

# Blendgutachten

## Photovoltaikanlage bei Watzling

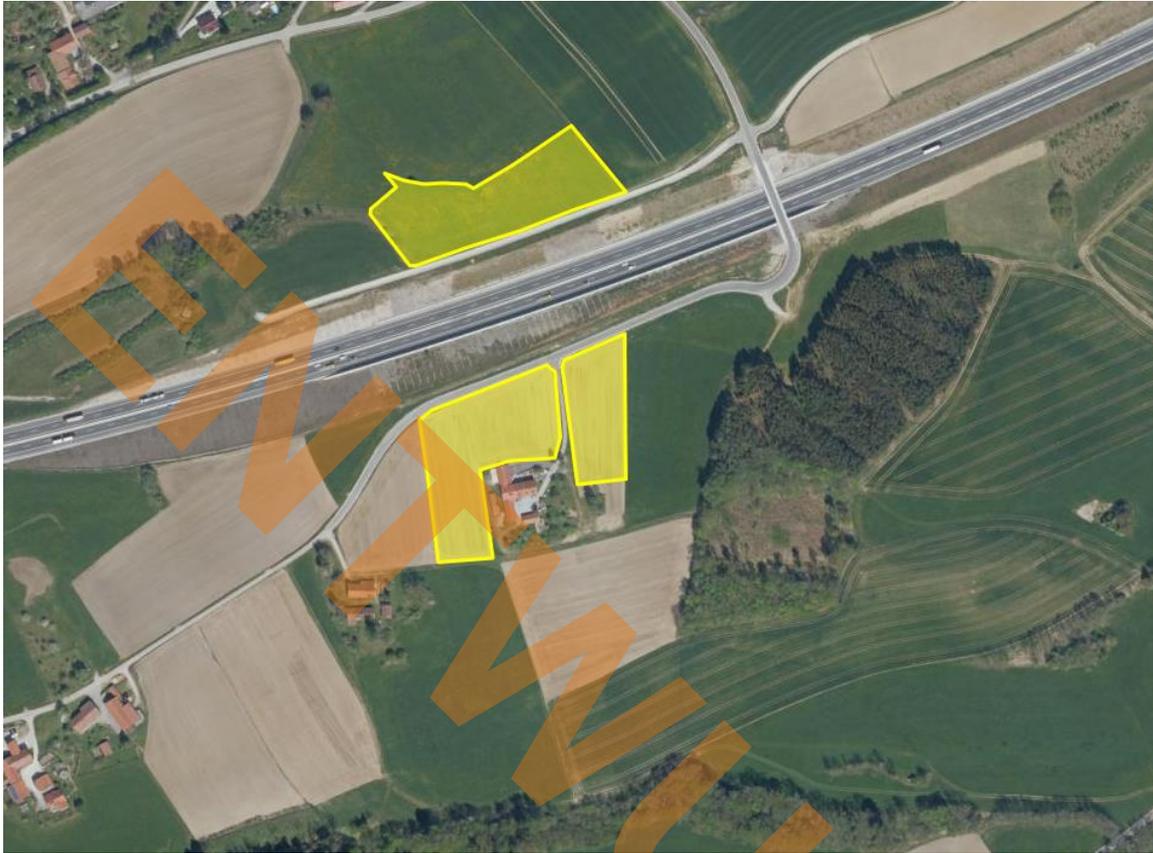


Abbildung 1 - Zu untersuchende Flächen - Quelle: BayernAtlas

**Flächen** Flurnummern 30/2, 33, 38 und 533/2 Gemarkung Watzling

**Immissionsorte** A94, Aussiedlerhof westlich der Anlage.

**Vorhabenträger** Energieallianz Bayern

**Gutachter** Solwerk GmbH  
Färbergasse 5  
96052 Bamberg



Ihr unabhängiger Dienstleister für Erneuerbare  
Energien seit 2009

Philipp Saffer  
M. Sc. Geoökologie

Sascha Sebald  
Geschäftsführer

04.10.2021

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Fragestellung</b> .....	<b>3</b>
1.1. <i>Anlass</i> .....	3
1.2. <i>Fazit</i> .....	3
<b>2. Grundlagen</b> .....	<b>4</b>
2.1. <i>Situation vor Ort</i> .....	4
2.2. <i>Reflexionsgesetz</i> .....	4
2.3. <i>Bewertungsbasis</i> .....	5
2.4. <i>Haftungshinweise</i> .....	6
2.5. <i>Herangehensweise</i> .....	6
<b>3. Untersuchung</b> .....	<b>8</b>
3.1. <i>Gefährdungsbereich</i> .....	8
3.2. <i>Grad der Beeinträchtigung</i> .....	10
3.2.1. <i>Blendung für nach Westen führende Spur der Autobahn</i> .....	13
3.2.2. <i>Westlich gelegener Hof</i> .....	16
<b>4. Ergebnisauswertung</b> .....	<b>17</b>
<b>5. Anlagen</b> .....	<b>18</b>

# 1. Fragestellung

## 1.1. Anlass

Nördlich und südlich der Bundesautobahn A94, sowie südlich der Gemeinde Watzling soll eine Photovoltaikanlage auf einer derzeit landwirtschaftlich genutzten Fläche errichtet werden.

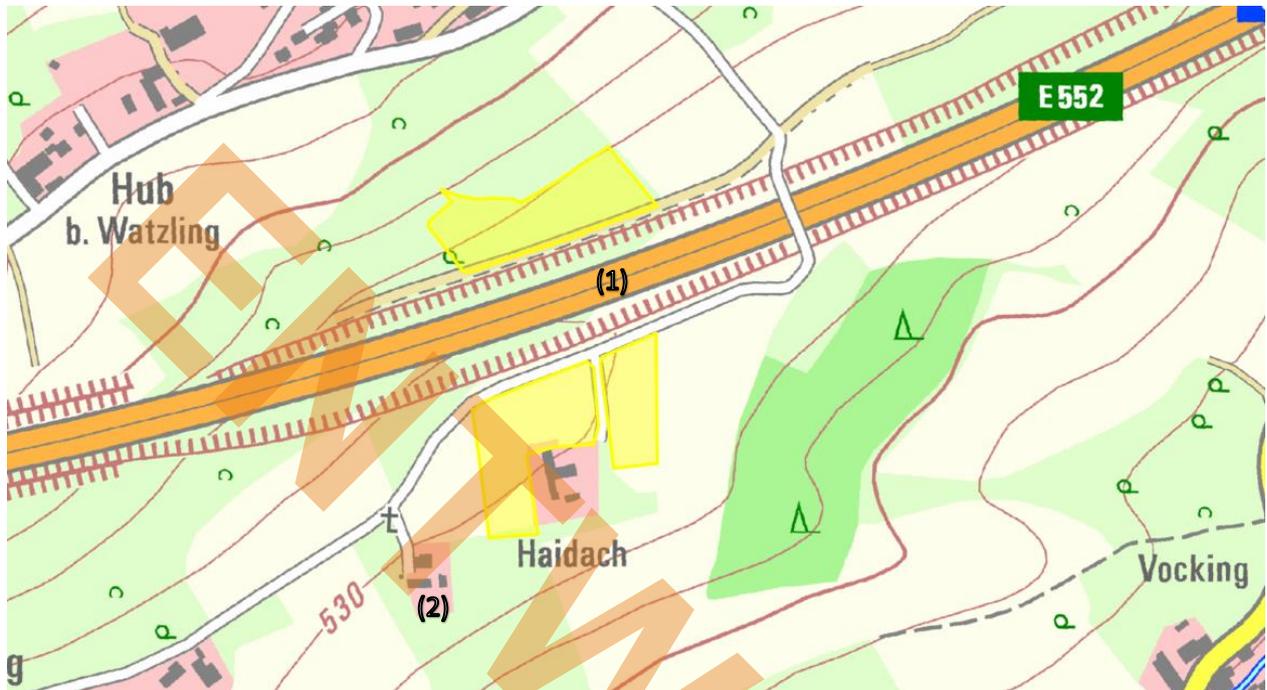


Abbildung 2 - Lage der Photovoltaikanlage - Quelle: Bayernatlas

Um das Thema Blendung im Vorfeld für möglichst alle Parteien zufriedenstellend zu behandeln, wurde von der Firma Energieallianz Bayern ein Blendgutachten in Auftrag gegeben, um eine eventuelle unzulässige Blendung auf

1. die angrenzende Autobahn A94
2. sowie einen naheliegenden Aussiedlerhof

noch einmal detaillierter zu untersuchen. Dies war Anlass und Inhalt des Gutachtens vom 28.09.2021.

## 1.2. Fazit

Eine wesentliche und zusätzliche Beeinträchtigung im Sinne der LAI-Richtlinie ist für keinen der Immissionsorte gegeben.

## 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 abhängig von der Geländeneigung gegen Süden ausgerichtet mit einer Tischneigung von 20° bis 25°, einer Bauhöhe, die laut Bebauungsplan die 3,50 m Marke nicht überschreitet und einem durchschnittlichen Reihenabstand von 5m

Zusätzlich wird die Anlage teilweise von einer umlaufenden Hecke gesäumt, die einmal voll ausgebildet auch als Sichtschutz fungieren kann.

Durch die innere Umfahrung von etwa 4,50 m und der Begrünung beträgt damit der theoretische minimale Abstand von Grundstücksgrenze bis zur ersten Modulreihe etwa 8,50 m.

### 2.2. Reflexionsgesetz

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

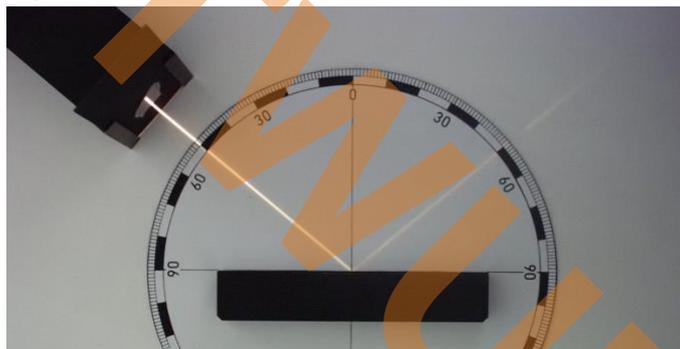


Abbildung 3 - Reflexion eines Lichtstrahls an einer spiegelnden Oberfläche - Quelle: Wikipedia

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

Eine 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 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 kurzzeitiges Aufblitzen wahrgenommen werden.

Da diese Streuung und Abschwächung mit zweckmäßigem Aufwand nicht greifbar gemacht werden kann, wird bei Betrachtung eines Reflektionsverhalten von Modulen modellhaft 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 Sonnenstandshöhe 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, objektive Beurteilung der Situation vornehmen zu können, arbeitet dieses Guthaben 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 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
  - o 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 des Solarparks
- Bebauungsplan Nr. 113, „Freiflächen-PV bei Haidach“
- Technische Daten der voraussichtlich eingesetzten PV-Module inkl. Angaben zur Ausrichtung und Höhe
- Geländeschnitt der Autobahn

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.

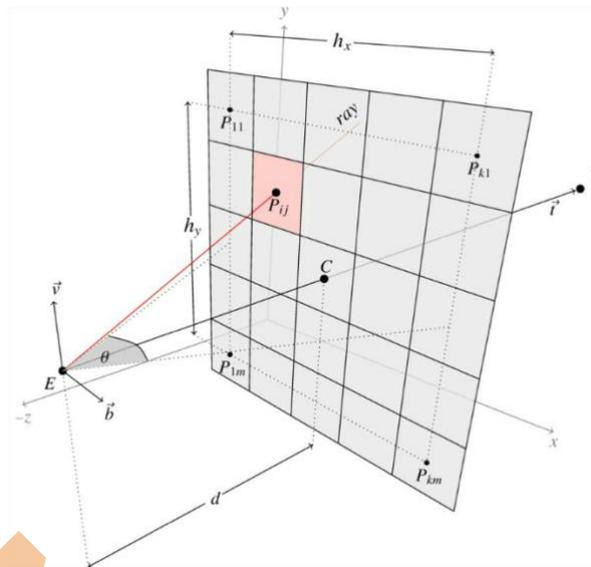


Abbildung 4 - Backward Ray Tracing - Quelle : Wikipedia

Ist beides zutreffend, eine Reflektion also möglich und potential ausreichend stark, wird rechnerisch mittels Backward Ray Tracing anhand der geometrischen Lage und Geländetopographie 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. Allerdings ist dies nur ein Richtwert und die LAI gibt an das „größere“ Anlagen auch eine Blendwirkung haben können, die über 100m hinausgeht. Da die vorliegende Anlage aus mehreren Teilen besteht wird zur Sicherheit davon ausgegangen, dass auch Immissionsquellen betrachtet werden, die mehr als 100m entfernt liegen.

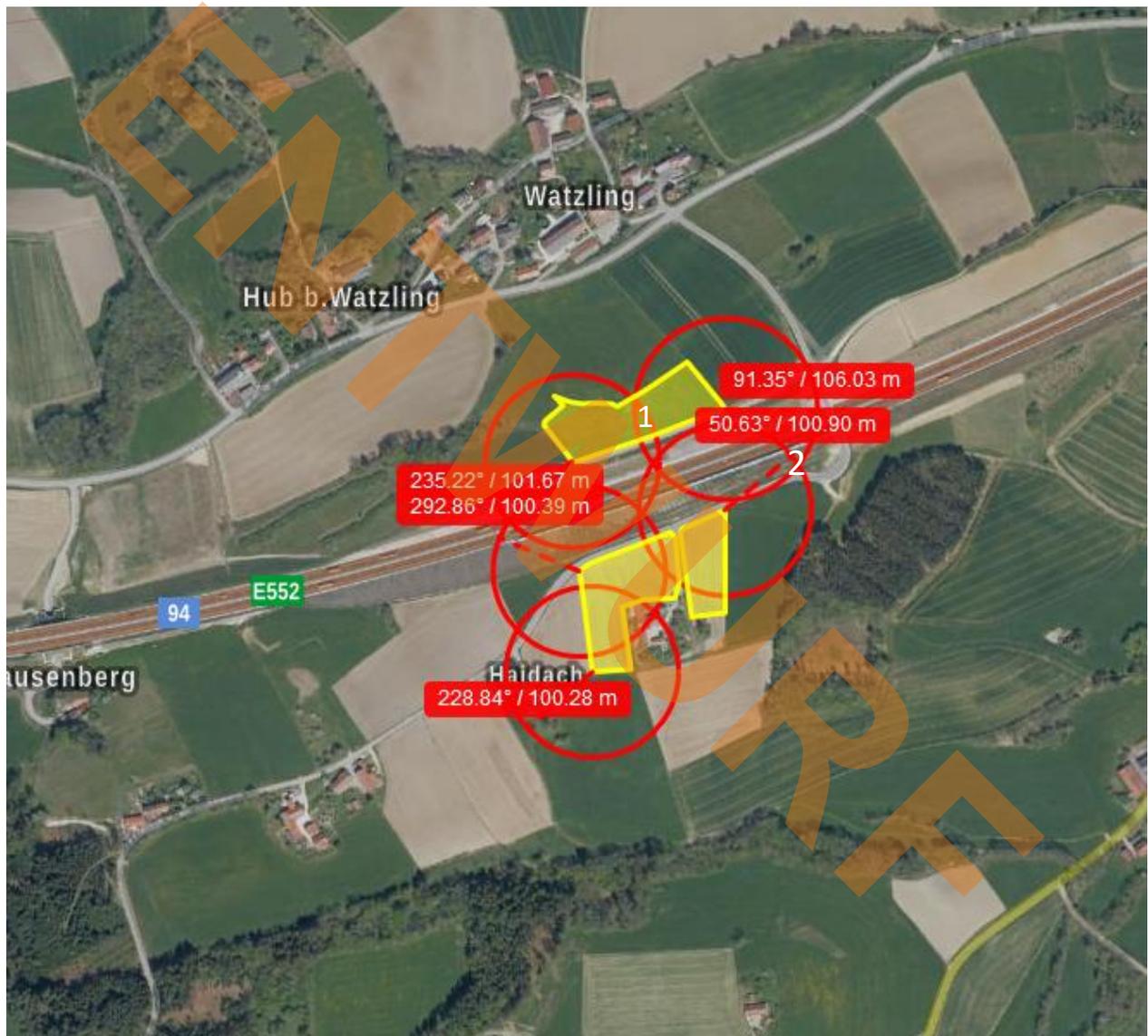


Abbildung 5: Abstand zu Immissionsorten (Quelle: Bayernatlas)

Für die Autobahn A94 sowie den Aussiedlerhof im Westen ist eindeutig festzustellen, dass beide Immissionsquellen innerhalb der 100m Marke liegen.



*Abbildung 6 - Blick Richtung A94 von Watzling Nord Richtung Brücke*

Es ist zwar grundsätzlich eine Sichtbeziehung zwischen der Anlage Watzling Nord und der Autobahn vorhanden (Blickrichtung von Punkt 1 zu Punkt 2 in Abb. 5), aber wie auch die Topografie zeigt, liegt hier

eine Steigung zwischen der Autobahn und der Anlage. Dies erschwert grundsätzlich erst einmal eine Blendung

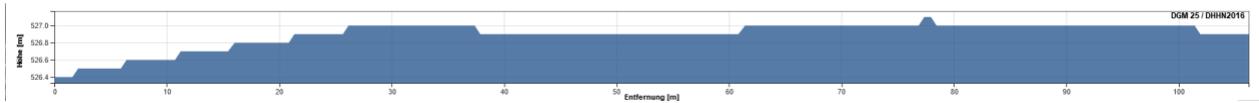


Abbildung 7: Querschnitt der Topografie vom gefährdeten Bereich bis zum Park (Quelle: Bayernatlas)

Eine erste Simulation ergab im Bereich der Autobahn A94 eine Blendung. Da durch den starken Abfall des Geländes das Ergebnis unlogisch erschien, wurden die zugrundeliegenden Daten anhand eines vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten Längsschnitt der Autobahn geprüft und ein Vermessungsfehler der Satellitendaten im Bereich der A 94 festgestellt.

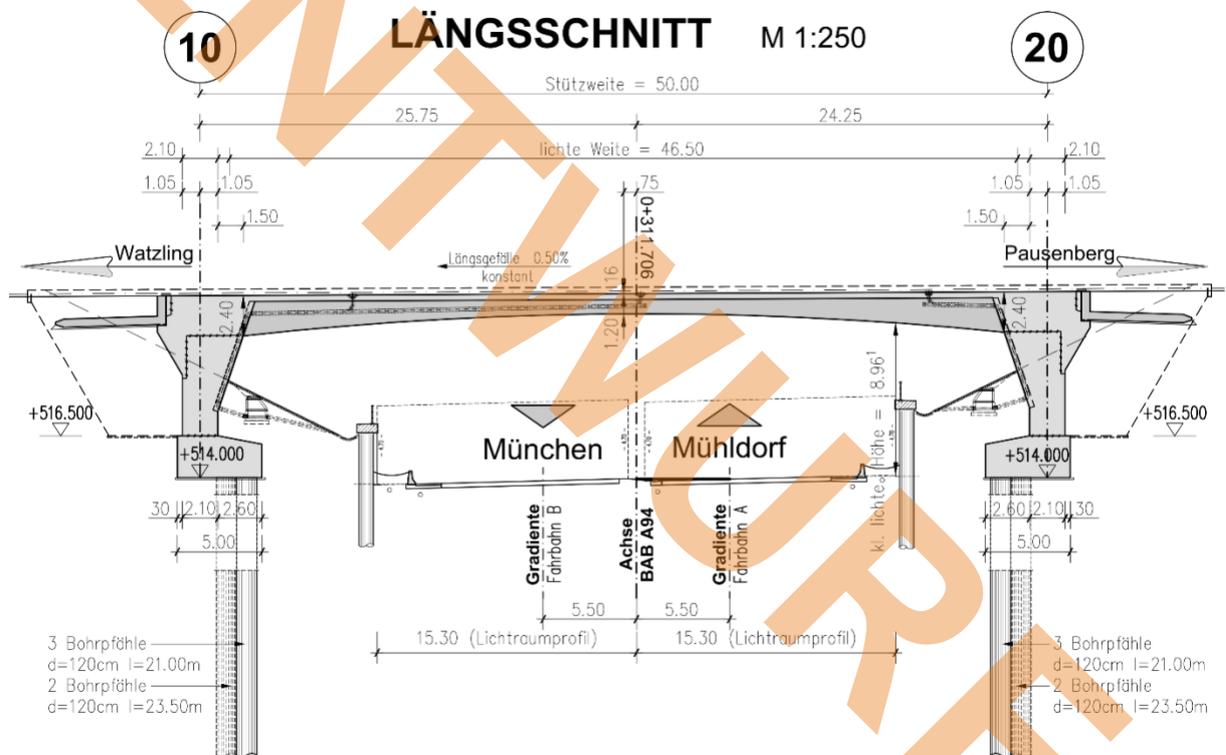


Abbildung 8 - Längsschnitt Autobahn - Quelle : Auftraggeber

Wie in der Abbildung der Autobahnmeisterei zu sehen ist, ist die Brückenfundierung auf 514m über NN gesetzt. In der ersten Simulation waren auf der Autobahn Höhen von bis zu 530m über NN vor der Brücke angegeben. Dies entspricht auch nach Rücksprache mit dem Auftraggeber, der vor Ort war, nicht der Realität und wurde daher korrigiert.

### 3.2. Grad der Beeinträchtigung

Bevor eine Simulation stattfinden kann, muss zuerst die geographische Lage des Parks festgelegt werden. Da es sich um ein relativ kleines Gebiet handelt, wird im Allgemeinen ein Breitengrad von 48°25' und ein Längengrad von 12°10' für den Park angenommen.

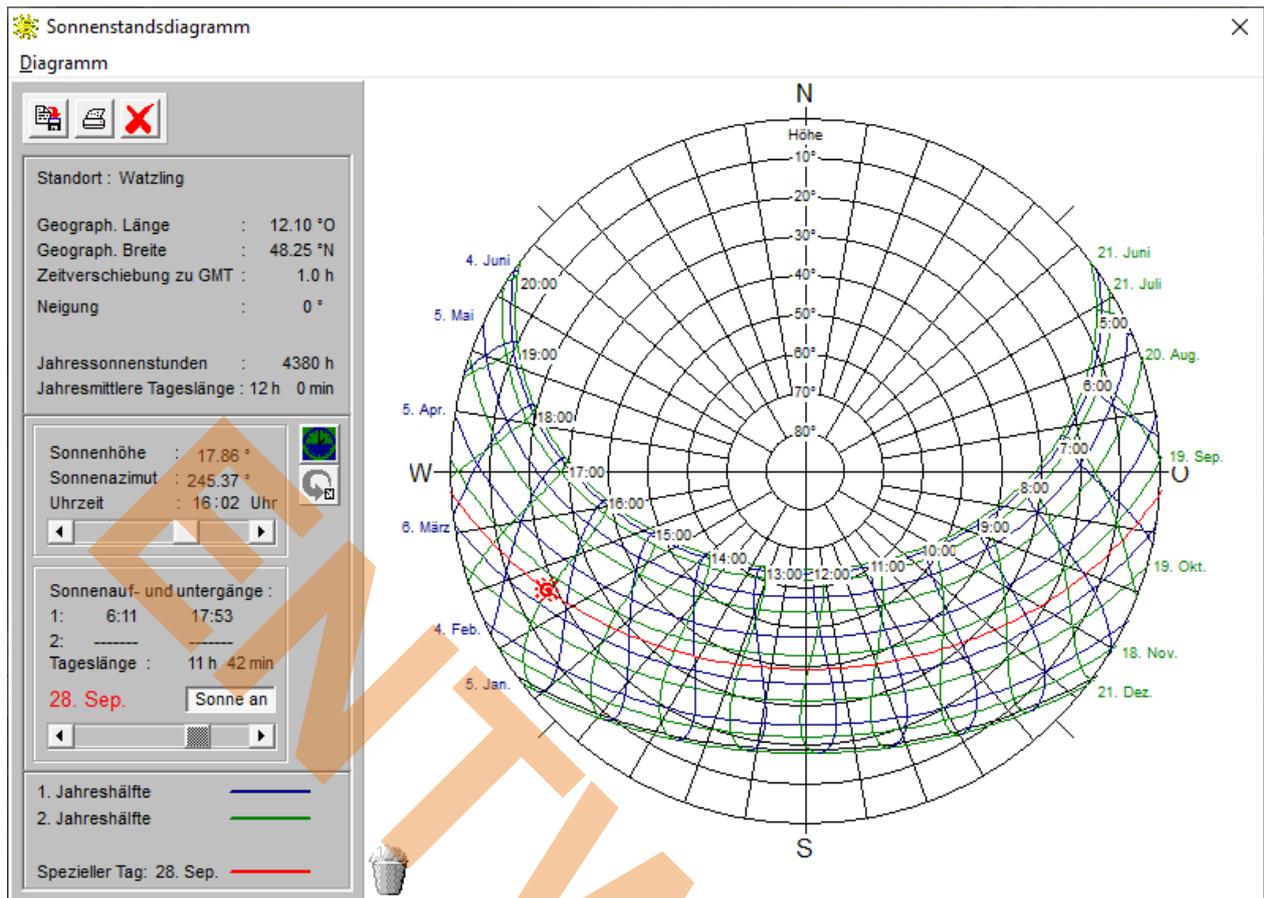


Abbildung 9- Sonnenstanddiagramm über das Jahr - Quelle:SunEarthTools.com

Das Sonnenstanddiagramm für den Standort des Solarparks (48°25 N , 12°10 O) zeigt die Höhen und die Richtungen an, unter der die Sonne im Tagesverlauf zu sehen ist (Abbildung 9). Zusätzlich zu den Sonnenständen muss überlegt werden, ob und wo überhaupt eine Blendung auftreten kann.

Geht man davon aus, dass die Module südlich ausgerichtet sind, kann sowohl von Norden als auch von Süden keine Blendung auftreten. Im Norden steht die Sonne niemals und südliche Blendungen werden aufgrund der Neigung der Solarpaneele nach oben abgelenkt. Daraus ergibt sich, dass potenzielle Blendung nur auftreten kann, wenn die Sonne im Osten (Sonnenaufgang) oder im Westen (Sonnenuntergang) steht. Nachfolgend wurden mit dem Programm ForgeSolar einige Berechnungen durchgeführt, um eine mögliche Blendung zu simulieren. Dabei wurde eventueller Bewuchs am Rande der Autobahn, die zu einem zusätzlichen Blendschutz führen kann, außer Acht gelassen, um einen möglichst ungünstigen Fall für den Fahrer zu simulieren.

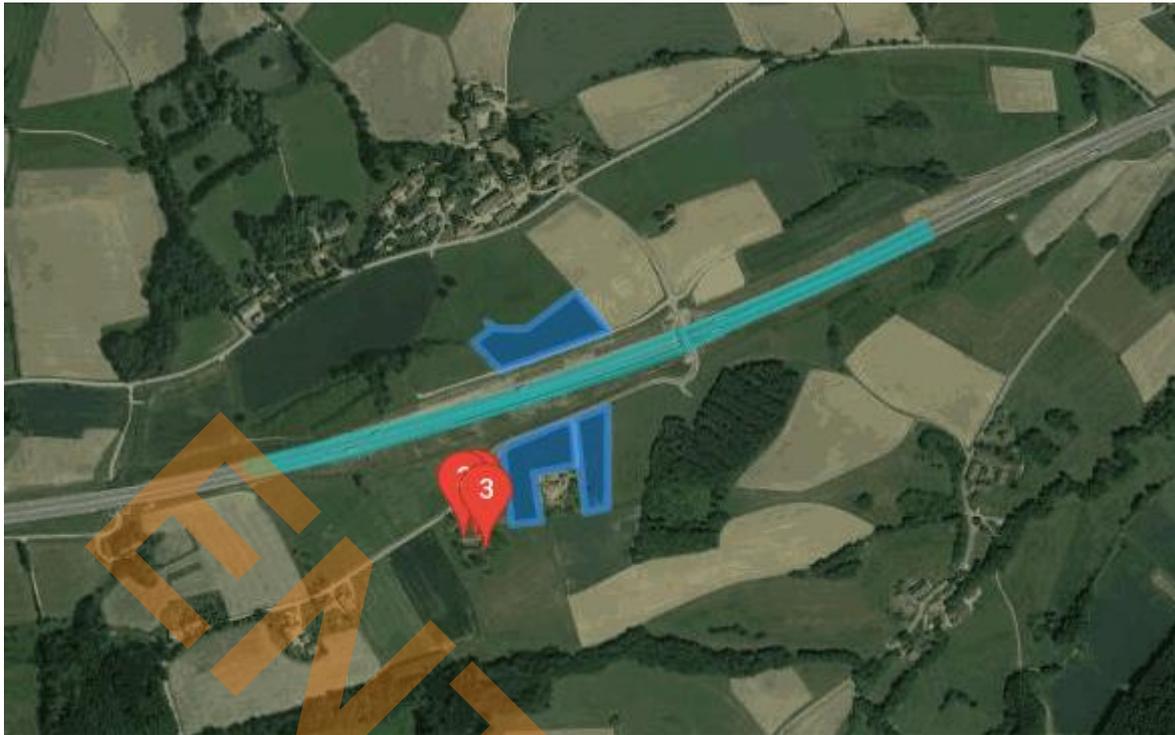


Abbildung 10 - Simulation für Autobahn, Landstraße und Ortschaften - Quelle: ForgeSolar

Abbildung 10 zeigt den Simulationsaufbau. Die Anlage wurde in zwei Teile getrennt (Watzling Nord und Sued. Insgesamt wurden über 50 Eckpunkte gezogen, um nach Möglichkeit die ganze Blendwirkung des Parkes annähernd darzustellen.

Auf Grund der Angaben des Auftraggebers wurde als oberster Punkt aufgrund der max. zulässigen Bauhöhe des Bebauungsplans 3,5 m über Grund angenommen.

Punkte 1 bis 3 stellen exemplarisch Immissionsorte am Aussiedlerhof dar, die türkisen Linien stellen die Strecke dar, die ein Fahrzeug zurücklegt. Insgesamt wurden 2 Fahrstrecken simuliert, um sowohl der westliche als auch der östlichen Fahrstrecke zu entsprechen. Bei den Fahrzeugen wurden die Höhen bis zu einer Maximalhöhe von 3.5 m variiert, um auch LKW- oder Busfahrer mit einzubeziehen.

Tabelle 1: Blendungsgefährdung – Quelle: ForgeSolar

## PV & Receptor Analysis Results detailed results for each PV array and receptor

### Watzling Nord potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
Route: Watzling Osten	117	1681
Route: Watzling Westen	0	8319



Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	2319
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	1172
Route: Watzling Osten	28	1209
Route: Watzling Westen	0	0

In der LAI-Richtlinie ist für eine zulässige Blendung die Dauer von etwa 1800 Minuten im Jahr genannt. Bei Anlagenteil Watzling Nord überschreitet lediglich nach Westen führende Spur der Autobahn diesen Wert. Auch bei Watzling Sued wird nur überschreitet nur ein Beobachtungspunkt 1800 Minuten.

Zusätzlich ist für die LAI Richtlinie die tägliche Dauer ausschlaggebend. Es sollten 30 Minuten Blendung pro Tag nicht überschritten werden. Dies ist nur beim Anlagenteil Nord Richtung Westen der Fall. Da dieser Punkt aber schon über den 1800 Minuten liegt, treten über die 30 Minuten Regel KEINE zusätzlich zu beobachtenden Punkte auf.

Ein Teil der Betrachtung ist die Aufschlüsselung nach Monaten. Tabelle 2 gibt Aufschluss über die Strahlung abhängig vom Monat

Tabelle 2: Blendung in den jeweiligen Monaten – Quelle: ForgeSolar

Distinct glare per month ?

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
watzling-nor (green)	0	0	0	0	58	0	54	5	0	0	0	0
watzling-nor (yellow)	0	0	231	996	2006	2562	2417	1284	504	0	0	0
watzling-sue (green)	0	0	0	15	0	0	0	13	0	0	0	0
watzling-sue (yellow)	0	0	129	588	768	1086	984	613	304	0	0	0

Die längste Blendungsdauer findet für beide Anlagen im Juni statt. Allerdings wird hier die gesamte Blendung aller beobachteten Punkte zusammengefasst. Deswegen ist die durchschnittliche Blenddauer von 85 Minuten pro Tag irreführend. Eine genaue Aufschlüsselung befindet sich bei den Daten im Anhang.

Allgemein kann gesagt werden, dass nur bei 2 Immissionsobjekten überhaupt die Zeiten für die LAI-Richtlinie überschritten werden könnten. Trotzdem muss für diese Punkte weiter untersucht werden, ob es sich auch um zusätzliche Blendeinwirkung handelt – oder ob die Sonne zu besagten Zeitpunkten nicht ohnehin (stärker) blenden würde. Deswegen werden im Folgenden die Zeitpunkte der Blendung betrachtet.

### 3.2.1. Blendung für nach Westen führende Spur der Autobahn

Wie in Tabelle 1 zu sehen ist, gibt es für die nach Osten führende Spur zwar eine Blendung, diese ist aber im Zuge der LAI Richtlinie zulässig. Für die nach Westen führende Spur gilt, dass die Blendung ausschließlich abends zwischen 17.50 und 19.00 auftritt. Dort steht die Sonne aber schon relativ tief im Westen. (vgl. Abbildung 9 Sonnenstand)

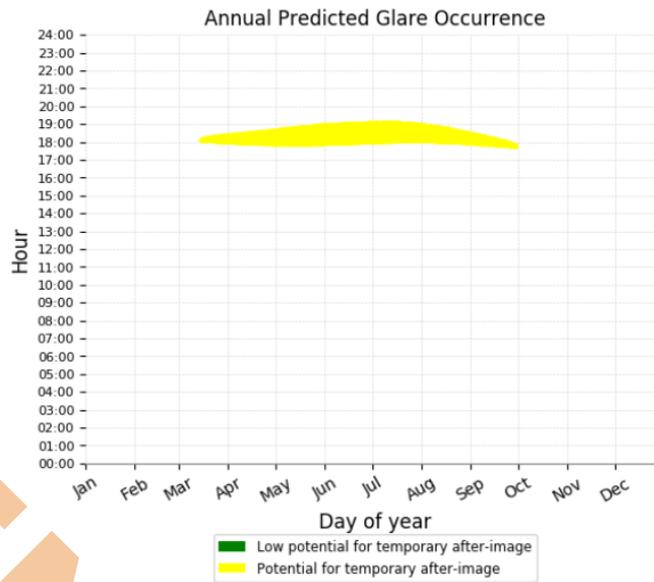


Abbildung 11 - Uhrzeit der Blendung für die Autobahn von Anlagenteil A – Quelle: ForgeSolar

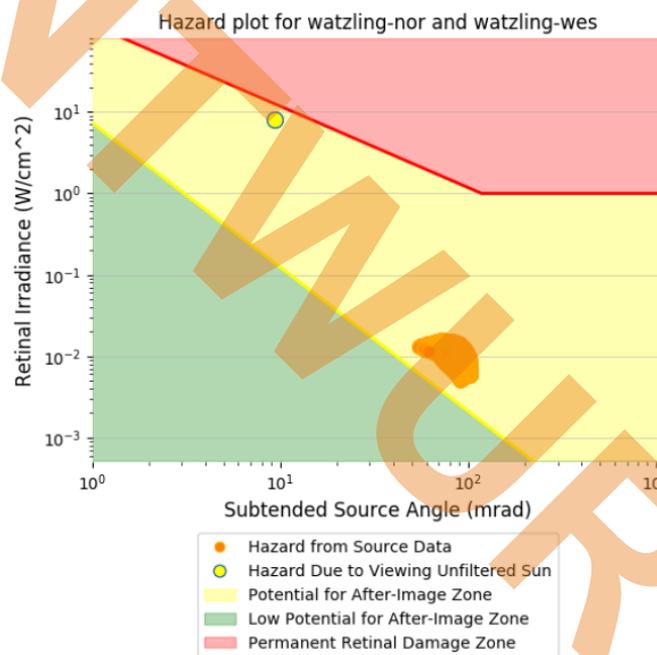


Abbildung 12 - Vergleich Natürliches Licht und Solar – Quelle: ForgeSolar

Laut der LAI-Richtlinie liegt eine unzulässige, zusätzliche Blendung nicht vor, wenn der Einfallswinkel der Sonne und der des Moduls sich um ca. 10° unterscheiden :

*„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.“<sup>1</sup>*

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

Der angegebene Einfallswinkel (subtended source angle) wird hier in Milliradian angegeben. Er liegt zwischen 60 und 140 Milliradian, was  $3,4^\circ$  bis  $8,0^\circ$  entspricht, im Mittel also  $5,7^\circ$ . Zur für die Anlage ungünstigsten Zeit um 18 Uhr Ende Juni steht die Sonne bei knapp  $19,55^\circ$  (Vergleiche Abbildung 13).

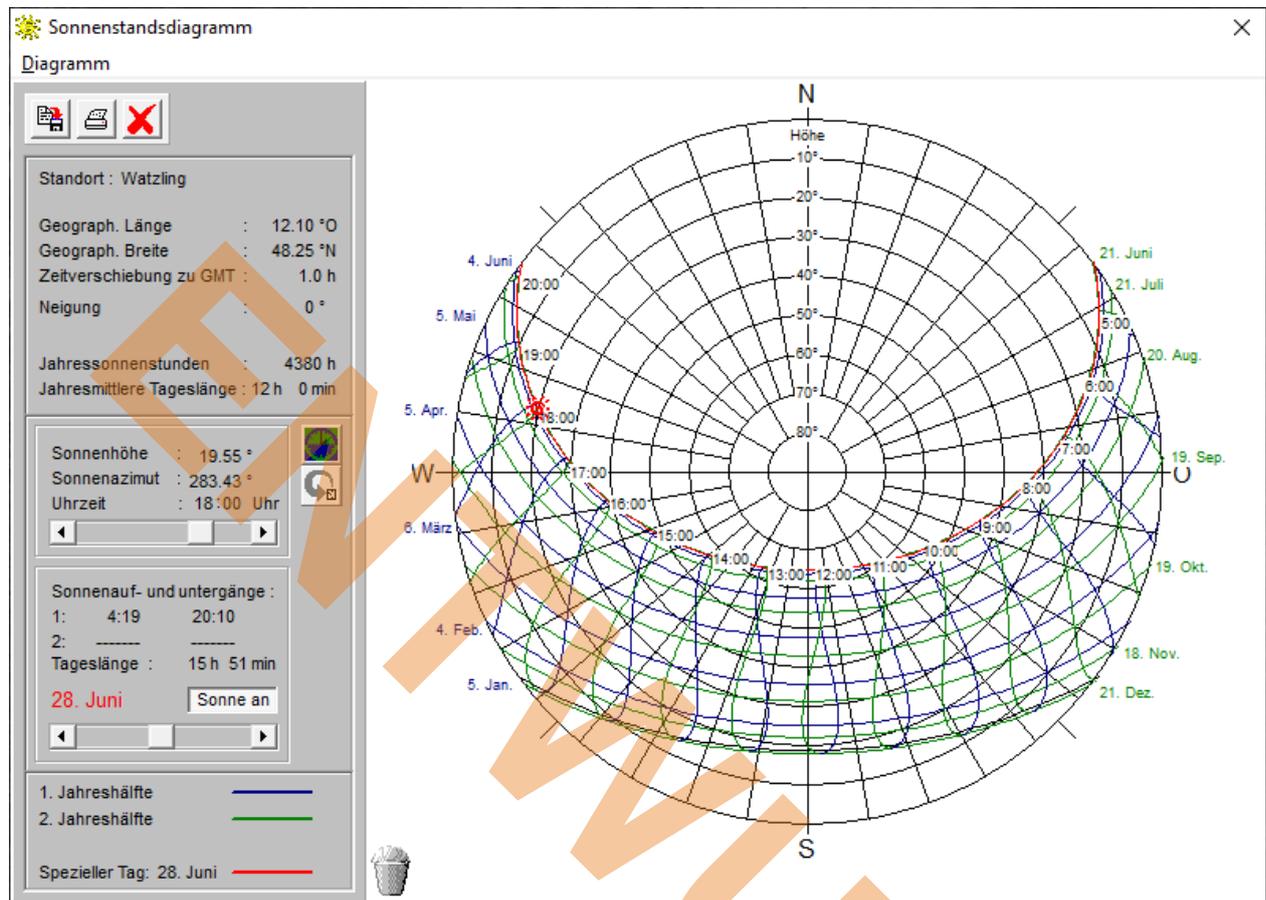


Abbildung 13 Sonnenstand Ende Mai - Quelle: SunOrb

Da hier der Wert über  $10^\circ$  abweicht würde im ungünstigsten Fall für den Park tatsächlich eine zusätzliche Blendung auftreten. Allerdings gilt dies nicht für alle Tage im Jahr. Betrachtet man nur die Tage, in denen wirklich eine zusätzliche Blendung auftritt, so ist der letzte Tag der 17. Mai. Hier liegt der Winkel bei  $15,58^\circ$  und ist somit laut LAI keine unzulässige zusätzliche Blendung. Am 5. August beträgt der Winkel um 18.00 Uhr  $15,45^\circ$  und ist somit auch hier wieder als keine zusätzliche unzulässige Blendung zu werten. Das bedeutet, dass selbst im ungünstigsten Fall die Anlage nur vom 18.5 bis zum 4.8 überhaupt eine Blendung hervorrufen könnte.

Ein weiterer Faktor ist die Strecke der Blendung. Wie in Abbildung 14 zu erkennen ist, ist überhaupt nur ein kleiner Teil der Autobahn betroffen, in dem sich ein durchschnittlicher Fahrer nur kurzzeitig aufhält.

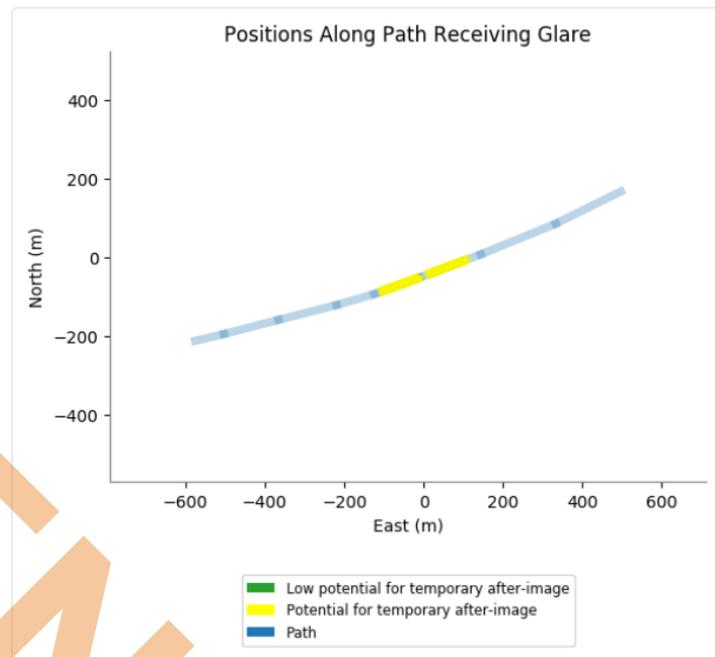


Abbildung 14 Betroffene Bereiche der Autobahnstrecke - Quelle: ForgeSolar

In Summe tritt zwar eine Blendung auf, diese ist aber durch die zeitliche Begrenzung über das Jahr mit der LAI-Richtlinie vereinbar.

Zusätzlich ist anzumerken, dass der Differenzwinkel nur leicht über  $10^\circ$  liegt. Es kommen hier allerdings mehrere Faktoren zusammen, die darauf schließen lassen, dass hier keine unzulässige zusätzliche Blendung vorliegt.

Zum einen ist die Sichtbeziehung zur Autobahn fraglich. Wie in Abbildung 7 zu erkennen ist, fällt das Gelände zur Autobahn hin ab. Das Programm allerdings betrachtet nur die direkte Verbindung des Parks und der Observierungspunkte. Das Programm kann die Topografie oder eventuellen Bewuchs nicht mit einbeziehen, was wiederum den maximal ungünstigsten Fall für den Solarpark widerspiegelt und nicht die Realität abbildet. Bei einer vor-Ort Betrachtung lässt sich feststellen, dass die Topografie recht hügelig ist, sowie Sichthindernisse wie die Brücke vorliegen.

Des Weiteren gibt die LAI-Richtlinie hier auch einen Ermessensspielraum vor, da es „mindestens  $10^\circ$ “ und nicht „ab  $10^\circ$ “ heißt. Da es sich um nur um eine sehr kurze Strecke handelt, die eventuell beeinträchtigt wird, ist nicht von einer Gefährdung von Personen durch im Verkehr auszugehen.

In Summe kommt das Gutachten hier zu dem Schluss, dass auch im Zuge der LAI-Richtlinie eine zulässige Blendung vorliegt.

### 3.2.2 Westlich gelegener Hof

Für den zweiten Punkt, der betrachtet werden muss, stellt sich ein anderes Bild dar. Hier tritt die Blendung am Morgen zwischen 5.50 und 6.30 Uhr auf.

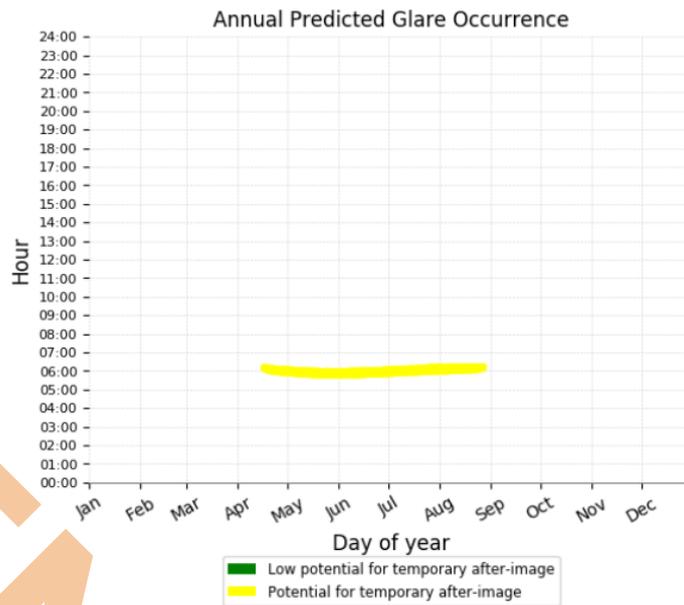


Abbildung 15 - Blendungszeitraum am westlichen Hof - Quelle: ForgeSolar

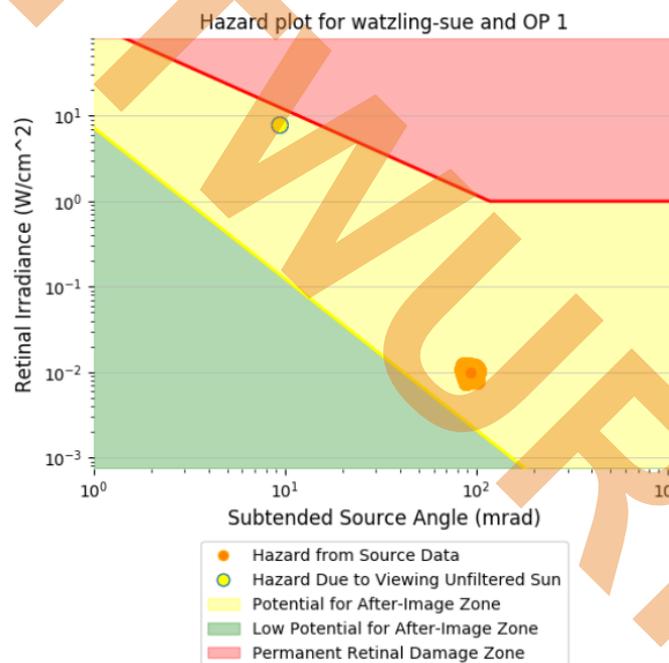


Abbildung 16 Vergleich Natürliches Licht und Solar – Quelle: ForgeSolar

Der angegebene Einfallswinkel liegt hier zwischen 5,1° und 6,3°. Betrachtet man hier das Sonnenstandsdiagramm, so liegt der für die Anlage schlechteste Fall bei 13,68° am 15 Juni. Dies ist innerhalb der von der LAI-Richtlinie angegeben 10° Abweichung, womit der Hof keine unzulässige zusätzliche Blendung erhält.

#### 4. Ergebnisauswertung

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass es unter den idealisierten Annahmen der LAI-Richtlinie zwar zunächst zur theoretischen Überschreitung als zulässig erklärter Blendeziträume im Bereich der A94

kommt, diese aber größtenteils in einen Zeitraum fallen, in welchem die Sonne so tief steht, dass sie ohnehin selbst deutlich stärker blendet. Ähnlich verhält es sich mit dem Aussiedlerhof.

Es handelt sich folglich um keine zusätzliche Belastung, weshalb **die Anlage** auch unter dem Gesichtspunkt des Differenzwinkels **mit der Richtlinie vereinbar ist**.

Zusätzlich positiv für die Anlage wirkt sich zudem aus, dass die Module in der Realität eben nicht ideal spiegeln, sondern nur etwa 4-6% des Lichts reflektieren – keine 100%. Sobald sich der erste Staub auf die Oberfläche legt, nimmt dieser Wert zusätzlich fortlaufend ab. Sollte es trotz allem Bedenken geben, so kann im Bereich der beeinträchtigten Strecke der Autobahn eine Schichtschutzmatte angebracht werden.

## 5. Anlagen

(1) Simulationsergebnis

ENTWURF

# PV Watzling

## Watzling 20

Client: Ros

Created Sept. 23, 2021  
 Updated Oct. 4, 2021  
 Time-step 1 minute  
 Timezone offset UTC+1  
 Site ID 59374.10368

Project type Advanced  
 Project status: active  
 Category 5 MW to 10 MW



### Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m<sup>2</sup> peak)  
 Ocular transmission coefficient: 0.5  
 Pupil diameter: 0.002 m  
 Eye focal length: 0.017 m  
 Sun subtended angle: 9.3 mrad

#### Analysis Methodologies:

- Observation point: **Version 2**
- 2-Mile Flight Path: **Version 2**
- Route: **Version 2**

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
Watzling Nord	20.0	180.0	5	1,792	-
Watzling Sued West	20.0	180.0	58	6,772	-

ENTWURF

## PV Array(s)

Total PV footprint area: 21,800 m<sup>2</sup>

**Name:** Watzling Nord  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0 deg  
**Orientation:** 180.0 deg  
**Footprint area:** 5,620 m<sup>2</sup>  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth glass without AR coating  
**Vary reflectivity with sun position?** Yes  
**Correlate slope error with surface type?** Yes  
**Slope error:** 6.55 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.250957	12.103334	525.68	1.00	526.68
2	48.251020	12.103611	525.59	3.50	529.09
3	48.251120	12.104026	525.40	1.00	526.40
4	48.251234	12.104459	525.99	3.50	529.49
5	48.251332	12.104833	525.20	1.00	526.20
6	48.251431	12.105242	525.63	3.50	529.13
7	48.251448	12.105293	525.60	1.00	526.60
8	48.251759	12.104909	525.81	3.50	529.31
9	48.251896	12.104739	525.35	1.00	526.35
10	48.251832	12.104612	526.80	3.50	530.30
11	48.251800	12.104519	524.66	1.00	525.66
12	48.251753	12.104425	524.67	3.50	528.17
13	48.251709	12.104350	526.65	1.00	527.65
14	48.251632	12.104433	525.60	3.50	529.10
15	48.251564	12.104532	524.83	1.00	525.83
16	48.251377	12.103961	526.40	3.50	529.90
17	48.251313	12.103427	525.54	1.00	526.54
18	48.251340	12.103178	525.95	3.50	529.45
19	48.251358	12.103073	524.62	1.00	525.62
20	48.251249	12.102966	526.35	3.50	529.85
21	48.251154	12.103145	529.18	1.00	530.18

Name: Watzling Sued West

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 20.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Footprint area: 16,180 m<sup>2</sup>

Rated power: -

Panel material: Light textured glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 9.16 mrad



Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.248658	12.104125	527.32	3.50	530.82
2	48.248608	12.103492	528.84	1.00	529.84
3	48.249040	12.103411	531.47	3.50	534.97
4	48.249040	12.103411	531.47	3.50	534.97
5	48.249336	12.103352	532.77	1.00	533.77
6	48.249336	12.103352	532.77	1.00	533.77
7	48.249665	12.103298	532.61	3.50	536.11
8	48.249743	12.103459	532.61	1.00	533.61
9	48.250008	12.104468	531.84	3.50	535.34
10	48.250102	12.104835	530.83	1.00	531.83
11	48.250102	12.104835	530.83	1.00	531.83
12	48.250200	12.105207	530.32	3.50	533.82
13	48.250200	12.105207	530.32	3.50	533.82
14	48.250290	12.105546	529.19	1.00	530.19
15	48.250002	12.105549	528.39	3.50	531.89
16	48.250002	12.105549	528.39	3.50	531.89
17	48.249651	12.105561	527.68	1.00	528.68
18	48.249651	12.105561	527.68	1.00	528.68
19	48.249369	12.105556	527.22	3.50	530.72
20	48.249369	12.105556	527.22	3.50	530.72
21	48.249142	12.105565	526.16	1.00	527.16
22	48.249142	12.105565	526.16	1.00	527.16
23	48.248968	12.105553	524.75	3.50	528.25
24	48.248968	12.105553	524.75	3.50	528.25
25	48.248945	12.105348	525.71	1.00	526.71
26	48.248945	12.105348	525.71	1.00	526.71
27	48.248973	12.105249	526.85	3.50	530.35
28	48.248973	12.105249	526.85	3.50	530.35
29	48.248973	12.105128	527.56	1.00	528.56
30	48.248973	12.105128	527.56	1.00	528.56
31	48.249458	12.104865	530.67	3.50	534.17

### Route Receptor(s)

**Name:** Watzling Ost  
**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	48.249403	12.098464	503.66	1.50	505.16
2	48.249674	12.100175	516.51	3.00	519.51
3	48.249905	12.101455	515.48	1.50	516.98
4	48.250173	12.102826	515.68	3.00	518.68
5	48.250462	12.104155	515.79	1.50	517.29
6	48.250814	12.105657	515.79	3.00	518.79
7	48.251187	12.107124	515.77	1.50	517.27
8	48.251497	12.108259	514.73	3.00	517.73
9	48.251915	12.109701	512.95	1.50	514.45
10	48.252370	12.111204	510.06	3.00	513.06

**Name:** Watzling Westen  
**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	48.252454	12.111122	510.33	1.50	511.83
2	48.251987	12.109620	513.36	3.00	516.36
3	48.251570	12.108150	515.56	1.50	517.06
4	48.251274	12.107063	515.21	3.00	518.21
5	48.250899	12.105578	515.27	1.50	516.77
6	48.250534	12.104031	515.82	3.00	518.82
7	48.250264	12.102770	515.90	1.50	517.40
8	48.249992	12.101374	515.91	3.00	518.91
9	48.249768	12.100118	514.52	1.50	516.02
10	48.249496	12.098429	501.75	3.00	504.75

### Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 9	48.248450	12.102745	532.05	2.00	534.05
OP 10	48.248434	12.102499	531.85	4.00	535.85
OP 11	48.248264	12.102955	530.63	6.00	536.63

# 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	Data File
Watzling Nord	20.0	180.0	5	1,792	-	-
Watzling Sued West	20.0	180.0	58	6,772	-	-

## 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
watzling-nor (green)	0	0	4	0	0	0	0	0	1	0	0	0
watzling-nor (yellow)	0	0	24	326	74	696	320	223	129	0	0	0
watzling-sue (green)	0	0	8	23	0	0	0	18	9	0	0	0
watzling-sue (yellow)	0	0	92	576	818	1139	1038	649	246	0	0	0

## PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

### Watzling Nord potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 9	0	0
OP: OP 10	0	0
OP: OP 11	0	0
Route: Watzling Ost	0	1090
Route: Watzling Westen	5	702

### Watzling Nord - OP Receptor (OP 9)

No glare found

### Watzling Nord - OP Receptor (OP 10)

No glare found

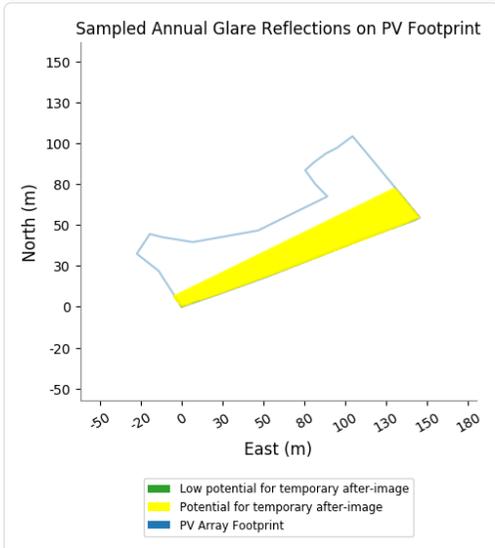
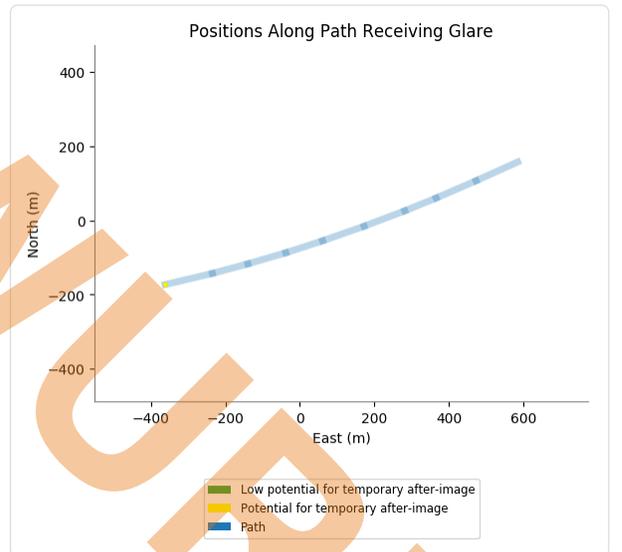
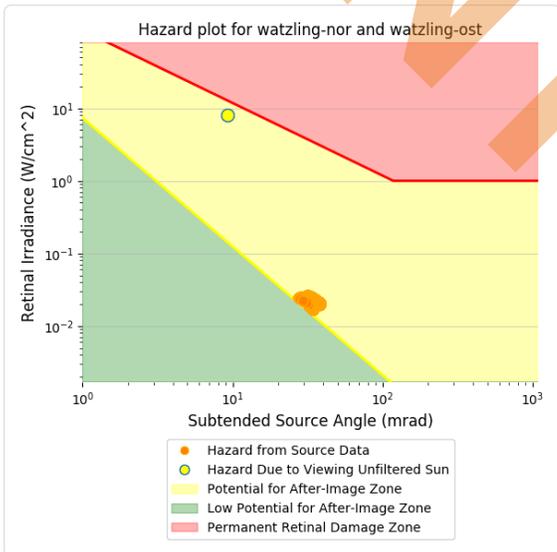
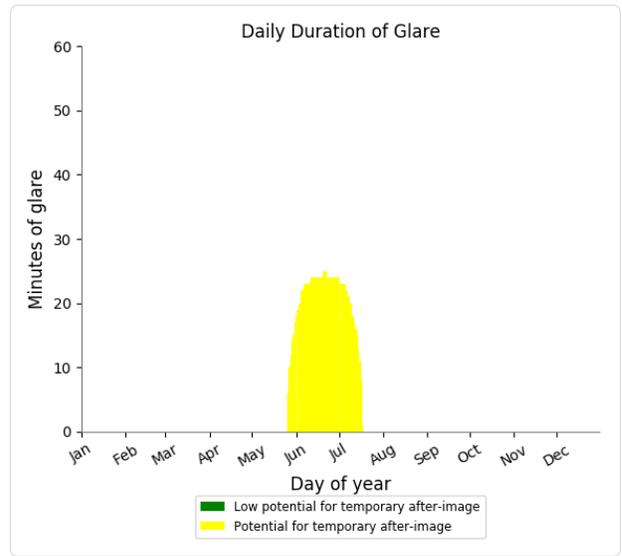
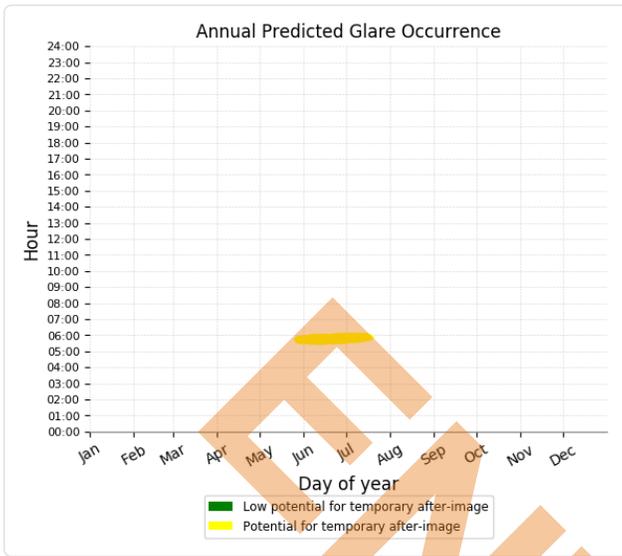
### Watzling Nord - OP Receptor (OP 11)

No glare found

# Watzling Nord - Route Receptor (Watzling Ost)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

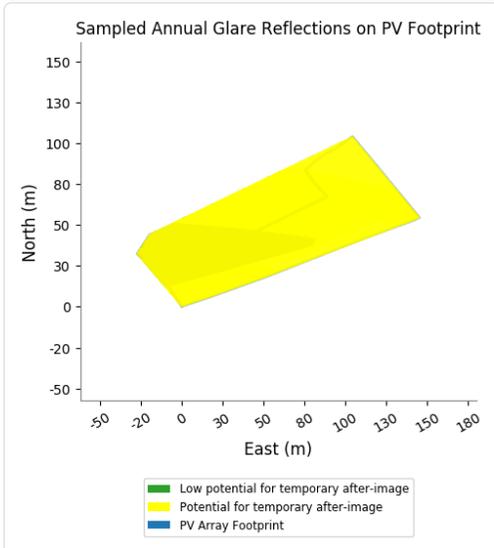
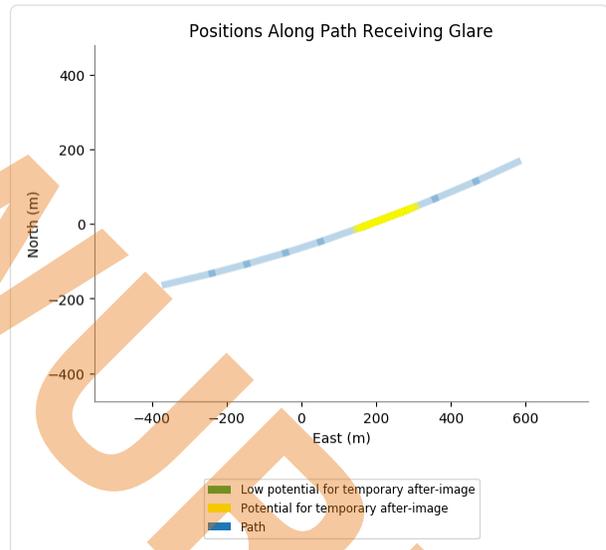
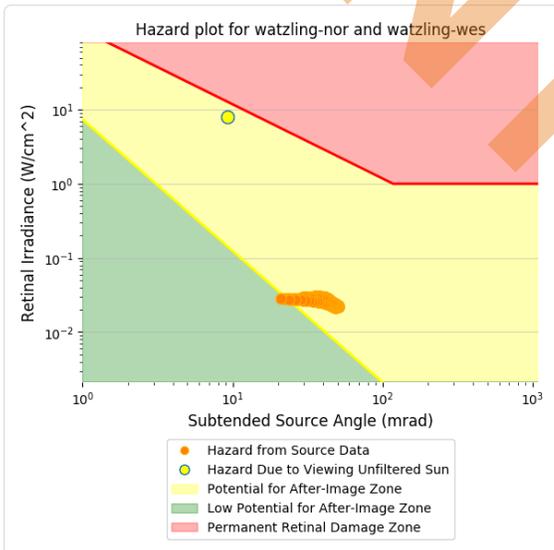
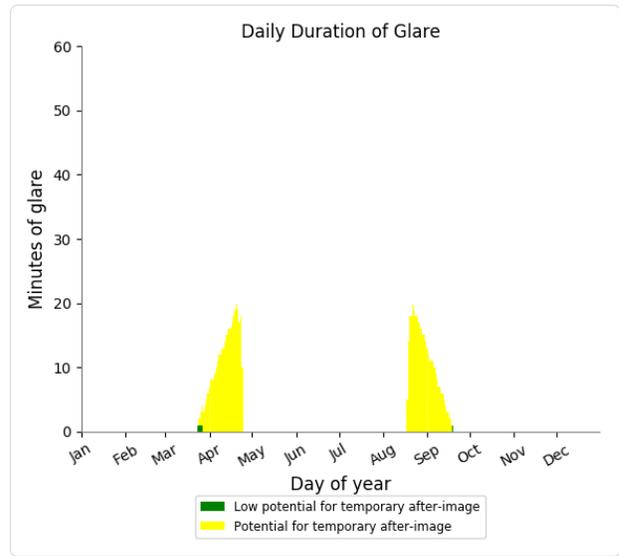
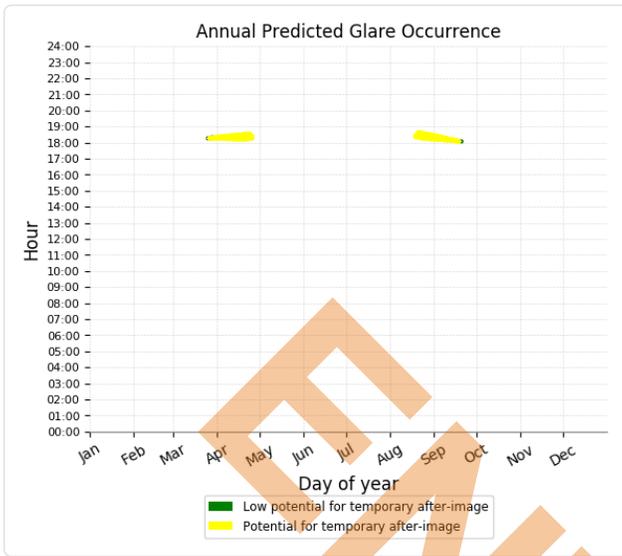
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,090 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



# Watzling Nord - Route Receptor (Watzling Westen)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

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



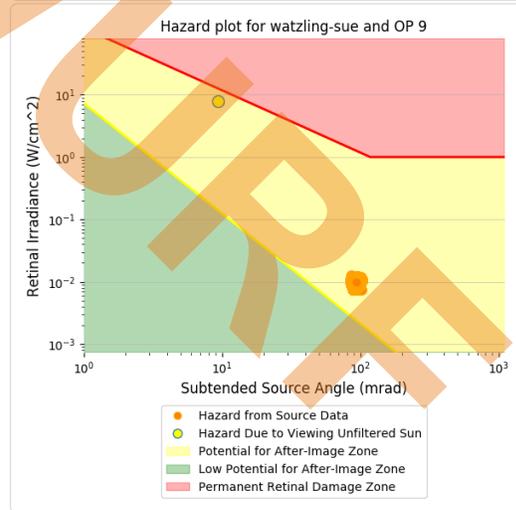
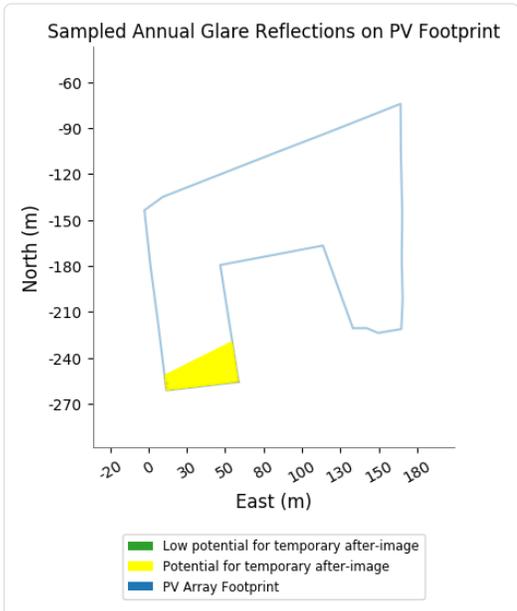
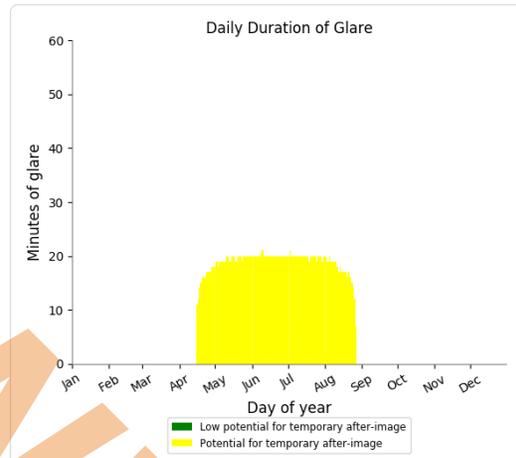
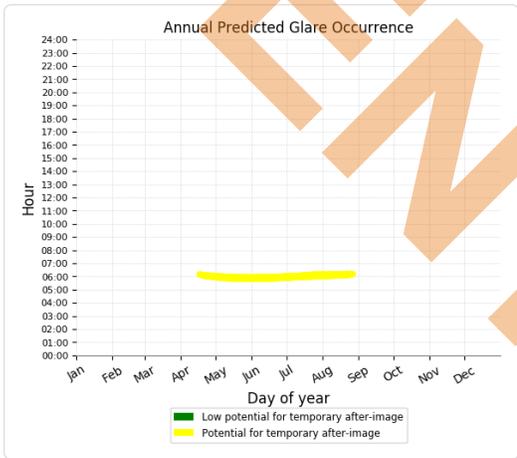
# Watzling Sued West potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 9	0	2523
OP: OP 10	0	2066
OP: OP 11	0	1154
Route: Watzling Ost	58	1029
Route: Watzling Westen	0	0

## Watzling Sued West - OP Receptor (OP 9)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

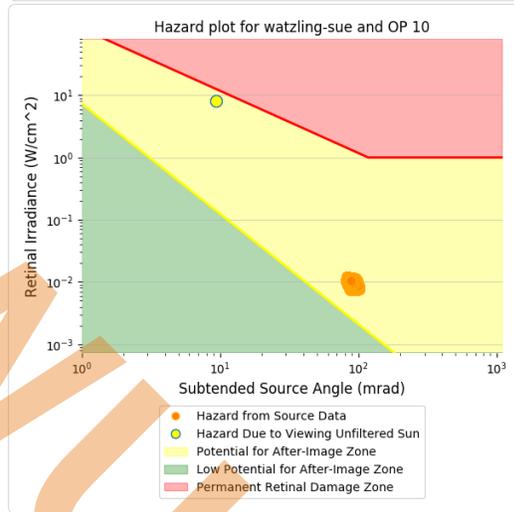
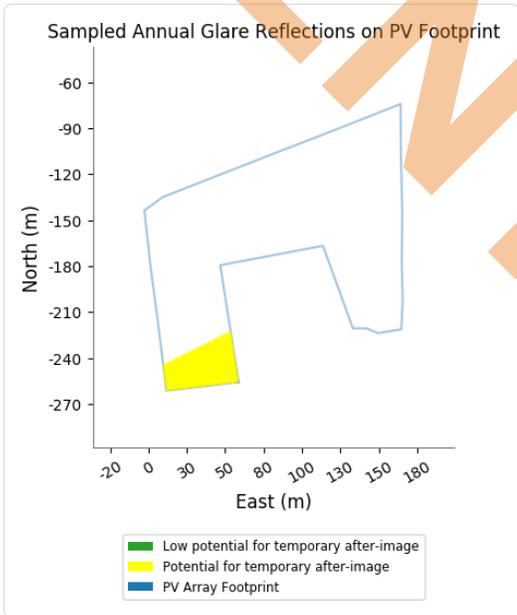
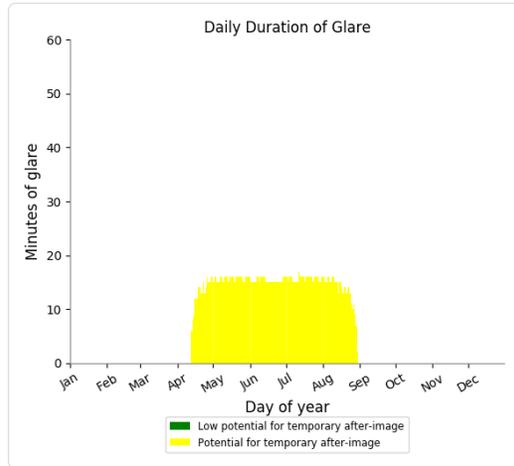
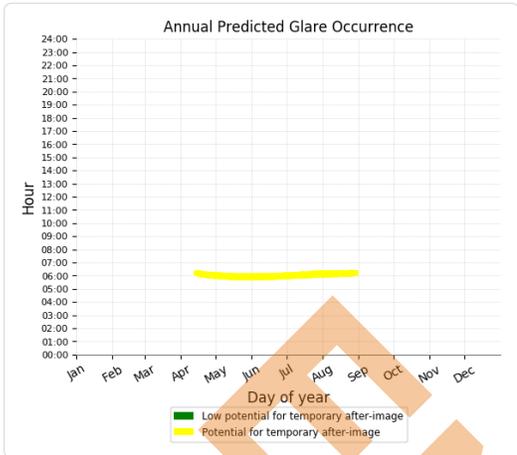
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,523 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



# Watzling Sued West - OP Receptor (OP 10)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

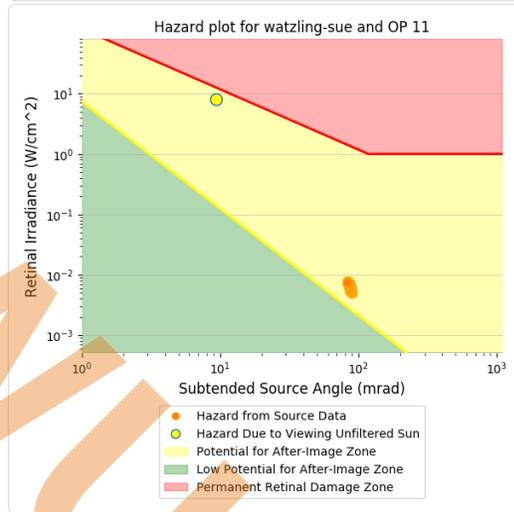
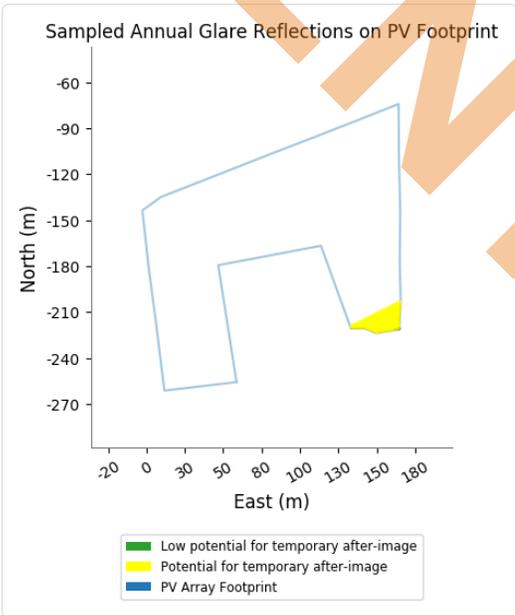
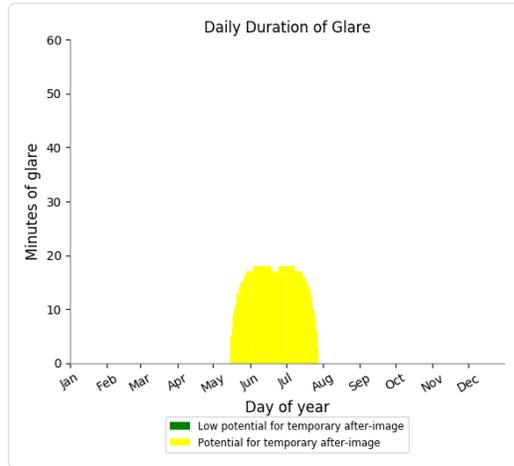
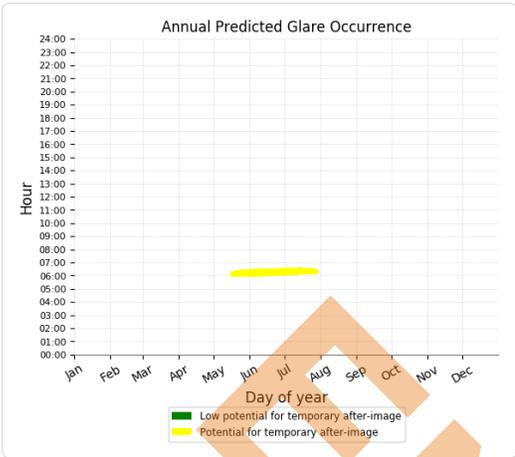
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,066 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



# Watzling Sued West - OP Receptor (OP 11)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

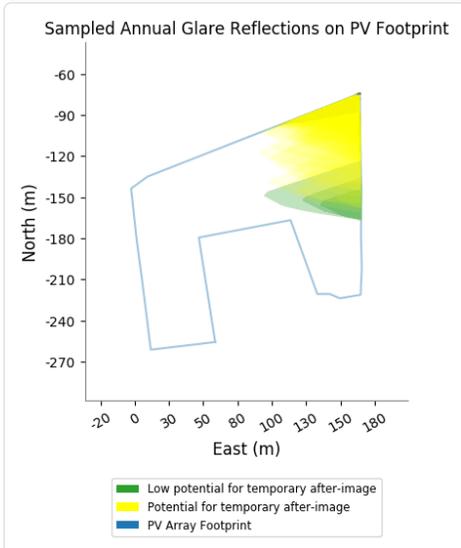
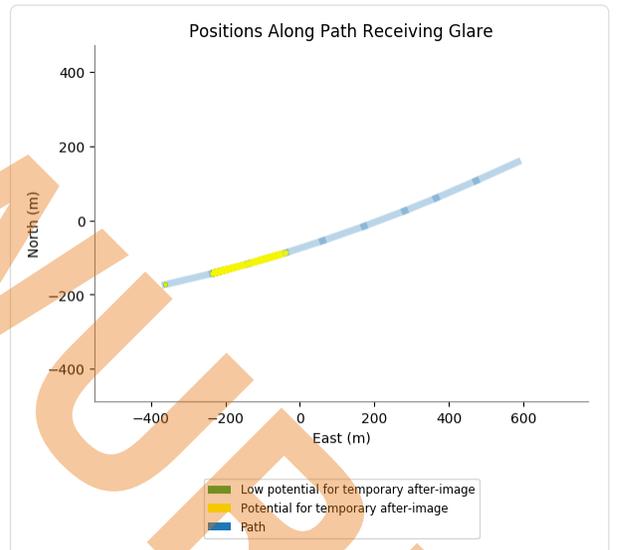
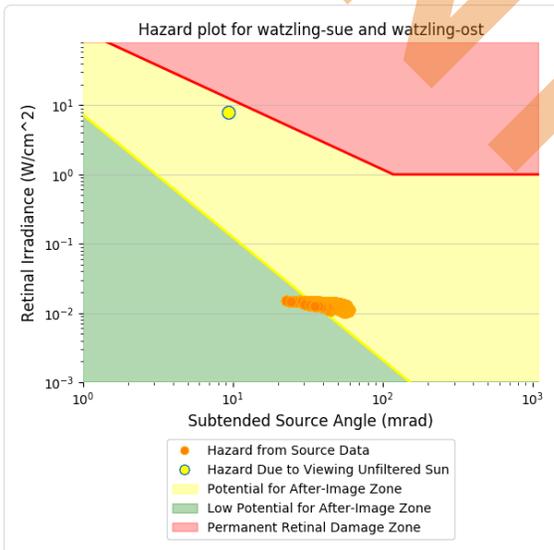
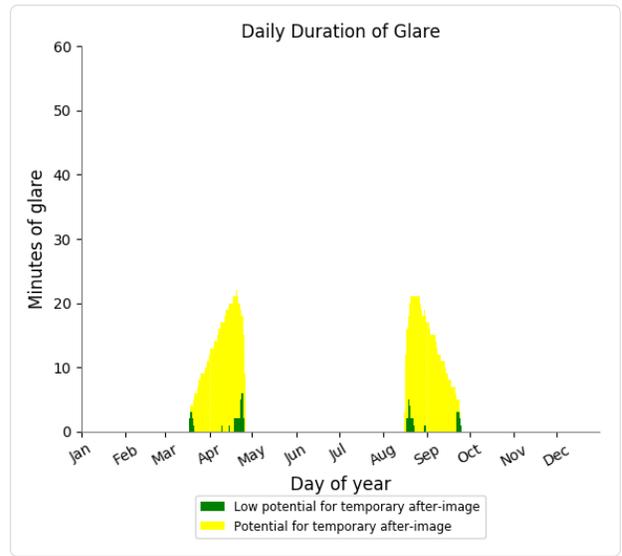
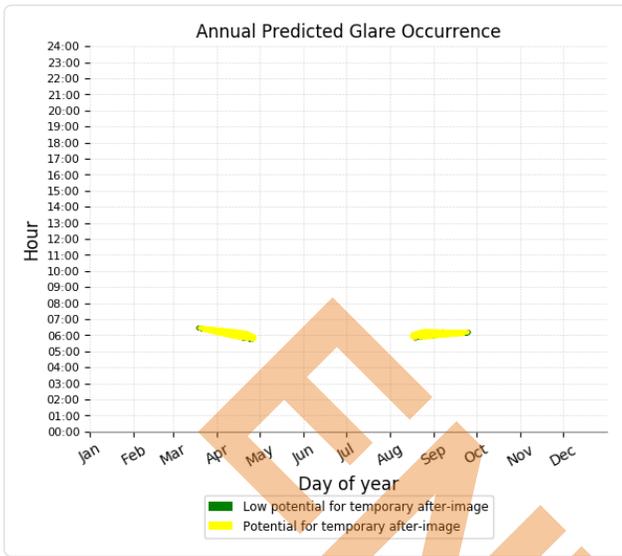
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,154 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



# Watzling Sued West - Route Receptor (Watzling Ost)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 58 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,029 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## Watzling Sued West - Route Receptor (Watzling Westen)

No glare found

### Assumptions

---

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not 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.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

# PV Watzling

## Watzling 25

Client: Ros

Created Sept. 23, 2021  
 Updated Oct. 4, 2021  
 Time-step 1 minute  
 Timezone offset UTC+1  
 Site ID 59374.10368

Project type Advanced  
 Project status: active  
 Category 5 MW to 10 MW



### Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m<sup>2</sup> peak)  
 Ocular transmission coefficient: 0.5  
 Pupil diameter: 0.002 m  
 Eye focal length: 0.017 m  
 Sun subtended angle: 9.3 mrad

#### Analysis Methodologies:

- Observation point: **Version 2**
- 2-Mile Flight Path: **Version 2**
- Route: **Version 2**

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
Watzling Nord	25.0	180.0	5	1,705	-
Watzling Sued West	25.0	180.0	56	7,030	-

ENTWURF

## PV Array(s)

Total PV footprint area: 21,800 m<sup>2</sup>

Name: Watzling Nord

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 25.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Footprint area: 5,620 m<sup>2</sup>

Rated power: -

Panel material: Smooth glass without AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 6.55 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.250957	12.103334	525.68	1.00	526.68
2	48.251020	12.103611	525.59	3.50	529.09
3	48.251120	12.104026	525.40	1.00	526.40
4	48.251234	12.104459	525.99	3.50	529.49
5	48.251332	12.104833	525.20	1.00	526.20
6	48.251431	12.105242	525.63	3.50	529.13
7	48.251448	12.105293	525.60	1.00	526.60
8	48.251759	12.104909	525.81	3.50	529.31
9	48.251896	12.104739	525.35	1.00	526.35
10	48.251832	12.104612	526.80	3.50	530.30
11	48.251800	12.104519	524.66	1.00	525.66
12	48.251753	12.104425	524.67	3.50	528.17
13	48.251709	12.104350	526.65	1.00	527.65
14	48.251632	12.104433	525.60	3.50	529.10
15	48.251564	12.104532	524.83	1.00	525.83
16	48.251377	12.103961	526.40	3.50	529.90
17	48.251313	12.103427	525.54	1.00	526.54
18	48.251340	12.103178	525.95	3.50	529.45
19	48.251358	12.103073	524.62	1.00	525.62
20	48.251249	12.102966	526.35	3.50	529.85
21	48.251154	12.103145	529.18	1.00	530.18

Name: Watzling Sued West

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 25.0 deg

Orientation: 180.0 deg

Footprint area: 16,180 m<sup>2</sup>

Rated power: -

Panel material: Light textured glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 9.16 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.248658	12.104125	527.32	3.50	530.82
2	48.248608	12.103492	528.84	1.00	529.84
3	48.249040	12.103411	531.47	3.50	534.97
4	48.249040	12.103411	531.47	3.50	534.97
5	48.249336	12.103352	532.77	1.00	533.77
6	48.249336	12.103352	532.77	1.00	533.77
7	48.249665	12.103298	532.61	3.50	536.11
8	48.249743	12.103459	532.61	1.00	533.61
9	48.250008	12.104468	531.84	3.50	535.34
10	48.250102	12.104835	530.83	1.00	531.83
11	48.250102	12.104835	530.83	1.00	531.83
12	48.250200	12.105207	530.32	3.50	533.82
13	48.250200	12.105207	530.32	3.50	533.82
14	48.250290	12.105546	529.19	1.00	530.19
15	48.250002	12.105549	528.39	3.50	531.89
16	48.250002	12.105549	528.39	3.50	531.89
17	48.249651	12.105561	527.68	1.00	528.68
18	48.249651	12.105561	527.68	1.00	528.68
19	48.249369	12.105556	527.22	3.50	530.72
20	48.249369	12.105556	527.22	3.50	530.72
21	48.249142	12.105565	526.16	1.00	527.16
22	48.249142	12.105565	526.16	1.00	527.16
23	48.248968	12.105553	524.75	3.50	528.25
24	48.248968	12.105553	524.75	3.50	528.25
25	48.248945	12.105348	525.71	1.00	526.71
26	48.248945	12.105348	525.71	1.00	526.71
27	48.248973	12.105249	526.85	3.50	530.35
28	48.248973	12.105249	526.85	3.50	530.35
29	48.248973	12.105128	527.56	1.00	528.56
30	48.248973	12.105128	527.56	1.00	528.56
31	48.249458	12.104865	530.67	3.50	534.17

### Route Receptor(s)

**Name:** Watzling Ost  
**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	48.249403	12.098464	503.66	1.50	505.16
2	48.249674	12.100175	516.51	3.00	519.51
3	48.249905	12.101455	515.48	1.50	516.98
4	48.250173	12.102826	515.68	3.00	518.68
5	48.250462	12.104155	515.79	1.50	517.29
6	48.250814	12.105657	515.79	3.00	518.79
7	48.251187	12.107124	515.77	1.50	517.27
8	48.251497	12.108259	514.73	3.00	517.73
9	48.251915	12.109701	512.95	1.50	514.45
10	48.252370	12.111204	510.06	3.00	513.06

**Name:** Watzling Westen  
**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	48.252454	12.111122	510.33	1.50	511.83
2	48.251987	12.109620	513.36	3.00	516.36
3	48.251570	12.108150	515.56	1.50	517.06
4	48.251274	12.107063	515.21	3.00	518.21
5	48.250899	12.105578	515.27	1.50	516.77
6	48.250534	12.104031	515.82	3.00	518.82
7	48.250264	12.102770	515.90	1.50	517.40
8	48.249992	12.101374	515.91	3.00	518.91
9	48.249768	12.100118	514.52	1.50	516.02
10	48.249496	12.098429	501.75	3.00	504.75

### Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 9	48.248450	12.102745	532.05	2.00	534.05
OP 10	48.248434	12.102499	531.85	4.00	535.85
OP 11	48.248264	12.102955	530.63	6.00	536.63

# 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	Data File
Watzling Nord	25.0	180.0	5	1,705	-	-
Watzling Sued West	25.0	180.0	56	7,030	-	-

## 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
watzling-nor (green)	0	0	3	0	0	0	0	0	2	0	0	0
watzling-nor (yellow)	0	0	31	417	16	582	208	298	153	0	0	0
watzling-sue (green)	0	0	8	20	0	0	0	23	5	0	0	0
watzling-sue (yellow)	0	0	101	669	856	1134	1074	705	277	0	0	0

## PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

### Watzling Nord potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 9	0	0
OP: OP 10	0	0
OP: OP 11	0	0
Route: Watzling Ost	0	806
Route: Watzling Westen	5	899

### Watzling Nord - OP Receptor (OP 9)

No glare found

### Watzling Nord - OP Receptor (OP 10)

No glare found

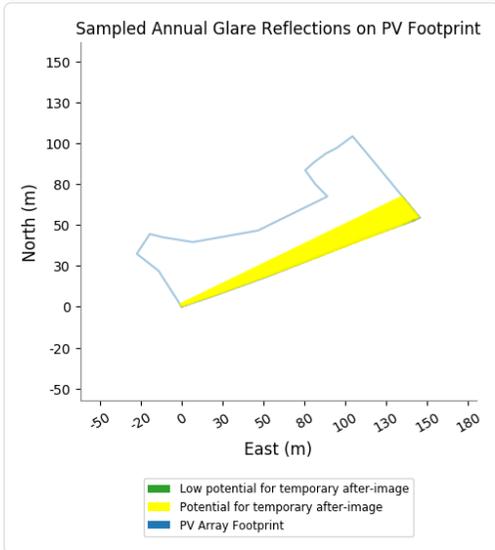
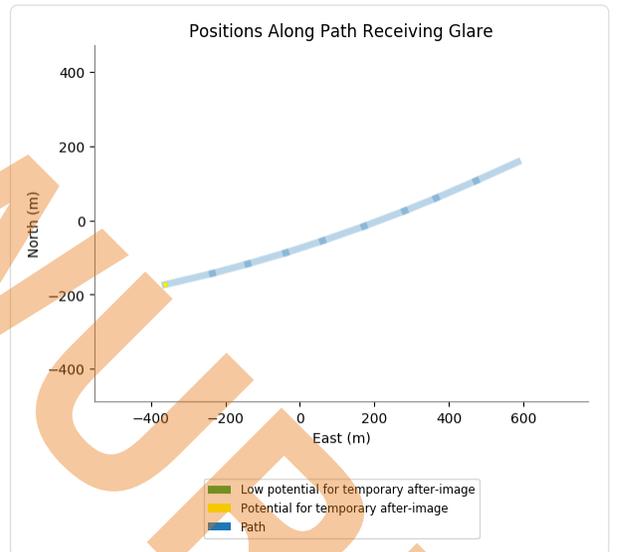
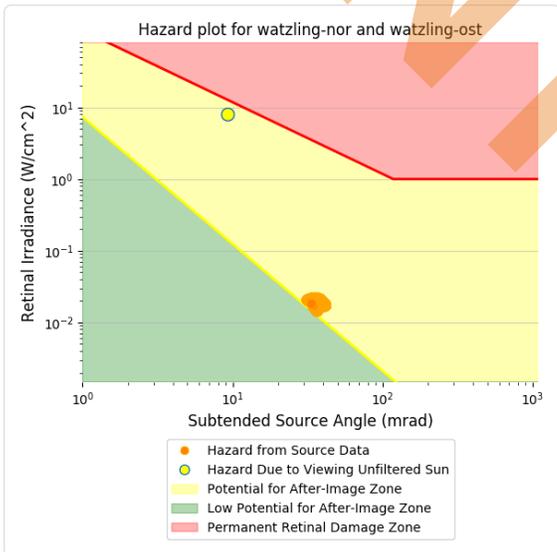
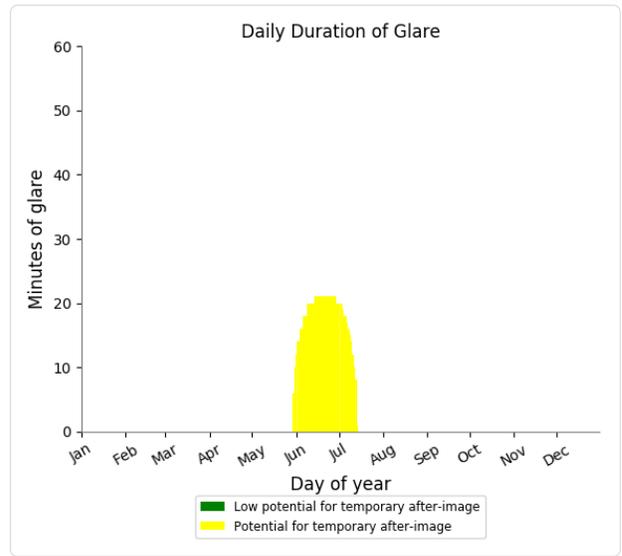
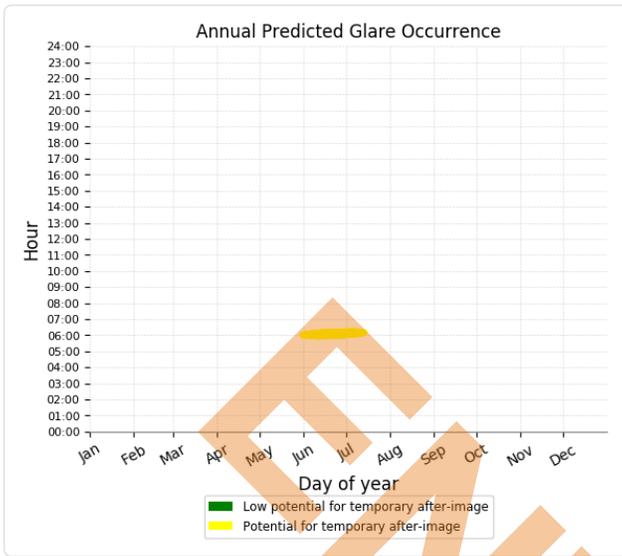
### Watzling Nord - OP Receptor (OP 11)

No glare found

# Watzling Nord - Route Receptor (Watzling Ost)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

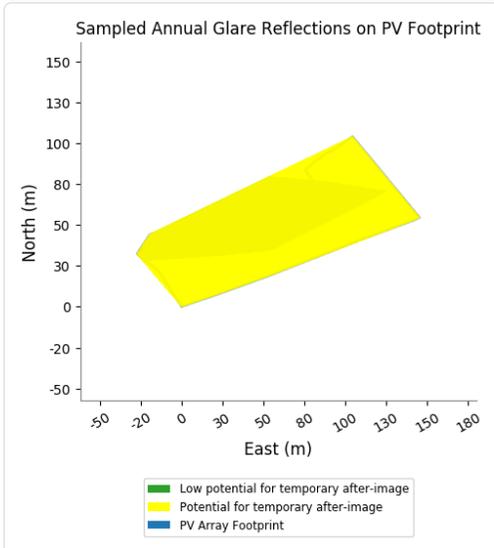
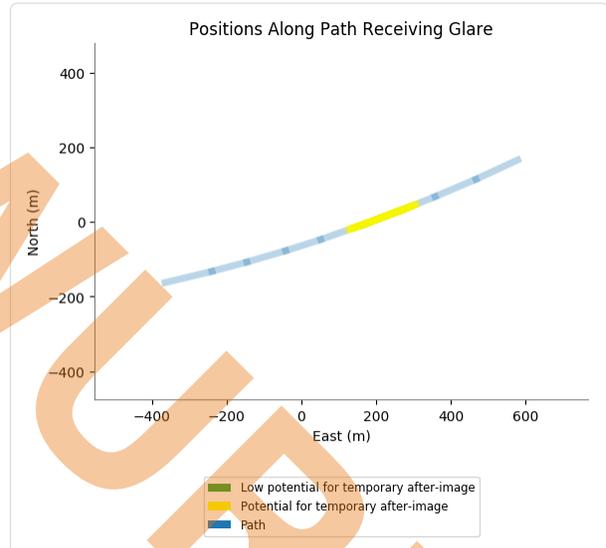
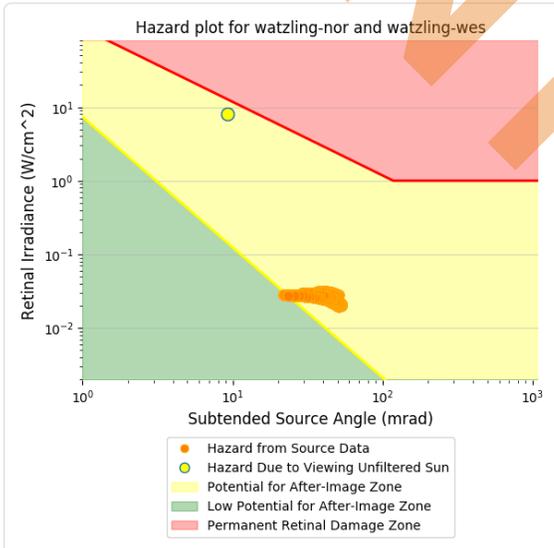
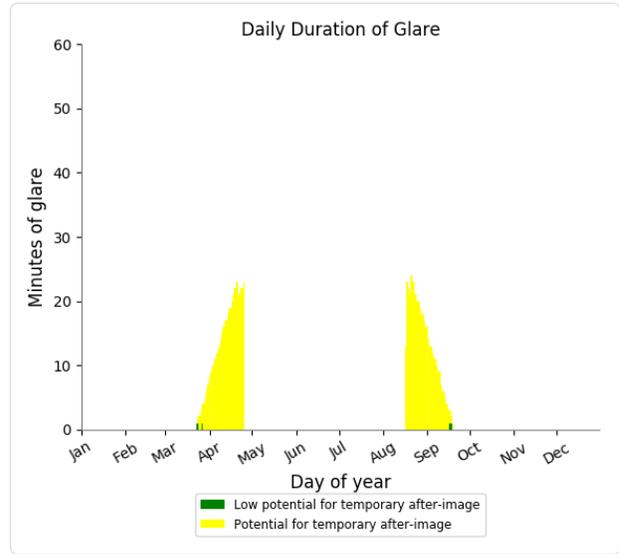
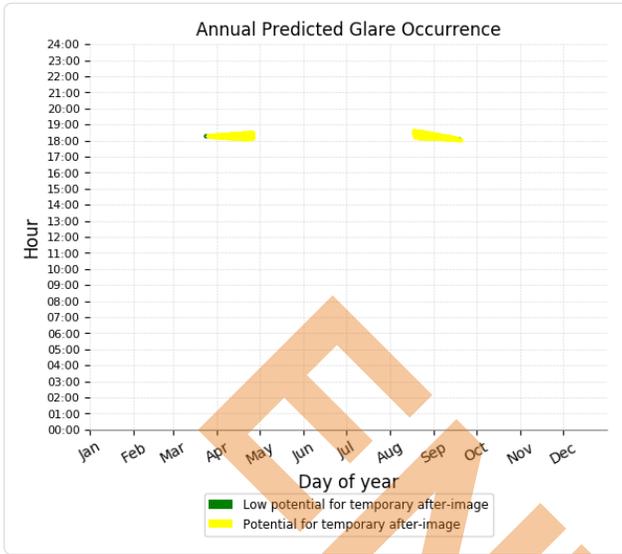
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 806 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



# Watzling Nord - Route Receptor (Watzling Westen)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

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



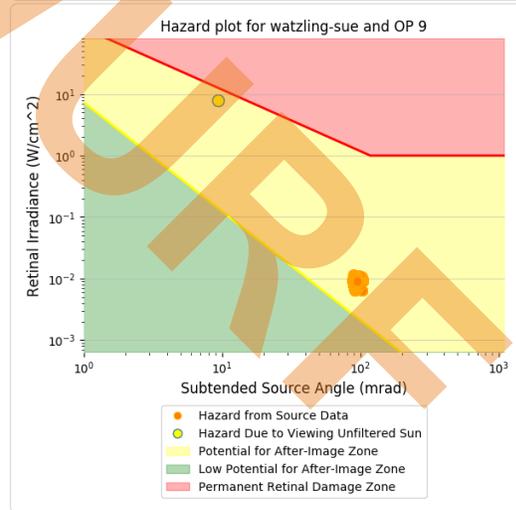
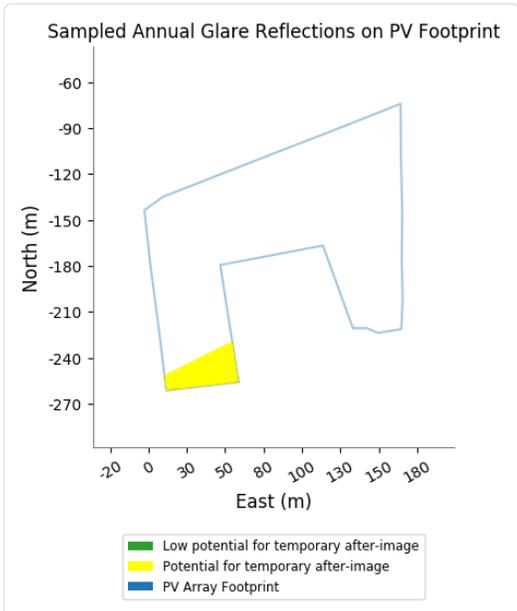
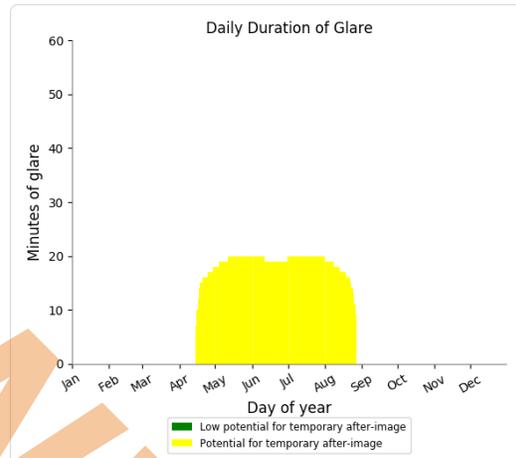
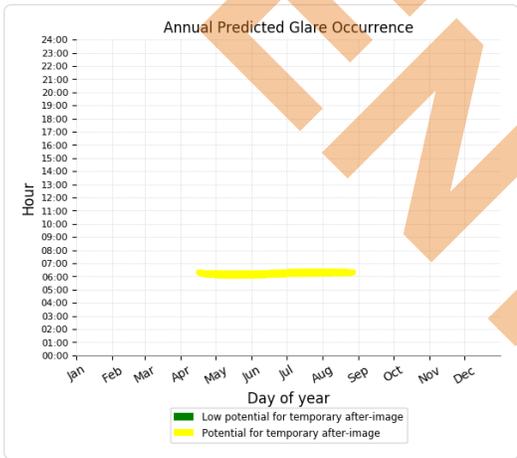
# Watzling Sued West potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 9	0	2500
OP: OP 10	0	2049
OP: OP 11	0	1239
Route: Watzling Ost	56	1242
Route: Watzling Westen	0	0

## Watzling Sued West - OP Receptor (OP 9)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

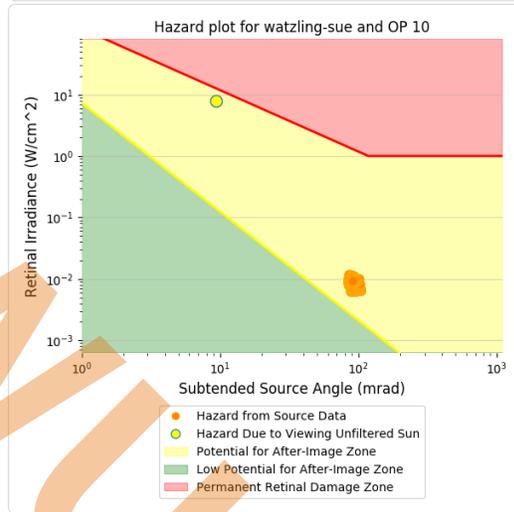
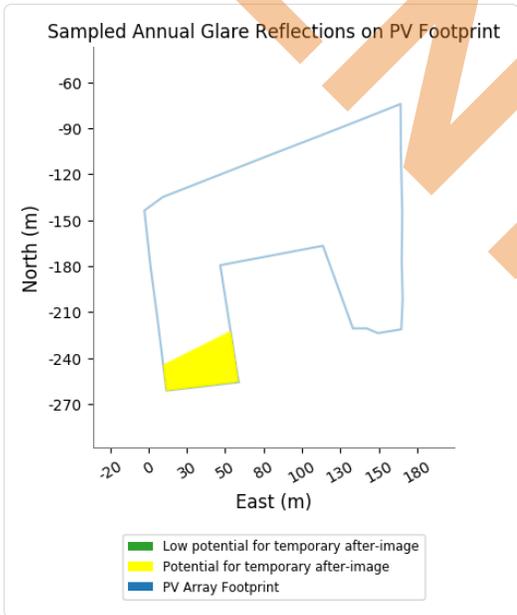
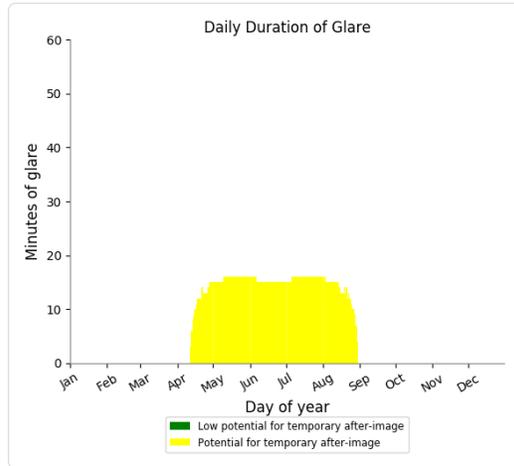
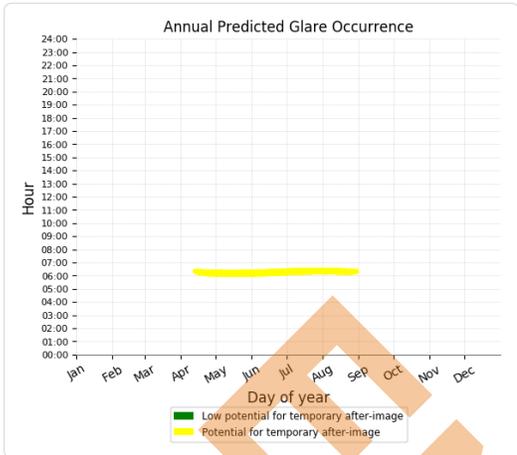
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,500 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



# Watzling Sued West - OP Receptor (OP 10)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

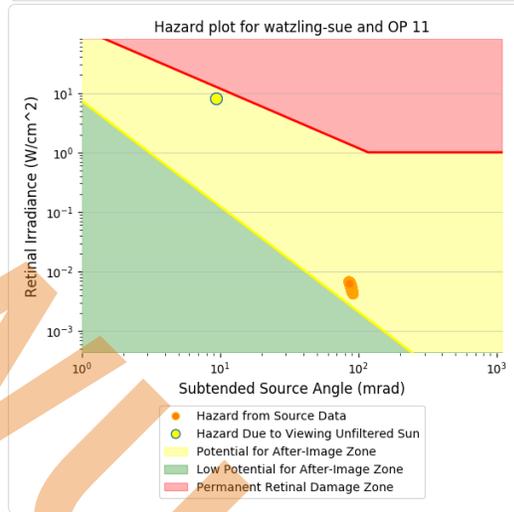
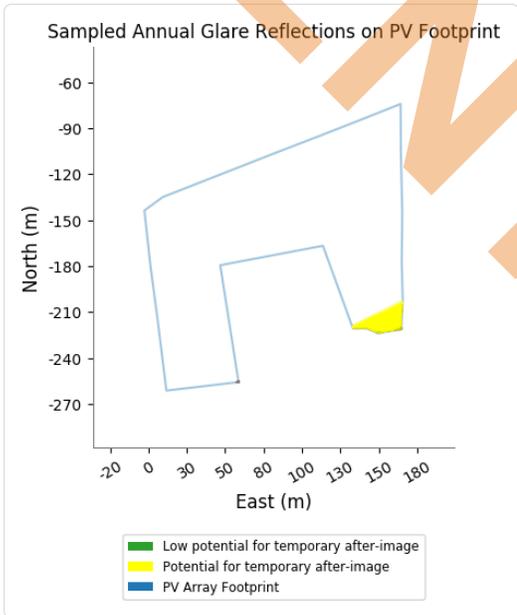
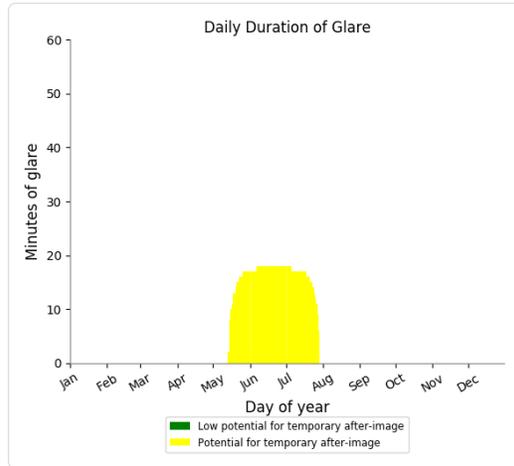
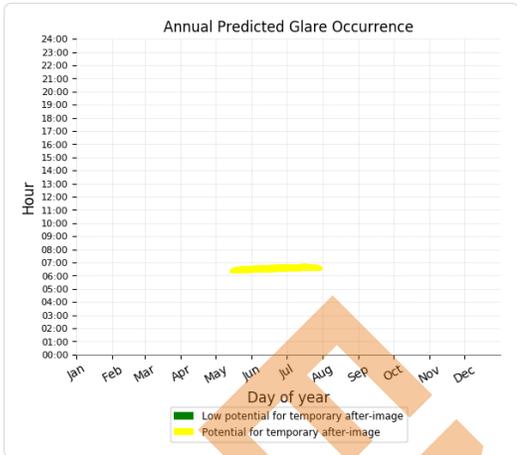
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,049 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



# Watzling Sued West - OP Receptor (OP 11)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

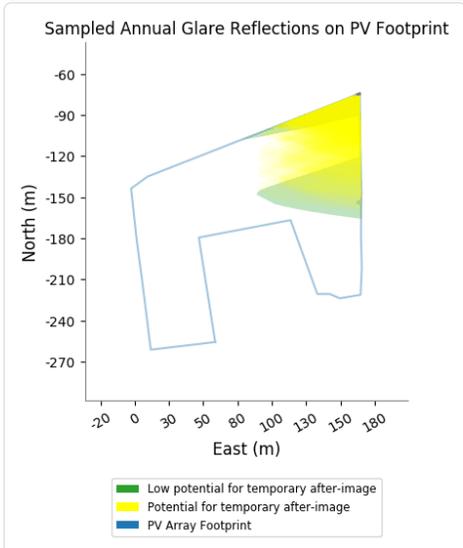
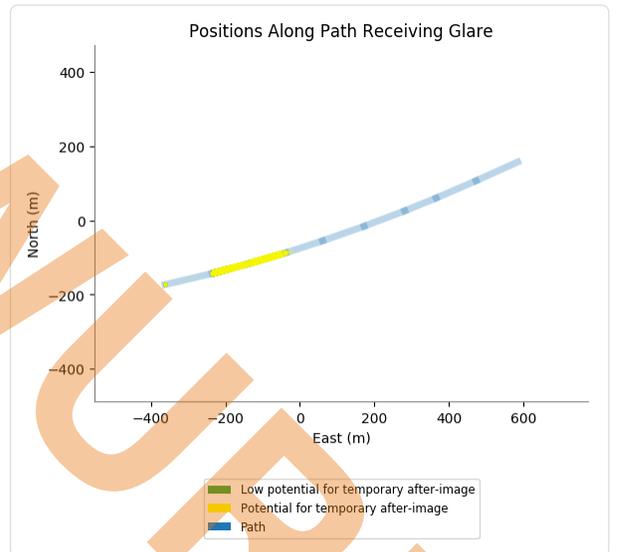
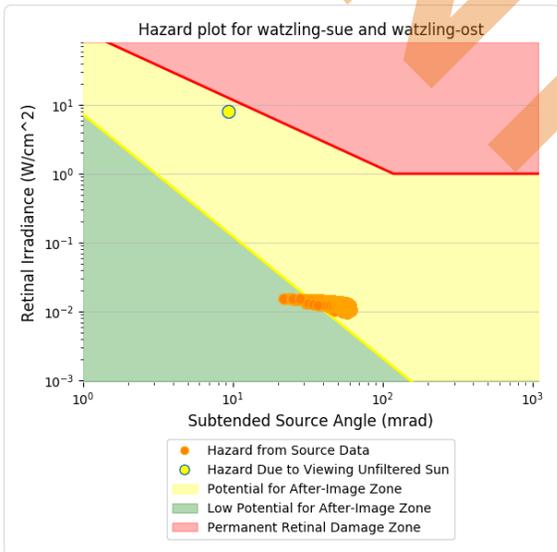
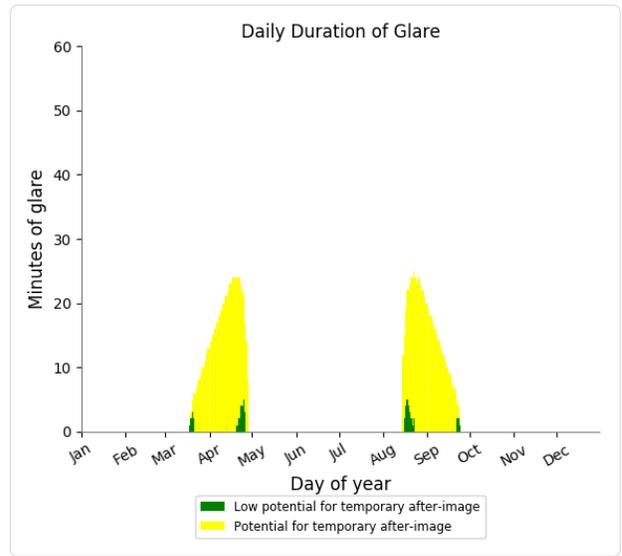
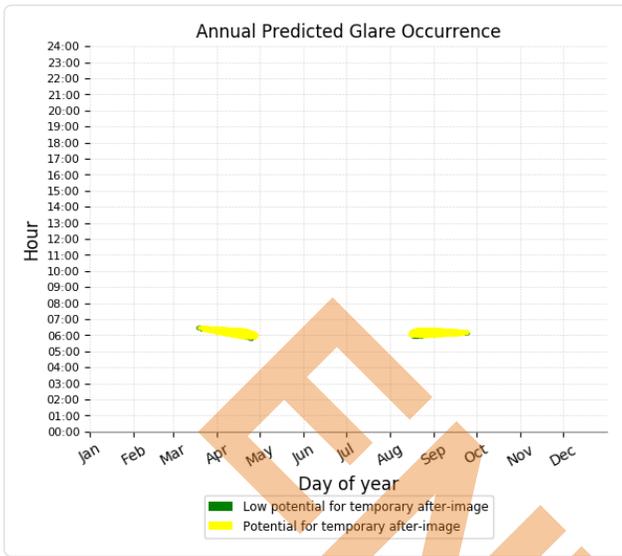
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,239 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



# Watzling Sued West - Route Receptor (Watzling Ost)

PV array is expected to produce the following glare for receptors at this location:

- 56 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,242 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



## Watzling Sued West - Route Receptor (Watzling Westen)

No glare found

### Assumptions

---

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not 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.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.