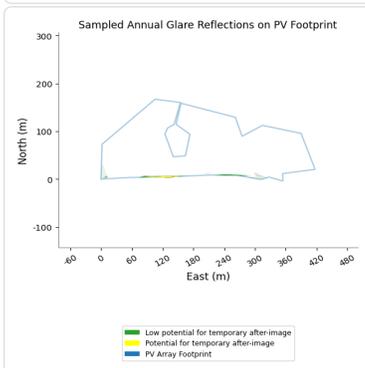
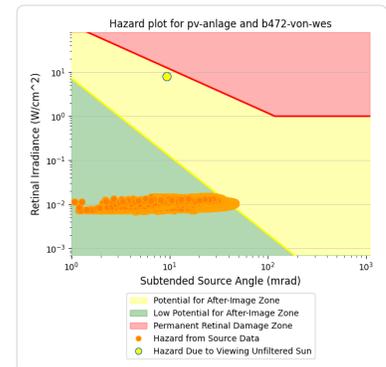
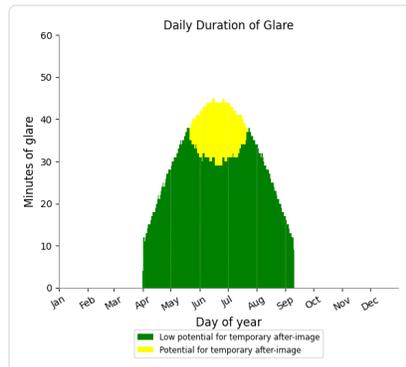
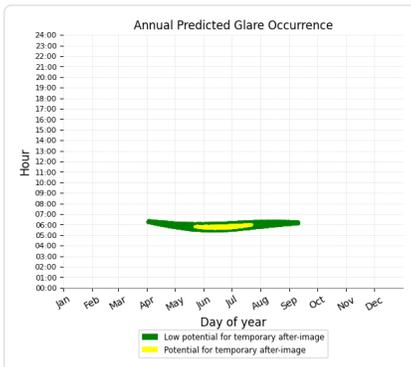
- 4,185 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 911 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Anlage: B472 von Westen kommend

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

- 4,509 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 664 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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.