

# **Blendgutachten für die PVA Stöffin**

**Photovoltaikanlage (PVA) mit einer Gesamtfläche von ca. 34 ha**

Standort

Neuruppin-Stöffin (Brandenburg)

**im Auftrag der**

**BayWa r.e. Solar Projects GmbH**

Katharinenstraße 6

D-04109 Leipzig

**Bearbeitung:**

**MeteoServ - Ingenieurbüro für Meteorologische Dienstleistungen GbR**

Spessarttring 7, D-61194 Niddatal

Tel.: 06034-9023010, Fax: 06034-9023013, Email: [info@meteoserv.de](mailto:info@meteoserv.de)

Das vorliegende Blendgutachten für die PVA Stöffin wurde im Auftrag der BayWa r.e. Solar Projects GmbH erstellt. Die Analyse der Blendwirkung erfolgte in Anlehnung an die Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) unter Berücksichtigung der Anlage 2 „Empfehlungen zur Ermittlung, Beurteilung und Minderung der Blendwirkung von großflächigen Freiflächen-Photovoltaikanlagen im Rahmen von Baugenehmigungsverfahren“/1/.

Die Untersuchung wurde unter Anwendung von anerkannten Verfahren und Berechnungsmethoden sowie anhand der vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten Unterlagen zum Anlagenkonzept durchgeführt. Garantien bzw. Gewährleistungen für die Einhaltung der Berechnungsergebnisse können nicht übernommen werden. Ein Haftungsanspruch für Irrtümer oder Abweichungen ist ausgeschlossen.

Niddatal, den 21.06.2023



---

Dipl.-Met. Stefan Schaaf  
(Geschäftsführer)

## Zusammenfassung und Bewertung

In der vorliegenden Untersuchung wurden die durch die geplante Photovoltaikanlage Stöffin zu erwartenden Blendimmissionen ermittelt und beurteilt. Die östlich der Ortschaft Stöffin (Gemeinde Neuruppin) geplante Photovoltaikanlage soll auf einer insgesamt ca. 34 ha großen Freifläche unter Verwendung von reflexionsarmen Modulen errichtet werden. Es ist hierbei für die Modulfläche eine Neigung von 20° mit einer Ausrichtung nach Süd (180°) geplant. Zur Beurteilung der anlagenspezifischen Blendwirkung wurden die Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) unter Beachtung der Anlage 2 „Empfehlungen zur Ermittlung, Beurteilung und Minderung der Blendwirkung von großflächigen Freiflächen-Photovoltaikanlagen im Rahmen von Baugenehmigungsverfahren“ /1/ berücksichtigt. Die Berechnungen der Blend- bzw. Reflexionszeiträume und die Bewertung der jeweiligen Blendpotenziale wurden unter Verwendung der Simulationssoftware ForgeSolar – GlareGauge /2/, /7/ durchgeführt. Dabei wurden insgesamt 21 Immissionsorte (OP 1-21) im potenziellen Einwirkungsbereich der Photovoltaikanlage analysiert. Die Immissionsorte befinden sich zum einen westlich der Photovoltaikanlage im Bereich von Wohnbebauungen der Ortschaft Stöffin (OP 1-3) und zum anderen östlich bzw. westlich der Photovoltaikanlage auf der jeweils von Nord nach Süd verlaufenden Landstraße L 16 (OP 4-7) und Autobahn A 24 (OP 8-16) sowie südlich der Photovoltaikanlage auf der von West nach Ost verlaufenden Gemeindestraße „Stöffin-Buskow“ (OP 17-21). Insgesamt betrachtet, zeigen die Berechnungsergebnisse, dass von der geplanten Photovoltaikanlage nur ein zeitlich begrenztes und in seinem Ausmaß als gering einzustufendes Potenzial für Blendungen (in den frühen Morgen- bzw. Abendstunden) ausgeht. Für die Anwohnerschaft an den Immissionsorten OP 1-3 kann eine erhebliche Belästigung durch Blendung aufgrund der Unterschreitung der in /1/ i.V.m. /3/ im Sinne eines worst case-Szenarios vorgegebenen Richtwerte (Blenddauer: max. 30 min pro Tag bzw. max. 30 Stunden pro Jahr) bzw. aufgrund der fehlenden Sichtbeziehung zu dem in diesem Zusammenhang blendungsrelevanten Modulareal ausgeschlossen werden. Weitere im Hinblick auf

die Anwohnerschaft relevante Immissionsorte waren entweder aufgrund der fehlenden Sichtbeziehung oder aufgrund der großen Entfernung zum Modulfeld ( $> 1.000\text{ m}$ ) nicht zu berücksichtigen. Im Hinblick auf die östlich bzw. westlich vom Modulfeld jeweils in Nord-Süd-Richtung verlaufende Landstraße L 16 (OP 4-7) und Autobahn A 24 (OP 8-16) ergaben sich potenzielle Blendungen der Fahrzeugführer – ungeachtet der Fahrtrichtung – erst ab Winkeln von mehr als  $58^\circ$ . Die Blendungen liegen damit im peripheren Bereich und außerhalb des Gebrauchssichtfeldes bzw. des relevanten Blickwinkels der Fahrzeugführer ( $\pm 15^\circ$ ), so dass eine Verkehrsgefährdung grundsätzlich ausgeschlossen werden kann. Auch im Hinblick auf die südlich vom Modulfeld in Ost-West-Richtung verlaufende Gemeindestraße „Stöffin-Buskow“ (OP 17-21) ist eine relevante bzw. verkehrsgefährdende Blendung der Fahrzeugführer nicht zu erwarten. Insgesamt betrachtet kann die Photovoltaikanlage damit ohne Auflagen bzw. ohne weitere immissionsmindernde Blendschutzmaßnahmen als genehmigungsfähig angesehen werden.



## **Inhaltsverzeichnis**

<b>Zusammenfassung und Bewertung</b>	<b>2</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>4</b>
<b>1 Sachverhalt und Gegenstand des Gutachtens</b>	<b>5</b>
<b>2 Beurteilungs- und Bewertungsgrundlagen</b>	<b>6</b>
2.1 Allgemeines	6
2.2 Berechnungsmethode	8
2.3 Projektstandort und Anlagenlayout	11
2.4 Immissionsorte	12
<b>3 Ergebnisse</b>	<b>16</b>
3.1 Blendpotenzial und Belastung an den Immissionsorten	16
<b>4 Literaturverzeichnis</b>	<b>26</b>
<b>Anhang</b>	<b>28</b>

## 1 Sachverhalt und Gegenstand des Gutachtens

Die BayWa r.e. Solar Projects GmbH plant östlich des Neuruppiner Ortsteils Stöffin auf einer insgesamt ca. 34 ha großen Freifläche (s. Kapitel 2.3) die Errichtung einer Photovoltaikanlage. Das in Auftrag gegebene Gutachten dient der Analyse und Bewertung der anlagenbezogenen Blend- bzw. Lichtimmissionen. Lichtimmissionen gehören nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) /4/ zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit oder für die Nachbarschaft herbeizuführen. Der Gesetzgeber hat bisher keine Regelungen zur Bestimmung der immissionsschutzrechtlichen Erheblichkeitsgrenzen für Lichtimmissionen erlassen und auch nicht in Aussicht gestellt. Im vorliegenden Fall wurden daher als Bewertungsgrundlage die Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) /1/ herangezogen. Gemäß Anlage 2 der LAI-Hinweise /1/, die speziell die Blendwirkung von großen PV-Freiflächenanlagen behandelt, wird sich bei der zulässigen Einwirkdauer der Blendung bzw. bei der Festsetzung von Richt- bzw. Schwellenwerten auf die Bestimmungen der WEA-Schattenwurf-Hinweise /3/ bezogen, so dass hier im Sinne eines worst case-Szenarios von einem einzuhaltenden Richtwert von 30 Stunden pro Kalenderjahr (30 h/a) und 30 Minuten pro Kalendertag (30 min/d) für die Anwohnerschaft bzw. für maßgebliche Immissionsorte ausgegangen wurde. Für den Fahrzeug-, Flug- und Schienenverkehr sind keine Schwellen- bzw. Richtwerte in den LAI-Hinweisen /1/ dokumentiert. Gleichwohl sollten relevante Blendungen von Fahrzeug- und Zugführern sowie Flugpiloten aus Gründen der Verkehrssicherheit vermieden werden.

## 2 Beurteilungs- und Bewertungsgrundlagen

### 2.1 Allgemeines

PV-Module reflektieren einen Teil des einfallenden Sonnenlichtes, so dass Lichtreflexionen zu Blendungen, d.h. zu vorübergehenden Funktionsstörungen des menschlichen Auges führen können (s. /8/). Die Blendung hängt hierbei vom Adaptionszustand des menschlichen Auges ab und entsteht bei Leuchtdichten, die für den jeweiligen Adaptionszustand zu hoch sind (s. /10/). Auch wenn nur ein geringer Bruchteil des einfallenden Lichts von PV-Anlagen (i.d.R. mit Anti-Reflex-Beschichtung) reflektiert wird, kann dies unter Umständen immer noch zu hohen Leuchtdichten von mehr als ca.  $10^5 \text{ cd/m}^2$  und damit zu einer Absolutblendung führen – das menschliche Auge ist dabei nicht mehr in der Lage die eintreffende Lichtmenge zu adaptieren (s. /11/). Im Extremfall kann dies zu irreversiblen Netzhautschäden und damit zu einer Reduzierung des Sehvermögens führen (s. /1/, /10/). Die Bewertung der Immissionen erfolgt in der vorliegenden Analyse auf Basis der LAI-Hinweise – Anlage 2 /1/ (i.V.m. den WEA-Schattenwurf-Hinweisen /3/), wonach Immissionen als nicht erheblich belästigend angesehen werden können, wenn die astronomisch maximal mögliche Einwirk- bzw. Blenddauer am jeweiligen Immissionsort nicht mehr als 30 Stunden pro Kalenderjahr (30 h/a) und darüber hinaus nicht mehr als 30 Minuten pro Kalendertag (30 min/d) beträgt. Nach Nr. 4.1 der OVE Richtlinie R 11-3 /14/ ist das jeweils Zweifache der vorgenannten Einwirk- bzw. Blenddauer als Grenze zur Gesundheitsgefährdung anzusehen. Zur Prognose der Blenddauer bzw. Immissionen ist hierbei von folgenden Annahmen auszugehen:

- Die Sonne ist punktförmig.
- Das Modul ist ideal verspiegelt, d.h. es kann das Reflexionsgesetz „Einfallswinkel gleich Ausfallswinkel“ angewendet werden.
- Die Sonne scheint von Aufgang bis Untergang, d.h. die Berechnung liefert die maximal möglichen Immissionszeiträume (= worst case-Szenario).

Darüber hinaus sollen nach Anlage 2, Nr. 4 der LAI-Hinweise /1/ (s.a. /5/, /14/) nur dann Blendzeiten Berücksichtigung finden bzw. kumuliert werden, wenn der Differenzwinkel zwischen Reflexionsstrahl und Sonne mindestens ca.  $10^\circ$  beträgt. Bei kleineren Differenzwinkeln ist davon auszugehen, dass für einen Beobachter der direkte Blick in die Sonne dominiert und es damit zu keiner zusätzlich wahrnehmbaren modulbedingten Blendung kommt. Bei einer Überschreitung der Schwellenwerte können u.a. nachfolgende immissionsmindernde Maßnahmen in Betracht gezogen werden (vgl. /1/):

- Unterbindung der Sicht auf die Modulfläche in Form von Wällen, Blendschutzzäunen oder blickdichtem Bewuchs
- Optimierung von Modulaufstellung bzw. -ausrichtung oder -neigung
- Einsatz von Modulen mit geringem Reflexionsgrad

Neben schutzwürdigen Räumen, die sich als feste Objekte im Raum verstehen, können u.U. auch bewegte Objekte, d.h. Fahrzeuge und die hier jeweils betroffenen Fahrzeugführer bzw. Flugpiloten (Auto-, Flug- u. Schienenverkehr) der Blendwirkung von i.d.R. kurzzeitigen Sonnenlichtreflexionen (bei Vorbeifahrt/-flug) ausgesetzt sein. In diesem Zusammenhang bestehen nach aktuellem Stand seitens des Gesetzgebers noch keine speziellen Vorschriften oder Richtwerte. Auch die LAI-Hinweise /1/ geben in diesem Zusammenhang keine Richt- oder Schwellenwerte vor. Ungeachtet dessen gebietet die Verkehrssicherheit relevante Blendungen der Fahrzeugführer und Flugpiloten zu vermeiden. Für den Regelfall ist allerdings nach derzeitigem Kenntnisstand davon auszugehen, dass hier nur solche Blendungen bzw. Reflexionen als relevant einzustufen sind die innerhalb eines bestimmten Blickfeldes in Fahrtrichtung auftreten. In Anlehnung an die diesbezüglichen Ausführungen in /9/ und unter Annahme einer Fahrzeuggeschwindigkeit von ca. 100 km/h beträgt der relevante Blickwinkel des Fahrzeugführers in Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ . Kritische Blendungen bzw. Reflexionen sind generell erst innerhalb eines Winkelbereichs von  $\pm 15^\circ$  (s. /14/) zu erwarten. In diesem Fall würden diese dann direkt auf das menschliche Gebrauchssichtfeld für Sehaufgaben auftreten können. Für den Flugverkehr ist nach einer FAA-Studie /17/ von einem relevanten Blickwinkel des Piloten

von  $\pm 25^\circ$  in Flugrichtung auszugehen. Nach der FAA-Interimsrichtlinie /15/ (vgl. /16/) sind insbesondere der Landeanflug innerhalb einer 2 Meilen- bzw. 3,2 km-Distanz zum Flughafen bzw. Flugplatz im Hinblick auf potenzielle Blendungen kritisch zu bewerten.

## 2.2 Berechnungsmethode

Die Grundlage zur Berechnung der Blendwirkung von PV-Anlagen bilden nachfolgend aufgeführte Parameter (s. /5/):

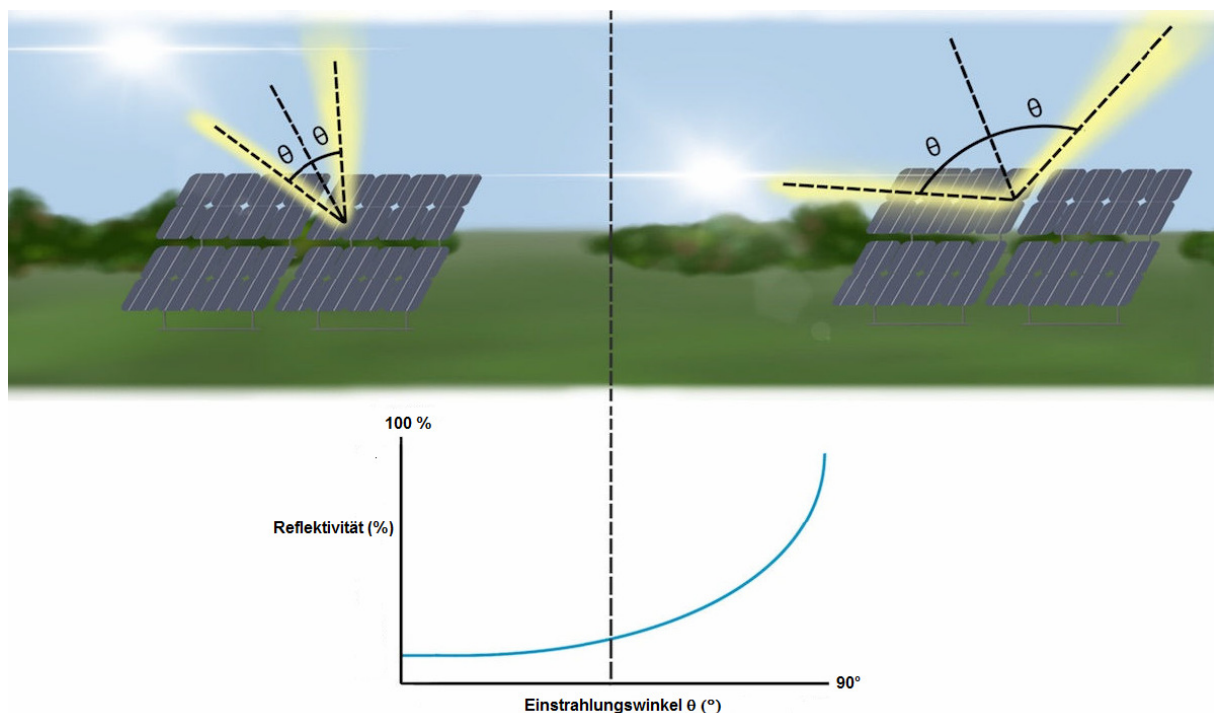
- standort- und tageszeitabhängiger Sonnenstand (Sonnenhöhe u. -azimut)
- Standort, Neigung und Ausrichtung sowie räumliche Ausdehnung des PV-Feldes
- optische Eigenschaften bzw. Reflektivität der verwendeten PV-Module<sup>1</sup>
- relative Lage einschließlich Höhenunterschiede der Immissionsorte bzw. der Beobachtungspunkte zum PV-Modulfeld

Zur Berechnung der Blendungsdauer für die exemplarisch ausgewählten Immissionsorte (OP 1-21, s. Kapitel 2.4) wurde die Simulationssoftware ForgeSolar – GlareGauge /2/, /7/ eingesetzt. Das Modell ermöglicht für PV-Anlagen die Simulation der Reflexionsstrahlen (Reflexion auf der Moduloberfläche = Quelle bzw. Emissionsort) und der sich hieraus für einen Beobachter bzw. Immissionsort ergebende Blenddauer für das Gesamtjahr in minütlicher Auflösung (s. Abbildung 1). Im Sinne eines worst case-Szenarios geht das Modell dabei von kontinuierlichem Sonnenschein bei wolkenlosem Himmel aus. Die mit dem lokalen Standortklima in Verbindung stehende tatsächliche Sonnenscheindauer bleibt damit unberücksichtigt (weitere Modellannahmen, s. „Projektbericht“ im Anhang). Im Realfall sind im Vergleich zum worst case-Szenario aufgrund der lokalen Witterungsverhältnisse (Bewölkung bzw. Sonnenscheindauer/-wahrscheinlichkeit) von deutlich geringeren Blendzeiträumen bzw.

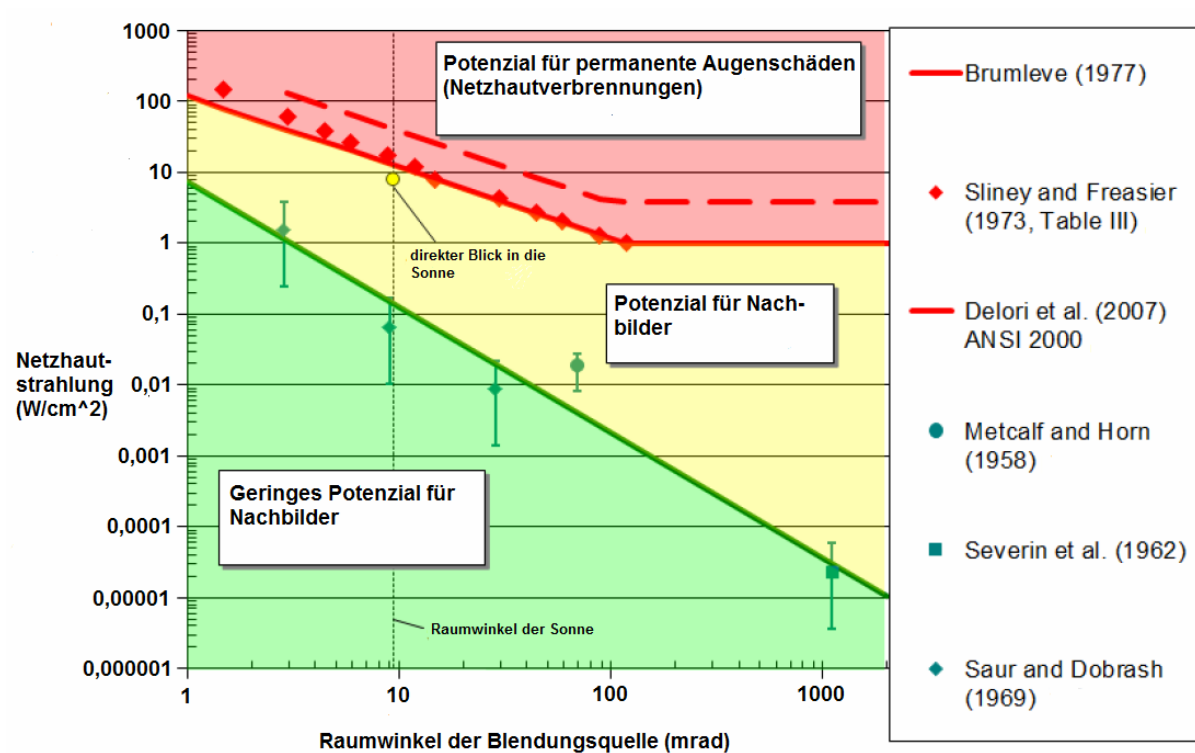
---

<sup>1</sup>PV-Module werden in der Herstellung als maximale Absorber ausgelegt, d.h. Reflexionen auf der Moduloberfläche bzw. die dadurch bedingten Energieverluste sind unerwünscht. Durch die Anwendung von Anti-Reflexbeschichtungen (AR Coating) können diese auf ein Minimum reduziert werden. Daher weisen PV-Module in Abhängigkeit des spezifischen Materials und der Anti-Reflexbeschichtung sowie des Einstrahlungswinkels in der Regel geringe Reflektivitäten zwischen 0,02 und 0,20 auf (s. /6/). Im Hinblick auf den Einstrahlungswinkel sind Maximalwerte der Reflexion in den Morgen- und Abendstunden bei nahezu parallelem Lichteinfall zu erwarten.

Immissionen auszugehen. Im vorliegenden Fall beträgt die standortspezifische Sonnenscheinwahrscheinlichkeit für das Gesamtjahr durchschnittlich ca. 37 % (s. „Klimadaten“ nach /13/ im Anhang). Neben der Berechnung der Blendzeiträume wird zusätzlich zur Bewertung des Gefährdungspotenzials des menschlichen Auges die auf die Netzhaut auftreffende Strahlung in Abhängigkeit vom Raumwinkel der Blendungsquelle (PV-Modul) bestimmt. In Abbildung 2 ist dieser Zusammenhang schematisch für verschiedene Blendungspotenziale (Nachbilder u. Netzhautschäden) dargestellt.



**Abbildung 1:** Schematische Darstellung des von der Moduloberfläche reflektierten Sonnenlichts in Abhängigkeit vom Einstrahlungswinkel  $\theta$  (Linke Bildhälfte: bei hohem Sonnenstand und kleinem Einstrahlungswinkel. Rechte Bildhälfte: bei niedrigem Sonnenstand und großem Einstrahlungswinkel).



**Abbildung 2:** Gefährdungspotenzial des menschlichen Auges für einen Beobachter als Funktion der auf die Netzhaut auftreffenden Strahlung und des Raumwinkels der Blendungsquelle (s. /7/).

## 2.3 Projektstandort und Anlagenlayout

Die Photovoltaikanlage ist östlich der Ortschaft Stöffin (Gemeinde Neuruppin) auf einem insgesamt ca. 34 ha großen Areal geplant (s. Abbildung 3). In unmittelbarer Nähe verläuft westlich vom Standort in Nord-Süd-Richtung die Autobahn A 24. In weiterer Entfernung verläuft die Landstraße L 16 von Nord nach Süd. Am Südrand des Modulfeldes grenzt die von Ost nach West verlaufende Gemeindestraße „Stöffin-Buskow“ an. Die nach Durchführung einer Sichtbarkeitsanalyse (s. Anhang) innerhalb eines Umkreises von ca. 1 km exemplarisch ausgewählten Immissionsorte (OP 1-21) können Kapitel 2.4 entnommen werden.



**Abbildung 3:** Lage der Photovoltaikanlage Stöffin.

Der geplante Photovoltaikanlage lässt sich nach Angaben des Auftraggebers vom 08.06. und 19.06.2023 zusammenfassend wie folgt beschreiben (s. „Lageplan mit Modulbelegung“, „Moduldatenblatt“ u. „Anlagengeometrie“ im Anhang):



**Photovoltaikanlage Stöffin:**

Position: 52,876744°N, 12,761688°O

Ø Höhe ü. NN: ca. 45 m

PV-Freifläche: ca. 34 ha

Modultyp: JA Solar JAM72D40-580/GB, monokristallin, bifazial, 580 Wp

Moduloberfläche: Solarglas mit Anti-Reflexionsbeschichtung (AR Coating)

Moduldimension (Länge x Breite x Dicke): 2.278 x 1.134 x 30 mm

Modulmontageart: 3reihige Hochkantmontage

Modulreihenabstand: 3 m (lichte Weite)

Minimale Höhe der Modulfläche (über Grund): 0,8 m

Maximale Höhe der Modulfläche (über Grund): 3,18 m

Mittlere Höhe der Modulfläche (über Grund): 2,0 m

Ausrichtung: Süd (180°)

Aufständerungs-/Modulneigungswinkel: 20°

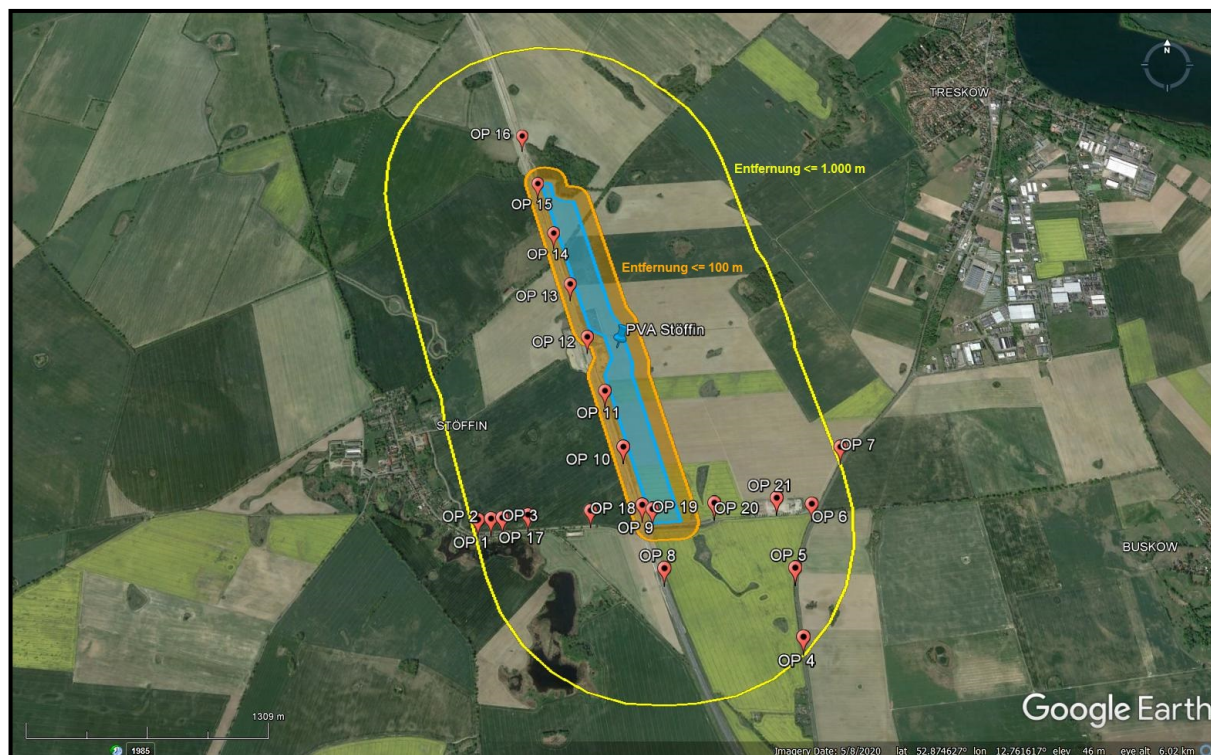
## 2.4 Immissionsorte

Entsprechend der LAI-Hinweise /1/ handelt es sich bei maßgeblichen Immissionsorten um folgende schutzwürdigen Räume (vgl. /3/):

- Wohnräume,
- Schlafräume, einschließlich Übernachtungsräume in Beherbergungsstätten und Bettenräume in Krankenhäusern und Sanatorien,
- Unterrichtsräume in Schulen, Hochschulen und ähnlichen Einrichtungen,
- Büroräume, Praxisräume, Arbeitsräume, Schulungsräume und ähnliche Arbeitsräume,
- unbebaute Flächen in einer Bezugshöhe von 2 m über Grund an dem am stärksten betroffenen Rand der Flächen, auf denen nach Bau- oder Planungsrecht Gebäude mit schutzwürdigen Räumen zulässig sind.

Direkt an Gebäuden beginnende Außenflächen (z. B. Terrassen und Balkone) sind schutzwürdigen Räumen tagsüber zwischen 6.00-22.00 Uhr gleichgestellt. Nach Anlage 2, Nr. 3 der LAI-Hinweise /1/ sind maßgebliche bzw. relevante Immissionsorte in einem Einwirkungsbereich von ca. 100 m von der Photovoltaikanlage entfernt festzulegen. Insbe-

sondere sind Immissionsorte, die sich in diesem Entfernungsbereich vorwiegend westlich oder östlich der PV-Anlage befinden, als kritisch bzw. relevant im Hinblick auf eine potenzielle Blendung einzustufen. Des Weiteren sind nach /1/ vornehmlich westlich oder südlich der PV-Anlage gelegene Immissionsorte i.d.R. als unproblematisch anzusehen. Die im Rahmen der vorliegenden Untersuchung berücksichtigten Immissionsorte (OP 1-21, s. Abbildung 4 u. Tabelle 1) wurden unter Beachtung der obigen Kriterien festgelegt. Aufgrund der Großflächigkeit der geplanten PV-Anlage (ca. 34 ha) wurden auch weiter entfernte Immissionsorte bis zu einer maximalen Entfernung von ca. 1 km in der schutzwürdigen Umgebung betrachtet. Die hier exemplarisch ausgewählten Immissionsorte befinden sich im Bereich von schutzwürdigen Bebauungen bzw. an Wohnhäusern (OP 1-3, min. Entfernung zum Modulfeld: ca. 845 m), auf der Landstraße L 16 (OP 4-7, min. Entfernung zum Modulfeld: ca. 730 m) und der Autobahn A 24 (OP 8-16, min. Entfernung zum Modulfeld: ca. 55 m) sowie der Gemeindestraße „Stöffin-Buskow“ (OP 17-21, min. Entfernung zum Modulfeld: ca. 20 m). Um die Relevanz der Immissionsorte im Hinblick auf eine Sichtbeziehung zwischen der (Gesamt-) Modulfläche und den Immissionsorten einzuschätzen, erfolgte vor der Festlegung der Immissionsorte und Blendberechnungen eine Sichtbarkeitsanalyse unter Verwendung des digitalen Geländemodells Brandenburg DGM5 /12/ für einen Umkreis von ca. 1 km. Darüber hinaus erfolgte eine ergänzende Sichtbarkeitsanalyse, die ausschließlich die für die Anwohnerschaft bzw. die für die Immissionsorte OP 1-3 blendungsrelevante Teilfläche des Modulfeldes bewertet (s. „Sichtbarkeit der Photovoltaikanlage“ im Anhang).



**Abbildung 4:** Immissionsorte (OP 1-21).

**Tabelle 1:** Immissionsorte OP 1-21.<sup>\*)</sup>

OP	Ortsbezeichnung	Raumnutzung	Geografische Breite	Geografische Länge	Höhe ü. Grund	Richtwert Blenddauer /1/
1	Dorfstraße 35 (Stöffin)	Wohnraum	52,866427°N	12,749843°O	2 m	30 h/a, 30 min/d
2	Dorfstraße 37 B (Stöffin)	Wohnraum	52,866478°N	12,750947°O	2 m	30 h/a, 30 min/d
3	Dorfstraße 39 B (Stöffin)	Wohnraum	52,866523°N	12,751908°O	2 m	30 h/a, 30 min/d
4	Landstraße L 16	Fahrzeugführer- raum (PKW)	52,860558°N	12,776977°O	1,5 m	-
5	Landstraße L 16	Fahrzeugführer- raum (PKW)	52,863959°N	12,776598°O	1,5 m	-
6	Landstraße L 16	Fahrzeugführer- raum (PKW)	52,867232°N	12,778293°O	1,5 m	-
7	Landstraße L 16	Fahrzeugführer- raum (PKW)	52,870253°N	12,781065°O	1,5 m	-
8	Autobahn A 24	Fahrzeugführer- raum (LKW)	52,863935°N	12,765636°O	2,75 m	-
9	Autobahn A 24	Fahrzeugführer- raum (LKW)	52,867183°N	12,763820°O	2,75 m	-
10	Autobahn A 24	Fahrzeugführer- raum (LKW)	52,870271°N	12,762216°O	2,75 m	-
11	Autobahn A 24	Fahrzeugführer- raum (LKW)	52,873353°N	12,760607°O	2,75 m	-
12	Autobahn A 24	Fahrzeugführer- raum (LKW)	52,876416°N	12,759002°O	2,75 m	-
13	Autobahn A 24	Fahrzeugführer- raum (LKW)	52,879504°N	12,757402°O	2,75 m	-
14	Autobahn A 24	Fahrzeugführer- raum (LKW)	52,882592°N	12,755796°O	2,75 m	-
15	Autobahn A 24	Fahrzeugführer- raum (LKW)	52,885693°N	12,754200°O	2,75 m	-
16	Autobahn A 24	Fahrzeugführer- raum (LKW)	52,888770°N	12,752587°O	2,75 m	-
17	Gemeindestraße „Stöffin-Buskow“	Fahrzeugführer- raum (PKW)	52,866671°N	12,754093°O	1,5 m	-
18	Gemeindestraße „Stöffin-Buskow“	Fahrzeugführer- raum (PKW)	52,866888°N	12,759418°O	1,5 m	-
19	Gemeindestraße „Stöffin-Buskow“	Fahrzeugführer- raum (PKW)	52,866963°N	12,764682°O	1,5 m	-
20	Gemeindestraße „Stöffin-Buskow“	Fahrzeugführer- raum (PKW)	52,867295°N	12,769990°O	1,5 m	-
21	Gemeindestraße „Stöffin-Buskow“	Fahrzeugführer- raum (PKW)	52,867549°N	12,775330°O	1,5 m	-

<sup>\*)</sup> Für die auf der Landstraße L 16 und der Autobahn A 24 sowie auf der Gemeindestraße „Stöffin-Buskow“ ausgewählten Immissionsorte (OP 4-21), da Sie dem Straßenverkehr zuzuordnen sind, waren nach /1/ keine Richt- bzw. Schwellenwerte festzulegen.

### 3 Ergebnisse

#### 3.1 Blendpotenzial und Belastung an den Immissionsorten

Die Simulation der Blendimmissionen wurde mit der Simulationssoftware ForgeSolar – GlareGauge /2/, /7/ durchgeführt. Die Tabelle 2a fasst die jeweiligen Blendzeiträume und die kumulierte Blenddauer sowie das Blendpotenzial für die untersuchten Immissionsorte OP 1-21 zusammen. Die hier dargestellten Ergebnisse verstehen sich im Sinne eines worst case-Szenarios ohne Anwendung des nach Anlage 2, Nr. 4 der LAI-Hinweise /1/ (s. Kapitel 2.1) postulierten 10°-Kriteriums (s. „Projektbericht“ im Anhang).

**Tabelle 2a:** Blendpotenzial und -belastung (worst case-Szenario) – ohne Anwendung 10°-Kriterium nach /1/.

OP	Blendzeitraum (Datum, Uhrzeit)*	Blenddauer pro Jahr (h/a)	Blenddauer pro Tag (min/d)	Richtwert (h/a / min/d)	Blend- potenzial
1	02.04.-09.09., 06:30-07:06 Uhr	26,1 (-3,9)**	14 (-16)**	30 / 30	●
2	29.03.-13.09., 06:30-07:11 Uhr	30,6 (+0,6)**	15 (-15)**	30 / 30	●
3	31.03.-13.09., 06:30-07:08 Uhr	22,8 (-7,2)**	13 (-17)**	30 / 30	●
4	-	0,0	0	- / -	●
5	21.05.-22.07., 19:15-19:35 Uhr	11,9	15	- / -	●
6	17.03.-26.09., 18:47-19:35 Uhr	43,8	16	- / -	●
7	15.03.-28.09., 18:43-19:35 Uhr	41,4	15	- / -	●
8	-	0,0	0	- / -	●
9	08.03.-04.10., 06:47-07:57 Uhr	125,3	40	- / -	●●
10	08.03.-04.10., 06:47-07:51 Uhr	86,5	28	- / -	●●
11	13.03.-30.09., 06:46-07:41 Uhr	58,8	20	- / -	●●
12	13.03.-29.09., 06:46-07:40 Uhr	55,7	19	- / -	●●
13	09.03.-04.10., 06:46-07:50 Uhr	84,7	28	- / -	●●
14	08.03.-05.10., 06:46-07:52 Uhr	90,5	29	- / -	●●
15	08.03.-05.10., 06:46-07:52 Uhr	91,6	30	- / -	●●
16	-	0,0	0	- / -	●
17	05.04.-14.09., 06:31-07:02 Uhr	7,0	7	- / -	●
18	25.03.-18.09., 06:46-07:24 Uhr	40,6	17	- / -	●●
19	08.04.-03.09., 06:23-07:02 Uhr	47,0	23	- / -	●●
20	28.03.-15.09., 19:08-19:53 Uhr	40,6	17	- / -	●●
21	15.03.-28.09., 18:43-19:35 Uhr	39,1	15	- / -	●

● anlagen- bzw. modulbedingte Blendung nicht möglich

● geringes Potenzial für Nachbilder

● Potenzial für Nachbilder

● Potenzial für permanente Augenschäden

\* Die angegebenen Uhrzeiten entsprechen der Mitteleuropäischen Sommerzeit (= UTC + 2)

\*\* Abstand zum Richtwert („+“: Überschreitung, „-“: Unterschreitung)

Nach Anwendung des nach Anlage 2, Nr. 4 der LAI-Hinweise /1/ postulierten 10°-Kriteriums (s. Kapitel 2.1) ergeben sich die in Tabelle 2b dargestellten Ergebnisse, die zur abschließenden Beurteilung der Blendimmissionen herangezogen wurden.

**Tabelle 2b:** Blendpotenzial und -belastung (worst case-Szenario) – mit Anwendung 10°-Kriterium nach /1/.

OP	Blendzeitraum (Datum, Uhrzeit)*	Blenddauer pro Jahr (h/a)	Blenddauer pro Tag (min/d)	Richtwert (h/a / min/d)	Blend- potenzial
1	05.05.-07.08., 06:32-07:00 Uhr	9,4 (-20,6)**	10 (-20)**	30 / 30	●
2	04.05.-08.08., 06:32-06:59 Uhr	12,1 (-17,9)**	13 (-17)**	30 / 30	●
3	06.05.-07.08., 06:32-06:59 Uhr	8,6 (-21,4)**	10 (-20)**	30 / 30	●
4	-	0,0	0	- / -	●
5	21.05.-22.07., 19:15-19:35 Uhr	11,9	15	- / -	●
6	07.04.-06.09., 18:58-19:35 Uhr	31,6	16	- / -	●
7	07.04.-04.09., 19:00-19:35 Uhr	28,7	15	- / -	●
8	-	0,0	0	- / -	●
9	12.03.-01.10., 06:47-07:57 Uhr	102,7	40	- / -	●●
10	22.03.-20.09., 06:47-07:42 Uhr	65,3	28	- / -	●●
11	02.04.-08.09., 06:46-07:28 Uhr	41,7	20	- / -	●●
12	04.04.-07.09., 06:46-07:25 Uhr	39,2	19	- / -	●●
13	23.03.-19.09., 06:46-07:41 Uhr	63,6	28	- / -	●●
14	21.03.-21.09., 06:46-07:43 Uhr	68,8	29	- / -	●●
15	21.03.-22.09., 06:46-07:43 Uhr	69,9	30	- / -	●●
16	-	0,0	0	- / -	●
17	07.05.-05.08., 06:33-06:58 Uhr	2,0	4	- / -	●
18	07.04.-06.09., 06:46-07:21 Uhr	32,9	17	- / -	●●
19	04.05.-08.08., 06:32-07:00 Uhr	14,9	14	- / -	●●
20	03.05.-09.08., 19:21-19:49 Uhr	15,1	15	- / -	●●
21	08.04.-03.09., 19:01-19:35 Uhr	26,8	15	- / -	●

● anlagen- bzw. modulbedingte Blendung nicht möglich

● geringes Potenzial für Nachbilder

● Potenzial für Nachbilder

● Potenzial für permanente Augenschäden

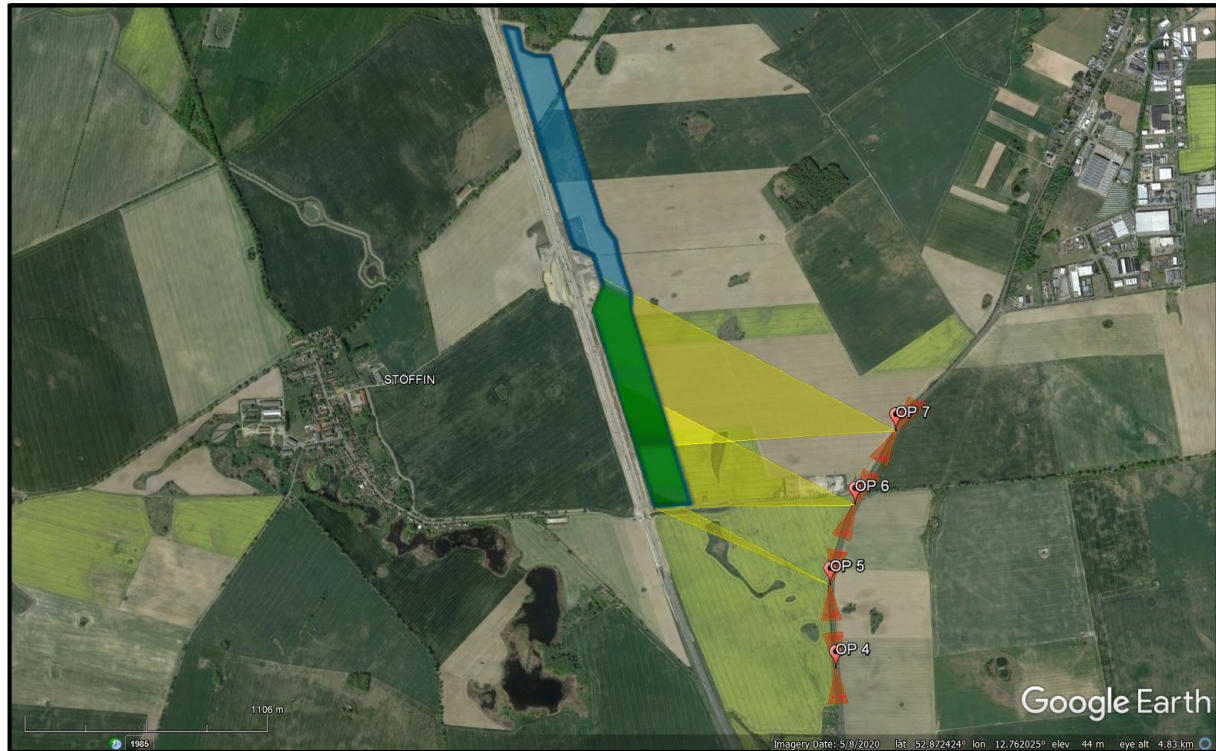
\* Die angegebenen Uhrzeiten entsprechen der Mitteleuropäischen Sommerzeit (= UTC + 2)

\*\* Abstand zum Richtwert („+“: Überschreitung, „-“: Unterschreitung)

Für die Anwohnerschaft an den Immissionsorten OP 1-3 kann eine Belästigung durch Blendung bereits aufgrund der fehlenden Sichtbeziehung zum blendungsrelevanten Modulfeld ausgeschlossen werden (s. „Sichtbarkeit der Photovoltaikanlage“ im Anhang). Ungeachtet dessen wäre aufgrund der Unterschreitung der Richtwerte an den Immissionsorten OP 1-3 die

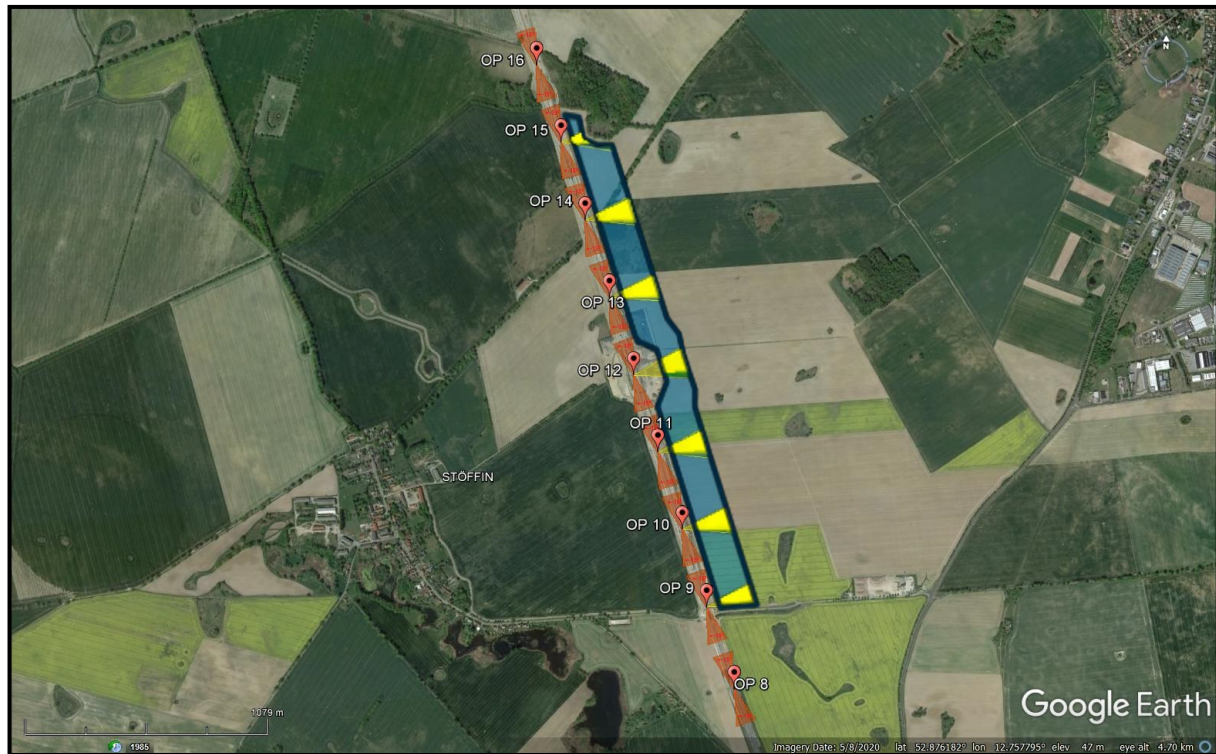
Voraussetzung für eine erhebliche Beeinträchtigung der Anwohnerschaft durch Blendung nicht gegeben. Weitere im Hinblick auf die Anwohnerschaft relevante Immissionsorte waren aufgrund der fehlenden Sichtbeziehung oder aufgrund der großen Entfernungen zum Modulfeld ( $> 1.000\text{ m}$ ) nicht zu berücksichtigen. Im Bereich der östlich bzw. westlich vom Modulfeld in Nord-Süd-Richtung verlaufenden Landstraße L 16 (OP 4-7) bzw. Autobahn A 24 (OP 8-16) ist nach den vorliegenden Berechnungsergebnissen davon auszugehen, dass Blendungen der Fahrzeugführer – ungeachtet der Fahrtrichtung – generell erst bei Einfallswinkel von jeweils mehr als  $58^\circ$  auftreten und diese sich damit im peripheren Bereich und stets außerhalb des relevanten Blickfeldes ( $\pm 15^\circ$ ) der Fahrzeugführer befinden (s. Abbildungen 5-6). Eine verkehrsgefährdende Blendung kann damit auf der Landstraße L 16 und auf der Autobahn A 24 ausgeschlossen werden. Hingegen erscheinen im Bereich der Gemeindestraße „Stöffin-Buskow“ an den Immissionsorten OP 17-21 relevante Blendungen der Fahrzeugführer (Blendwinkel  $< 15^\circ$ ) sowohl bei Fahrt in westlicher als auch östlicher Richtung theoretisch möglich zu sein (s. Abbildung 7a-e). Allerdings ist im vorliegenden Fall aufgrund des generell geringen Differenzwinkels zwischen Reflexionsstrahl und Sonne i.V.m. Anlage 2, Nr. 4 der LAI-Hinweise /1/ davon auszugehen, dass eine im relevanten Blickwinkelbereich des Fahrzeugführers ( $\pm 15^\circ$ ) auftreffende Modulreflexion keine durch den Fahrzeugführer zusätzlich wahrnehmbare Blendung auslöst – es dominiert hier für den Fahrzeugführer der direkte Blick in die Sonne. Eine relevante bzw. verkehrsgefährdende Blendung ist damit auch im Bereich der Gemeindestraße „Stöffin-Buskow“ nicht zu erwarten (s. Kapitel „Zusammenfassung und Bewertung“).





**Abbildung 5:** Blendungsmöglichkeiten des Fahrzeugführers an den Immissionsorten OP 4-7 (Landstraße L 16) bei Vorbeifahrt in Nord- bzw. Südrichtung. Rote Bereiche: relevante Blickwinkel ( $\pm 15^\circ$ ) des Fahrzeugführers. Gelbe Bereiche: immissionsortspezifische Blendwinkel des Modulfeldes.





**Abbildung 6:** Blendungsmöglichkeiten des Fahrzeugführers an den Immissionsorten OP 8-16 (Autobahn A 24) bei Vorbeifahrt in Nord- bzw. Südrichtung. Rote Bereiche: relevante Blickwinkel ( $\pm 15^\circ$ ) des Fahrzeugführers. Gelbe Bereiche: immissionsortspezifische Blendwinkel des Modulfeldes.



**Abbildung 7a:** Blendungsmöglichkeiten des Fahrzeugführers am Immissionsort OP 17 (Gemeindestraße „Stöffin-Buskow“) bei Vorbeifahrt in Ost- bzw. Westrichtung. Rote Bereiche: relevante Blickwinkel ( $\pm 15^\circ$ ) des Fahrzeugführers. Gelbe Bereiche: immissionsort-spezifische Blendwinkel des Modulfeldes.





**Abbildung 7b:** Blendungsmöglichkeiten des Fahrzeugführers am Immissionsort OP 18 (Gemeindestraße „Stöffin-Buskow“) bei Vorbeifahrt in Ost- bzw. Westrichtung. Rote Bereiche: relevante Blickwinkel ( $\pm 15^\circ$ ) des Fahrzeugführers. Gelbe Bereiche: immissionsort-spezifische Blendwinkel des Modulfeldes.



**Abbildung 7c:** Blendungsmöglichkeiten des Fahrzeugführers am Immissionsort OP 19 (Gemeindestraße „Stöffin-Buskow“) bei Vorbeifahrt in Ost- bzw. Westrichtung. Rote Bereiche: relevante Blickwinkel ( $\pm 15^\circ$ ) des Fahrzeugführers. Gelbe Bereiche: immissionsort-spezifische Blendwinkel des Modulfeldes.





**Abbildung 7d:** Blendungsmöglichkeiten des Fahrzeugführers am Immissionsort OP 20 (Gemeindestraße „Stöffin-Buskow“) bei Vorbeifahrt in Ost- bzw. Westrichtung. Rote Bereiche: relevante Blickwinkel ( $\pm 15^\circ$ ) des Fahrzeugführers. Gelbe Bereiche: immissionsort-spezifische Blendwinkel des Modulfeldes.



**Abbildung 7e:** Blendungsmöglichkeiten des Fahrzeugführers am Immissionsort OP 21 (Gemeindestraße „Stöffin-Buskow“) bei Vorbeifahrt in Ost- bzw. Westrichtung. Rote Bereiche: relevante Blickwinkel ( $\pm 15^\circ$ ) des Fahrzeugführers. Gelbe Bereiche: immissionsort-spezifische Blendwinkel des Modulfeldes.

## 4 Literaturverzeichnis

- /1/ Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI): Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen. Beschluss der LAI vom 13.09.2012, Stand 08.10.2012 – (Anlage 2: Empfehlungen zur Ermittlung, Beurteilung und Minderung der Blendwirkung von großflächigen Freiflächen-Photovoltaikanlagen im Rahmen von Baugenehmigungsverfahren, Stand 03.11.2015).
- /2/ ForgeSolar (PV Planing & glare analysis) – GlareGauge. Version / Release 2023 B. <https://www.forgesolar.com/>
- /3/ Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen (WEA-Schattenwurf-Hinweise) - verabschiedet auf der Sitzung des Länderausschusses für Immissionsschutz (LAI) vom 06.-08.05.2002.
- /4/ Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz - BImSchG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 3 des Gesetzes vom 19. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1792).
- /5/ Schierz, C.: Über die Blendungsbewertung von reflektiertem Sonnenlicht bei Solaranlagen. Tagung LICHT 2012, Berlin, Tagungsband S. 498-505.
- /6/ Ho, C. K.: Relieving a Glare Problem. Solar Today, April 2013, pp. 28-31.
- /7/ U.S. Department of Energy. Sandia National Laboratories: Solar Glare Hazard Analysis Tool (SGHAT). Technical Reference Manual. March 2015.
- /8/ ARGE Monitoring PV-Anlagen. Leitfaden zur Berücksichtigung von Umweltbelangen bei der Planung von PV-Freiflächenanlagen. Stand 28.11.2007 (Auftraggeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Referat Z III 2).
- /9/ Reinisch, R.: Wahrnehmung von Verkehrszeichen und Straßenumfeld bei Nachtfahrten im übergeordneten Straßennetz. Genehmigte Dissertation, Fachbereich Bauingenieurwesen und Geodäsie der Technischen Universität Darmstadt, 27.10.2009. <https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/2208/1/DissertationReinischRomy.pdf>
- /10/ Empfehlung der Strahlenschutzkommission: Blendung durch natürliche und neue künstliche Lichtquellen und ihre Gefahren. Verabschiedet in der 205. Sitzung der Strahlenschutzkommission am 16./17. Februar 2006. [https://www.ssk.de/DE/Publikationen/publikationen\\_node.html](https://www.ssk.de/DE/Publikationen/publikationen_node.html)
- /11/ Borgmann, R., Kurz, T.: Leitfaden „Lichteinwirkung auf die Nachbarschaft“. Bericht-Nr.: FS-2014-160-AKNIR-Netz. Fachverband für Strahlenschutz e.V., 10.06.2014.

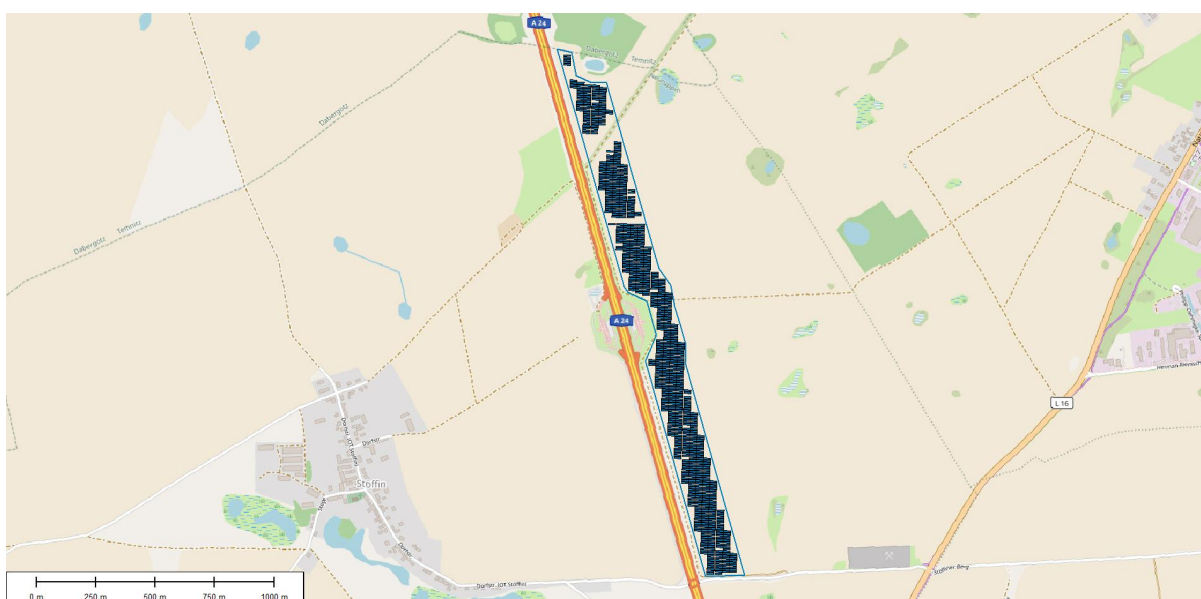
- 
- /12/ Digitales Geländemodell Brandenburg DGM5. Geobroker Brandenburg/GeoBasis-DE, LGB, dl-de/by-2-0, Online-Datenbereitstellung am 14.06.2023.  
<https://geobasis-bb.de/lgb/de/geodaten/3d-produkte/gelaendemodell/>
  - /13/ Meteonorm Version 8.1.0 (Release 10.04.2021): Global Meteorological Database for Engineers, Planers and Education. <https://meteonorm.com/>
  - /14/ OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik: Blendung durch Photovoltaikanlagen. OVE Richtlinie R 11-3, Ausgabe: 01.11.2016.  
<https://www.ove.at/ove-standardization/normen-produkte/richtlinien/>
  - /15/ Federal Aviation Administration (FAA): Interim Policy, FAA Review of Solar Energy System Projects on Federally Obligated Airports. Federal Register: 63276-63279. Publication Date: 23.10.2013. <https://www.federalregister.gov/documents/2013/10/23/2013-24729/interim-policy-faa-review-of-solar-energy-system-projects-on-federally-obligated-airports/>
  - /16/ Federal Aviation Administration (FAA): Final Policy, Review of Solar Energy System Projects on Federally Obligated Airports. Document Number 2021-09862, Publication Date: 11.05.2021. <https://www.federalregister.gov/documents/2021/05/11/2021-09862/federal-aviation-administration-policy-review-of-solar-energy-system-projects-on-federally-obligated/>
  - /17/ Rogers, J. A., Ho, C. K., Mead A., Beben, M., Drechsler, G.: Evaluation of Glare as a Hazard for General Aviation Pilots on Final Approach", Office of Aerospace Medicine-Federal Aviation Administration (FAA). Final Report July 2015.  
[https://www.faa.gov/data\\_research/research/med\\_humanfacs/oamtechreports/2010s/media/201512.pdf](https://www.faa.gov/data_research/research/med_humanfacs/oamtechreports/2010s/media/201512.pdf)



## **Anhang**

- Lageplan mit Modulbelegung
- Anlagengeometrie
- Digitales Geländemodell
- Sichtbarkeit der Photovoltaikanlage
- Klimadaten
- Moduldatenblatt
- Projektbericht

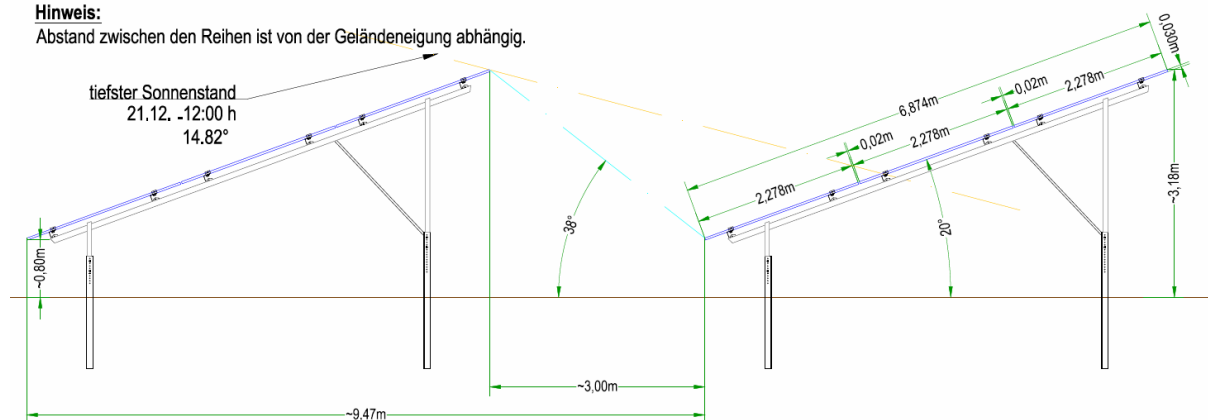
## Lageplan mit Modulbelegung



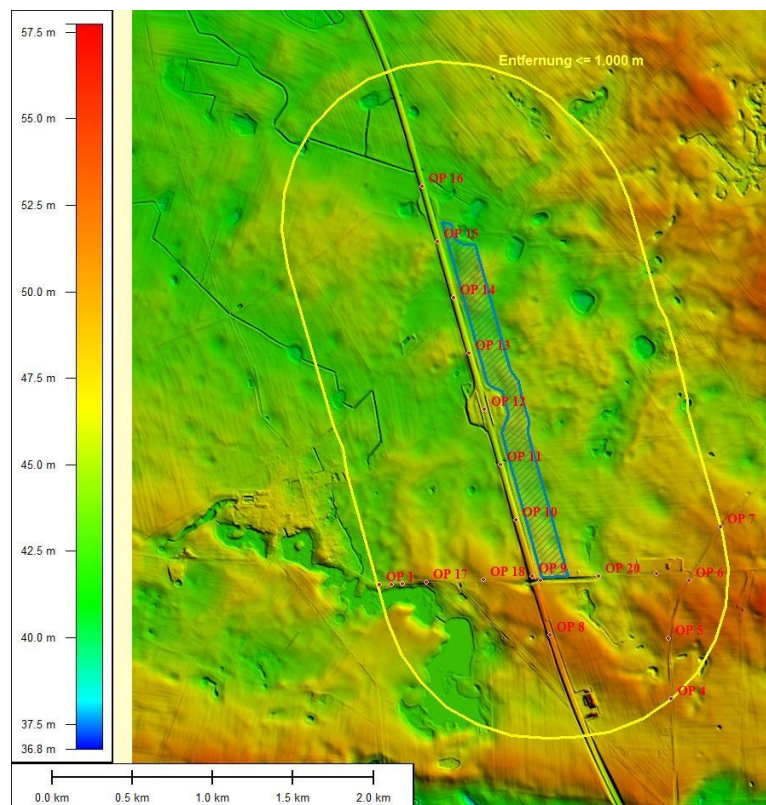
# Anlagengeometrie

**Hinweis:**

Abstand zwischen den Reihen ist von der Geländeneigung abhängig.



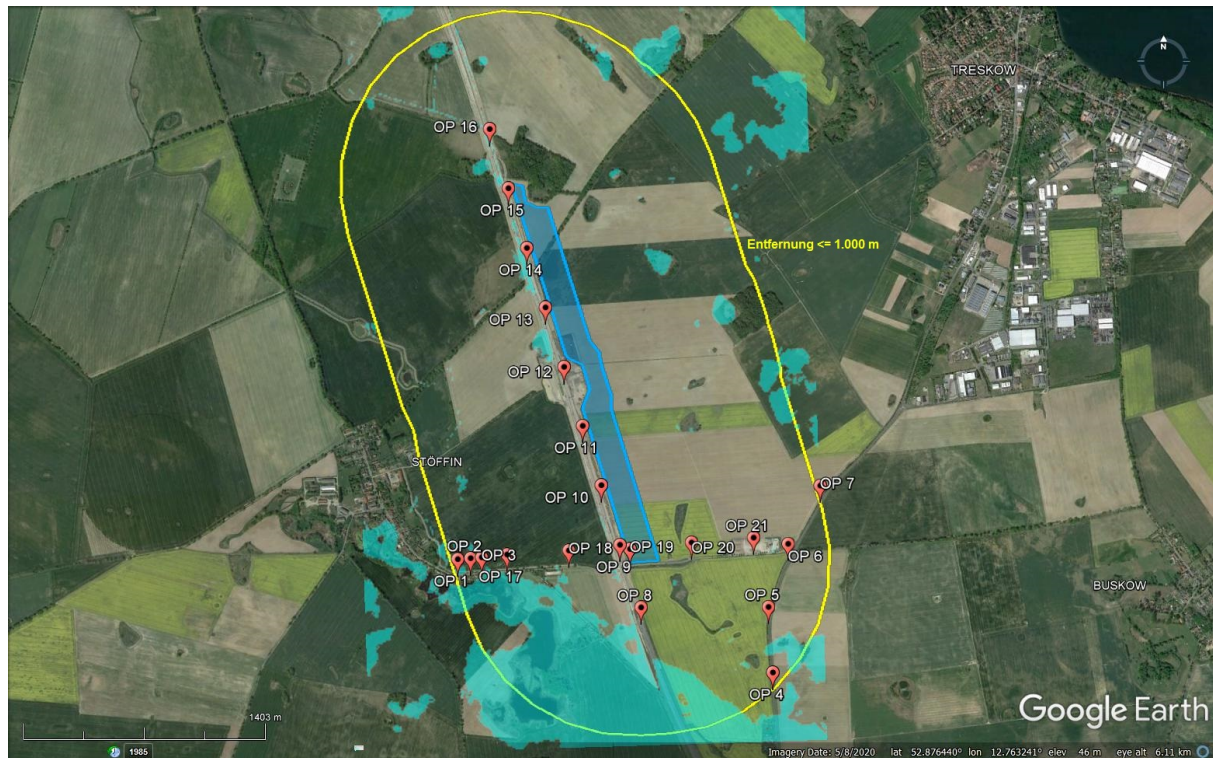
## Digitales Geländemodell



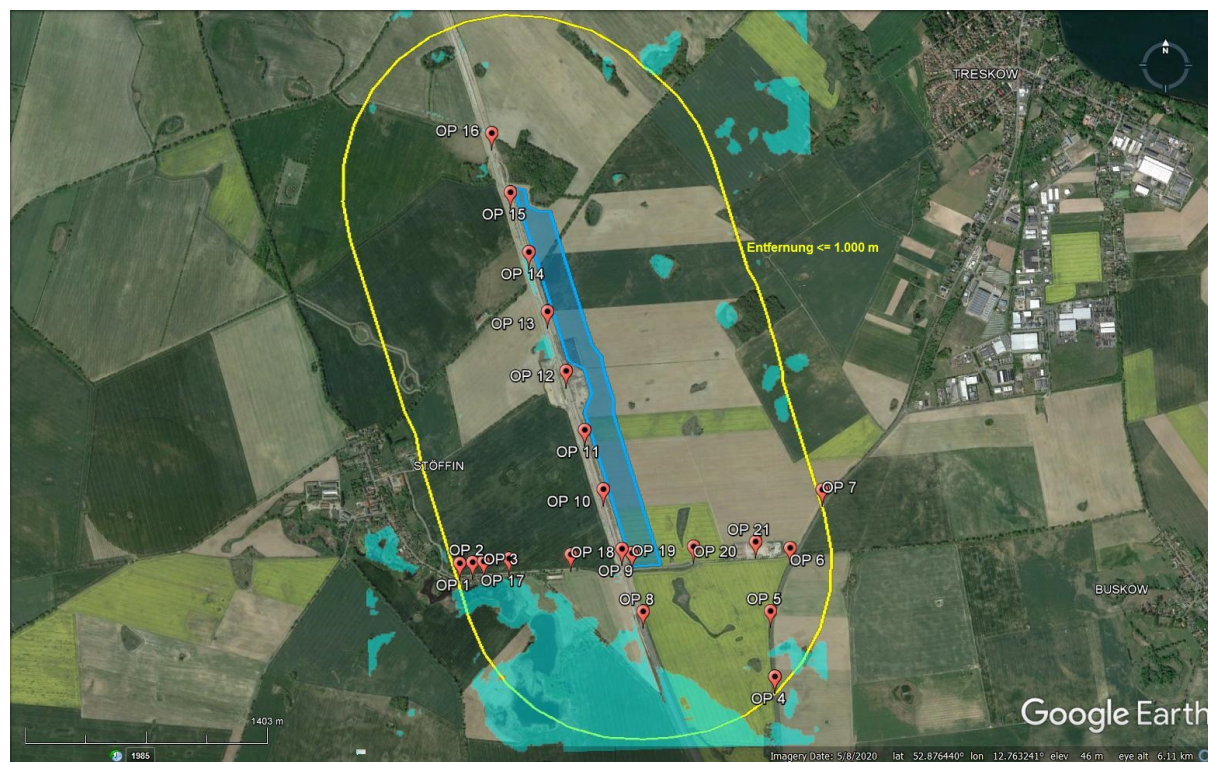
Ausschnitt aus dem digitalen Geländemodell Brandenburg DGM5 /12/.



## Sichtbarkeit der Photovoltaikanlage

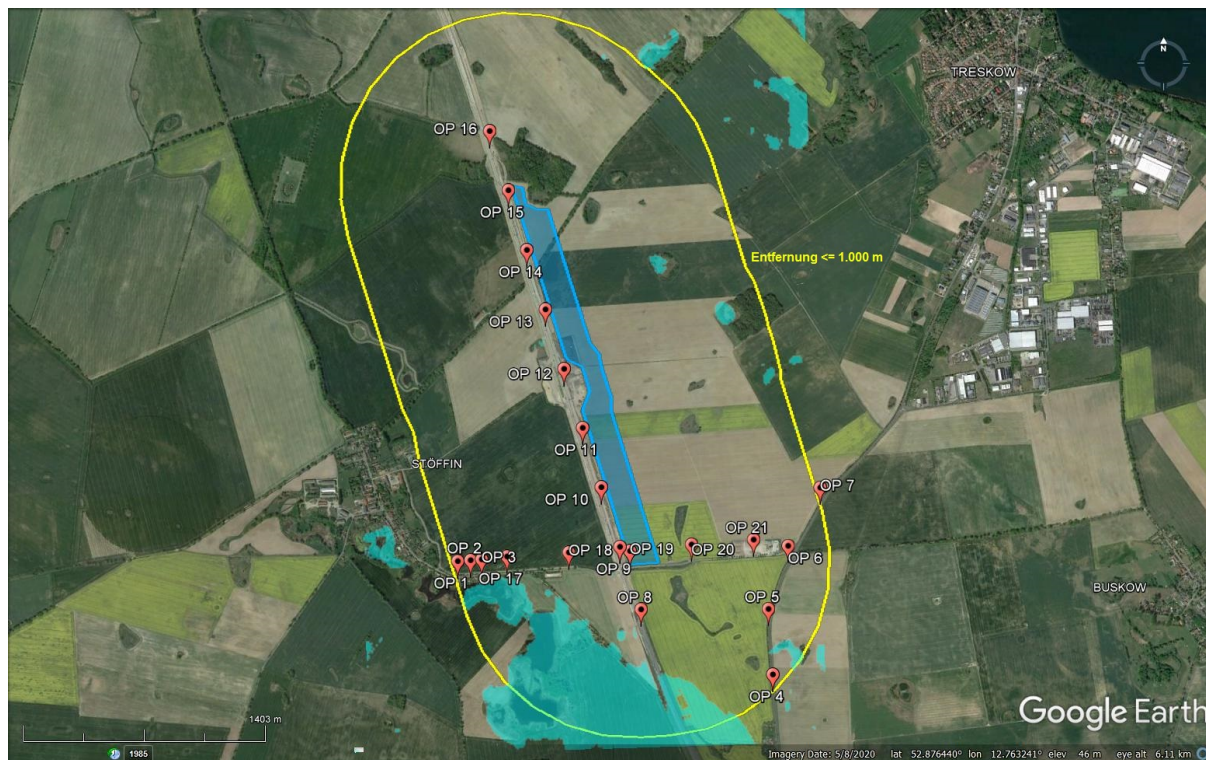


Sichtbarkeit der Photovoltaikanlage (Augenhöhe: 1,5 m über Grund) – in den türkis unterlegten Bereichen ist die Modulfläche aufgrund von topografischen Geländeüberhöhungen (digitales Geländemodell Brandenburg DGM5 /12/) nicht sichtbar.



Sichtbarkeit der Photovoltaikanlage (Augenhöhe: 2 m über Grund) – in den türkis unterlegten Bereichen ist die Modulfläche aufgrund von topografischen Geländeüberhöhungen (digitales Geländemodell Brandenburg DGM5 /12/) nicht sichtbar.





Sichtbarkeit der Photovoltaikanlage (Augenhöhe: 2,75 m über Grund) – in den türkis unterlegten Bereichen ist die Modulfläche aufgrund von topografischen Geländeüberhöhungen (digitales Geländemodell Brandenburg DGM5 /12/) nicht sichtbar.



Sichtbarkeit des für die Anwohnerschaft an den Immissionsorten OP 1-3 blendungsrelevanten Teilbereichs der Photovoltaikanlage (Augenhöhe: 2 m über Grund) – in den türkis unterlegten Bereichen ist die Modulfläche aufgrund von topografischen Geländeüberhöhungen (digitales Geländemodell Brandenburg DGM5 /12/) nicht sichtbar.



## Klimadaten

### Stöffin

Location name

52.877

Latitude [°N]

12.762

Longitude [°E]

45

Altitude [m a.s.l.]

III, 3

Climate region

Standard

Radiation model

Standard

Temperature model

Perez

Tilt radiation model

Contemporary

Temperature period

Contemporary

Radiation period

### Additional information

Uncertainty of yearly values: Gh = 5%, Bn = 10%, Ta = 0.5 °C

Trend of Gh / decade: 4.1%

Variability of Gh / year: 5.2%

Radiation interpolation locations: Satellite data (Share of satellite data: 100%)

Temperature interpolation locations: Neuruppin (4 km), Berlin/Tempelhof (62 km), Potsdam (59 km), Waren (71 km), Parchim Dolpa (90 km), Trollehen (88 km)

P90 and P10 of yearly Gh, referenced to average: 94%, 106.8%

Snow load (DE/AT/CH/FR): 0.85 [kN/m<sup>2</sup>], days with snow: 25 [days]Wind load (DE/CH): 0.65 [kN/m<sup>2</sup>]

Approximate data of snow and wind loads data based on national legislation

Month	Ta	Ta min	Ta dmin	Ta dmax	Ta max	RH	H_Gh	SDm
	[°C]	[°C]	[°C]	[°C]	[°C]	[%]	[kWh/m <sup>2</sup> ]	[h]
January	0.8	-11.9	-1.7	3.5	10.6	85	19	56
February	1.9	-9.4	-1.3	4.9	12.5	78	36	72
March	4.3	-5.4	0.5	8.2	15.7	74	76	119
April	9.5	-1.7	4.6	14.1	22.3	66	122	203
May	14.3	2.5	9.1	19.1	26.6	64	155	254
June	16.8	5.6	11.1	21.2	27.7	67	163	235
July	18.9	10.0	14.1	23.1	32.7	69	160	216
August	18.5	8.5	13.8	22.9	28.8	71	136	217
September	14.6	5.1	10.4	18.6	26.3	76	94	175
October	9.9	0.1	6.7	13.6	21.3	81	54	115
November	5.5	-2.6	3.1	7.9	13.8	87	22	59
December	1.8	-8.6	-0.4	4.0	11.2	87	13	44
Year	9.7					75	1047	1765



Meteonorm 8

Meteonorm V8.1.0.28251

1/4

Month	SDd	SD astr.	RR	RD	FF	DD
	[h]	[h]	[mm]	[d]	[m/s]	[deg]
January	1.8	7.9	49	9.2	4.1	228
February	2.6	9.7	42	8.9	4.0	98
March	3.8	11.6	36	8.6	4.0	270
April	6.8	13.8	29	6.5	3.7	270
May	8.2	15.6	50	8.7	3.5	98
June	7.8	16.6	49	8.5	3.6	270
July	7.0	16.2	73	10.4	3.4	270
August	7.0	14.6	51	9.4	3.3	270
September	5.8	12.5	46	7.4	3.4	270
October	3.7	10.5	47	8.3	3.5	97
November	2.0	8.5	45	7.8	3.8	225
December	1.4	7.4	32	8.6	4.1	268
Year	4.8		549	100.3	3.7	251

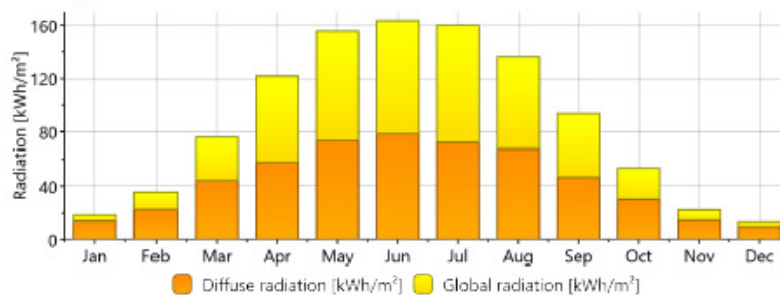
Ta: Air temperature  
 RH: Relative humidity  
 Ta min: 10 y minimum (approx.)  
 Ta max: 10 y maximum (approx.)  
 Ta dmin: Mean daily minimum Ta  
 Ta dmax: Mean daily maximum Ta  
 SD: Sunshine duration  
 RR: Precipitation  
 RD: Days with precipitation  
 FF: Wind speed  
 SD astr.: Sunshine duration, astronomic  
 DD: Wind direction  
 H\_Gh: Irradiation of global radiation horizontal



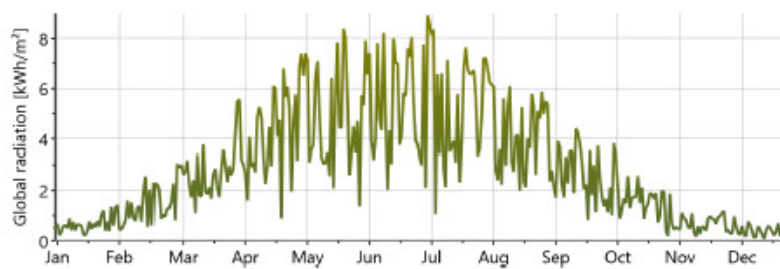
Meteonorm V8.1.0.28251

2/4

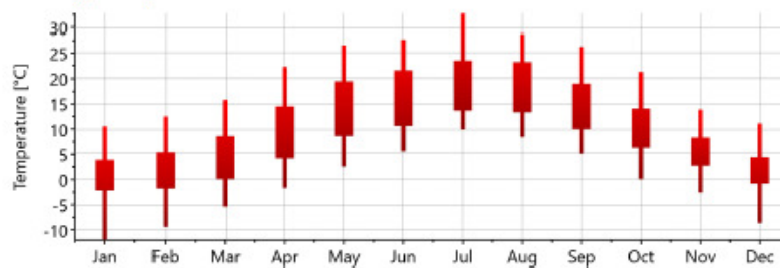
## Monthly radiation



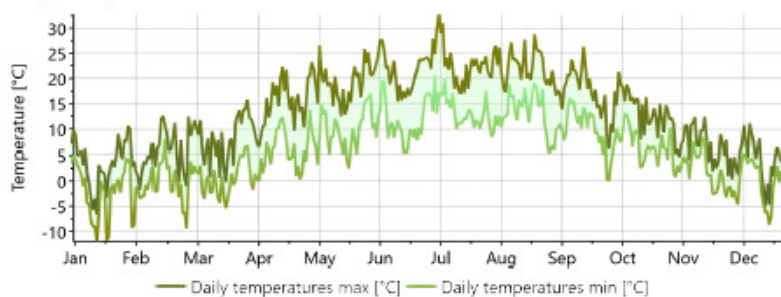
## Daily global radiation



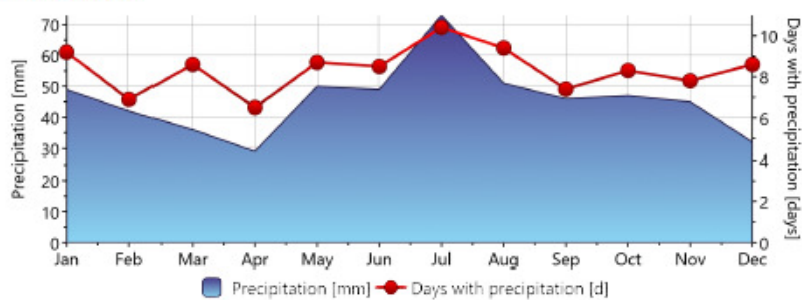
## Monthly temperature



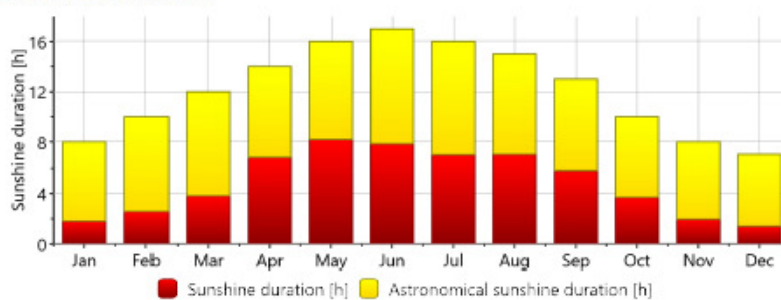
## Daily temperature



## Precipitation



## Sunshine duration



## Moduldatenblatt

Harvest the Sunshine



**Mono**

590W n-type Bifacial Double Glass  
High Efficiency Mono Module  
JAM72D40 565-590/GB Series

**Introduction**

Power by the latest MBG n-type solar cell, half-cell configuration and gapless ribbon connection technology, these modules have higher output power, lower LID, better weak illumination response, and better temperature coefficient.



Higher power generation  
better LCOE



n-type with very Lower LID



Better weak illumination response



Better Temperature Coefficient

**Superior Warranty**

- 12-year product warranty
- 30-year linear power output warranty

1% 1st-year Degradation  
0.4% Annual Degradation  
Over 30 years



■ n-type Bifacial Double Glass Module Linear Performance Warranty  
■ Standard Module Linear Performance Warranty

**Comprehensive Certificates**

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Quality system for PV module manufacturing



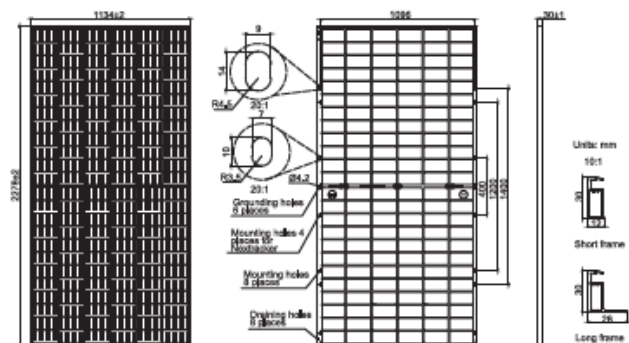



[www.jasolar.com](http://www.jasolar.com)

Specifications subject to technical changes and tests.  
JA Solar reserves the right of final interpretation.



## MECHANICAL DIAGRAM



Remark: customized frame color and cable length available upon request

## SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	31.8kg
Dimensions	2278±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-351/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 200mm(+)/300mm(-); 800mm(+)/800mm(-)(Landscape) Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	36pcs/Pallet, 720pcs/40'HQ Container

### ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D40 -565/GB	JAM72D40 -570/GB	JAM72D40 -575/GB	JAM72D40 -580/GB	JAM72D40 -585/GB	JAM72D40 -590/GB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	565	570	575	580	585	590
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	50,85	51,00	51,15	51,30	51,45	51,60
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	42,55	42,70	42,85	43,03	43,21	43,33
Short Circuit Current(Isc) [A]	14,16	14,23	14,30	14,36	14,42	14,51
Maximum Power Current(Imp) [A]	13,28	13,35	13,42	13,48	13,54	13,63
Module Efficiency [%]	21,9	22,1	22,3	22,5	22,6	22,8
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc( $\alpha_{Isc}$ )	+0,046%/°C					
Temperature Coefficient of Voc( $\beta_{Voc}$ )	-0,260%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax( $\gamma_{Pmp}$ )	-0,300%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1,5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

### ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM72D40 ~565/GB	JAM72D40 ~570/GB	JAM72D40 ~575/GB	JAM72D40 ~580/GB	JAM72D40 ~585/GB	JAM72D40 ~590/GB	Maximum System Voltage	1500V DC
Rated Max Power(Pmax) [W]	610	616	621	626	632	637	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	50,88	51.03	51,16	51.30	51,45	51,60	Maximum Series Fuse Rating	30A
Max Power Voltage(Vmp) [V]	42,55	42,70	42,86	43,02	43,21	43,29	Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lbf/ft²)
							Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lbf/ft²)
Short Circuit Current(Isc) [A]	15,29	15,37	15,44	15.51	15,57	15,67	NOCT	45±2°C
Max Power Current(Imp) [A]	14,34	14,42	14,49	14.56	14,62	14,72	Bifaciality**	80%±10%
Irradiation Ratio (rear/front)	10%						Fire Performance	UL Type 29

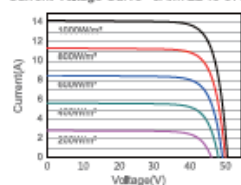
\*For NexTracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and NexTracker for reference.  
\*\*Bifaciality= Pmax, rear/ Rated Pmax, front

\*For Nextracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and Nextracker for reference.

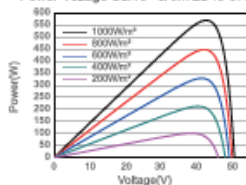
<sup>\*\*</sup>Bit/s/city=P<sub>max, rear</sub>/Rated P<sub>max, front</sub>

## CHARACTERISTICS

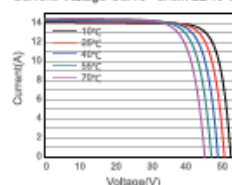
Current-Voltage Curve JAM72D40-570/GB



Power-Voltage Curve JAM72D40-570/GB



Current-Voltage Curve JAM72D40-570/GB



## Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global\_EN\_20230213A



# Projektbericht

## FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: Stöffin

Site configuration: PVA Stoeffin

Client: BayWa r.e. Solar Projects GmbH, Katharinenstraße 6, 04109 Leipzig

Created 15 Jun, 2023

Updated 15 Jun, 2023

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC+2

Minimum sun altitude 0.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m<sup>2</sup>

Category 10 MW to 100 MW

Site ID 92973.16348

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 V2



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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy kWh
	°	°	min	hr	min	hr	
PV array Stoeffin	20.0	180.0	26,881	448.0	29,743	495.7	-

Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	1,566	26.1	0	0.0
OP 2	1,838	30.6	0	0.0
OP 3	1,368	22.8	0	0.0
OP 4	0	0.0	0	0.0
OP 5	711	11.8	0	0.0
OP 6	2,626	43.8	0	0.0
OP 7	2,481	41.4	0	0.0
OP 8	0	0.0	0	0.0
OP 9	2,607	43.5	4,911	81.8
OP 10	1,313	21.9	3,874	64.6
OP 11	682	11.4	2,848	47.5
OP 12	982	16.4	2,358	39.3
OP 13	1,270	21.2	3,809	63.5
OP 14	1,405	23.4	4,024	67.1
OP 15	1,501	25.0	3,997	66.6



Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 16	0	0.0	0	0.0
OP 17	419	7.0	0	0.0
OP 18	1,890	31.5	547	9.1
OP 19	941	15.7	1,877	31.3
OP 20	937	15.6	1,498	25.0
OP 21	2,344	39.1	0	0.0



## Component Data

### PV Arrays

**Name:** PV array Stoefflin  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 20.0°  
**Orientation:** 180.0°  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Light textured glass with AR coating  
**Reflectivity:** Vary with sun  
**Slope error:** correlate with material



Venex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	52.877735	12.759367	44.70	2.00	46.70
2	52.877433	12.760545	44.40	2.00	46.40
3	52.876152	12.761222	45.60	2.00	47.60
4	52.875178	12.760599	45.10	2.00	47.10
5	52.867142	12.764730	48.50	2.00	50.50
6	52.867237	12.767163	47.90	2.00	49.90
7	52.875146	12.763066	45.40	2.00	47.40
8	52.875849	12.763080	45.20	2.00	47.20
9	52.876492	12.762712	45.90	2.00	47.90
10	52.877275	12.762294	45.70	2.00	47.70
11	52.878055	12.762025	45.30	2.00	47.30
12	52.878684	12.761228	45.20	2.00	47.20
13	52.885607	12.757601	42.30	2.00	44.30
14	52.885606	12.756598	42.50	2.00	44.50
15	52.885846	12.755702	42.60	2.00	44.60
16	52.886713	12.755407	42.90	2.00	44.90
17	52.886813	12.754473	42.80	2.00	44.80
18	52.877953	12.759125	44.70	2.00	46.70

## Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	52.866427	12.749843	44.60	2.00
OP 2	2	52.866478	12.750947	44.70	2.00
OP 3	3	52.866523	12.751908	45.30	2.00
OP 4	4	52.860558	12.778977	51.20	1.50
OP 5	5	52.863959	12.776598	51.40	1.50
OP 6	6	52.867232	12.778293	51.40	1.50
OP 7	7	52.870253	12.781065	50.80	1.50
OP 8	8	52.863935	12.765636	52.40	2.75
OP 9	9	52.867183	12.763820	51.80	2.75
OP 10	10	52.870271	12.762216	48.50	2.75
OP 11	11	52.873353	12.760607	45.90	2.75
OP 12	12	52.876416	12.759002	46.10	2.75
OP 13	13	52.879504	12.757402	46.50	2.75
OP 14	14	52.882592	12.755796	46.20	2.75
OP 15	15	52.885693	12.754200	45.50	2.75
OP 16	16	52.888770	12.752587	44.70	2.75
OP 17	17	52.866671	12.754093	47.00	1.50
OP 18	18	52.866888	12.759418	49.30	1.50
OP 19	19	52.866963	12.764682	45.60	1.50
OP 20	20	52.867295	12.769990	45.40	1.50
OP 21	21	52.867549	12.775330	48.90	1.50

## Glare Analysis Results

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy
	°	°	min	hr	min	hr	kWh
PV array Stoefflin	20.0	180.0	26,881	448.0	29,743	495.7	-

Total glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	1,566	26.1	0	0.0
OP 2	1,838	30.6	0	0.0
OP 3	1,368	22.8	0	0.0
OP 4	0	0.0	0	0.0
OP 5	711	11.8	0	0.0
OP 6	2,626	43.8	0	0.0
OP 7	2,481	41.4	0	0.0
OP 8	0	0.0	0	0.0
OP 9	2,607	43.5	4,911	81.8
OP 10	1,313	21.9	3,874	64.6
OP 11	682	11.4	2,848	47.5
OP 12	982	16.4	2,358	39.3
OP 13	1,270	21.2	3,809	63.5
OP 14	1,405	23.4	4,024	67.1
OP 15	1,501	25.0	3,997	66.6
OP 16	0	0.0	0	0.0
OP 17	419	7.0	0	0.0
OP 18	1,890	31.5	547	9.1
OP 19	941	15.7	1,877	31.3
OP 20	937	15.6	1,498	25.0
OP 21	2,344	39.1	0	0.0

**PV: PV array Stoeffin** potential temporary after-image

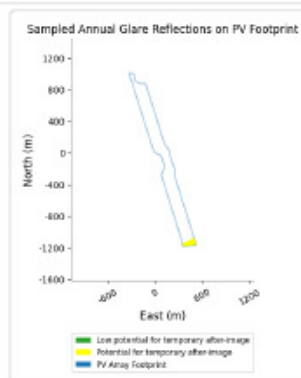
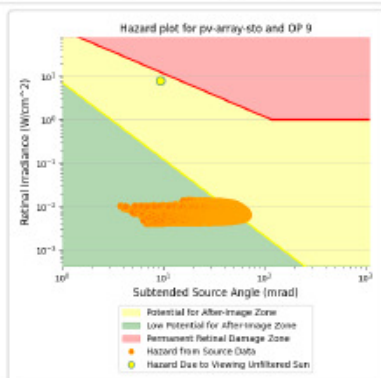
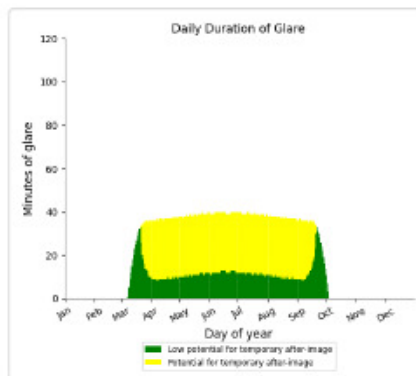
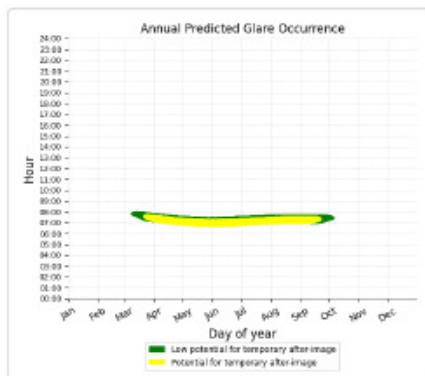
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 9	2,607	43.5	4,911	81.8
OP 10	1,313	21.9	3,874	64.6
OP 11	682	11.4	2,848	47.5
OP 12	982	16.4	2,358	39.3
OP 13	1,270	21.2	3,809	63.5
OP 14	1,405	23.4	4,024	67.1
OP 15	1,501	25.0	3,997	66.6
OP 18	1,890	31.5	547	9.1
OP 19	941	15.7	1,877	31.3
OP 20	937	15.6	1,498	25.0
OP 1	1,566	26.1	0	0.0
OP 2	1,838	30.6	0	0.0
OP 3	1,368	22.8	0	0.0
OP 5	711	11.8	0	0.0
OP 6	2,626	43.8	0	0.0
OP 7	2,481	41.4	0	0.0
OP 17	419	7.0	0	0.0
OP 21	2,344	39.1	0	0.0
OP 4	0	0.0	0	0.0
OP 8	0	0.0	0	0.0
OP 16	0	0.0	0	0.0

### PV array Stoeffin and OP 9

Yellow glare: 4,911 min.

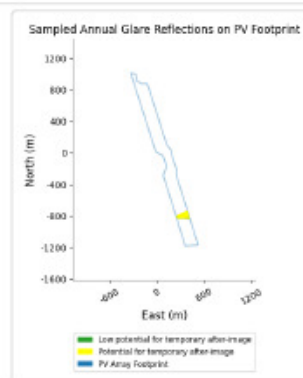
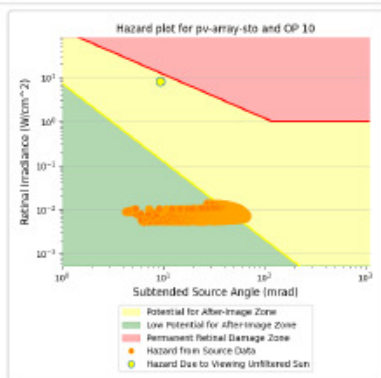
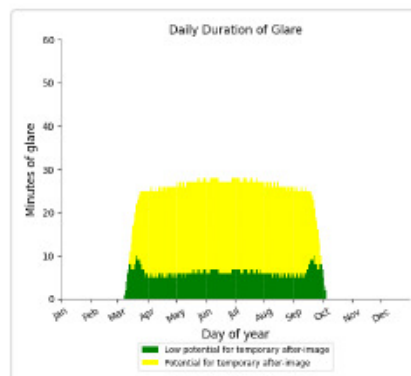
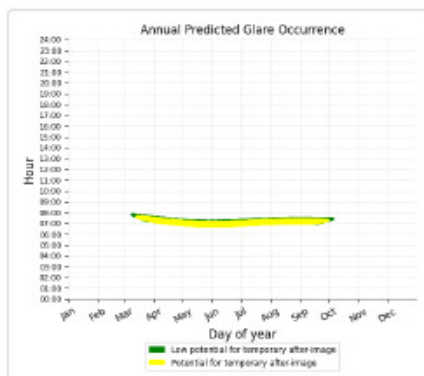
Green glare: 2,607 min.



### PV array Stoeffin and OP 10

Yellow glare: 3,874 min.

Green glare: 1,313 min.

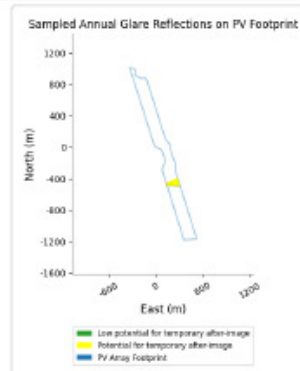
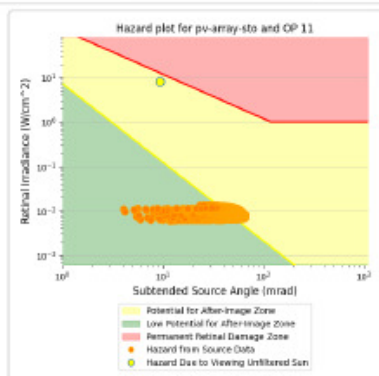
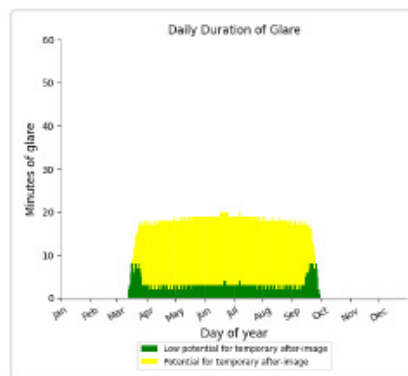
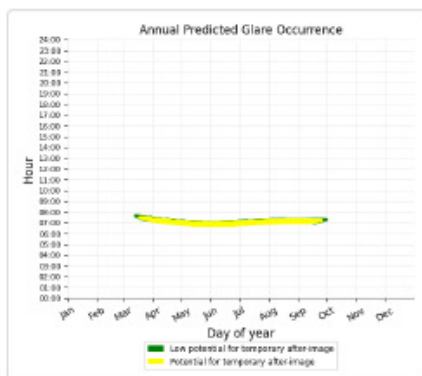




### PV array Stoeffin and OP 11

Yellow glare: 2,848 min.

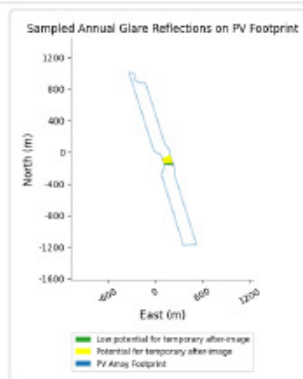
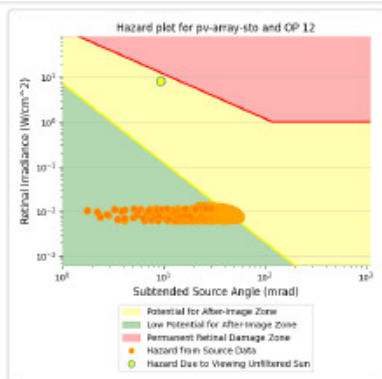
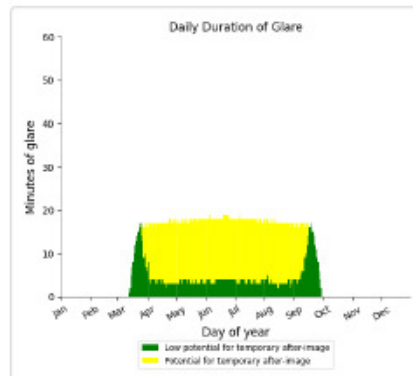
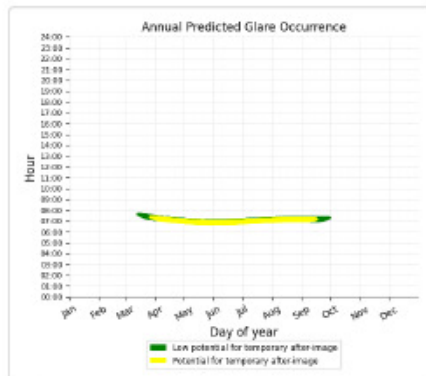
Green glare: 682 min.



### PV array Stoeffin and OP 12

Yellow glare: 2,358 min.

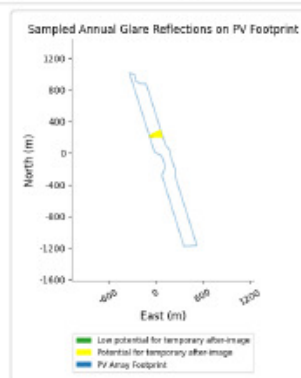
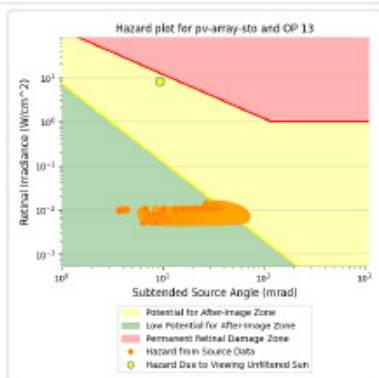
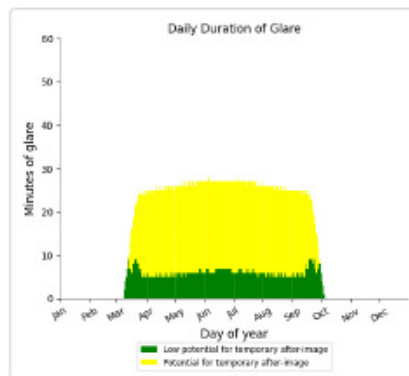
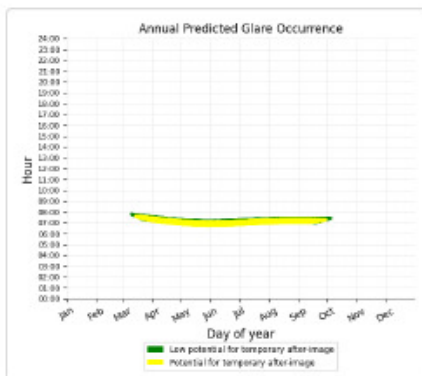
Green glare: 982 min.



**PV array Stoeffin and OP 13**

Yellow glare: 3,809 min.

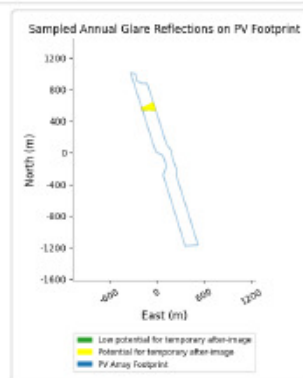
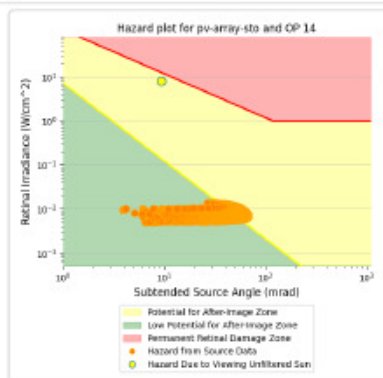
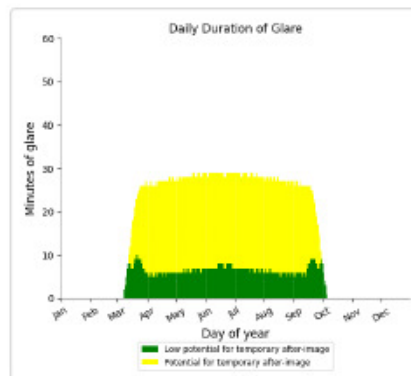
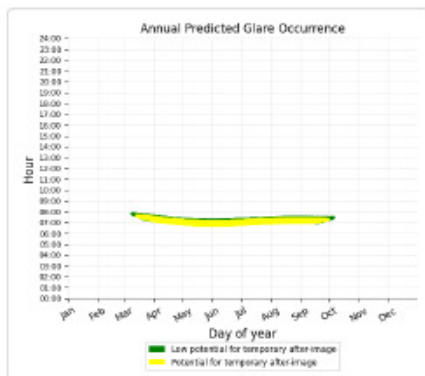
Green glare: 1,270 min.



### PV array Stoeffin and OP 14

Yellow glare: 4,024 min.

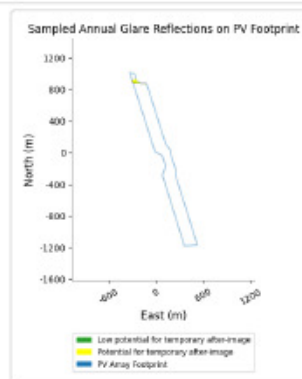
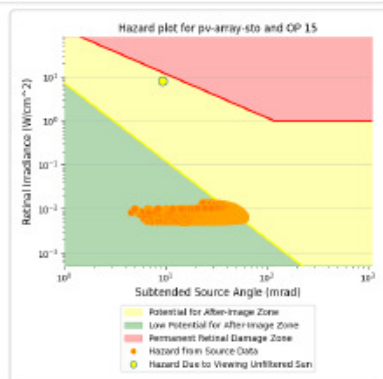
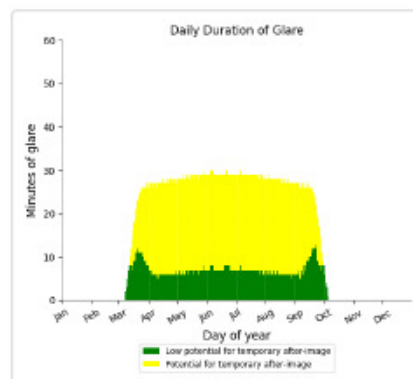
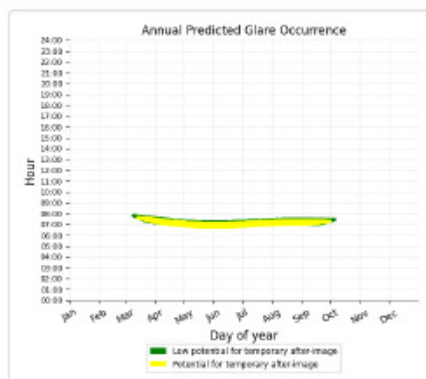
Green glare: 1,405 min.



**PV array Stoeffin and OP 15**

Yellow glare: 3,997 min.

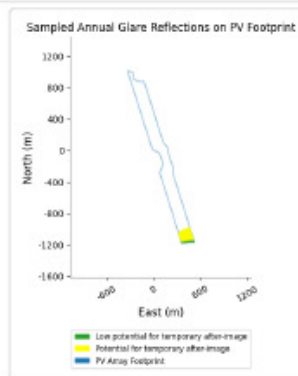
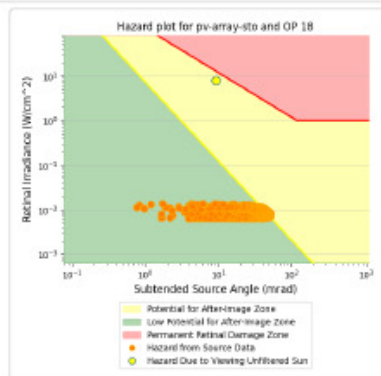
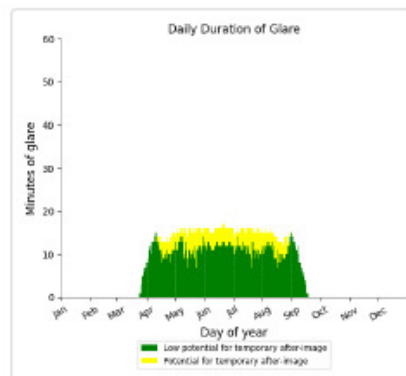
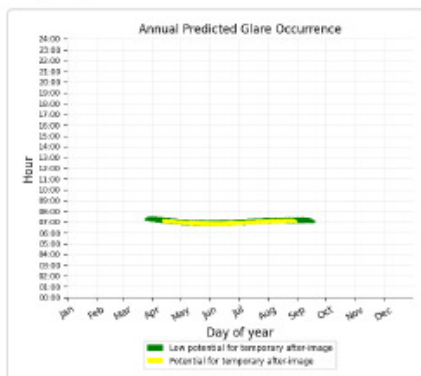
Green glare: 1,501 min.





### PV array Stoeffin and OP 18

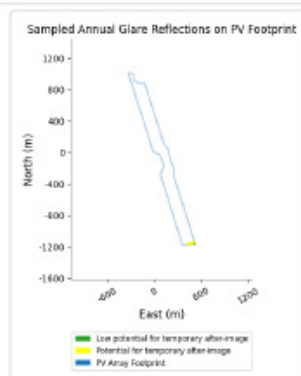
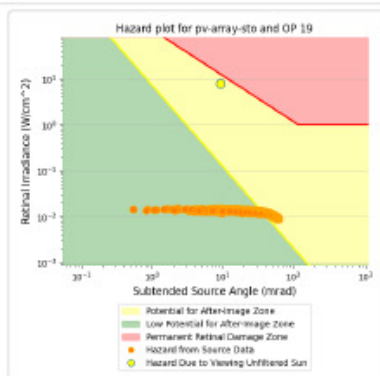
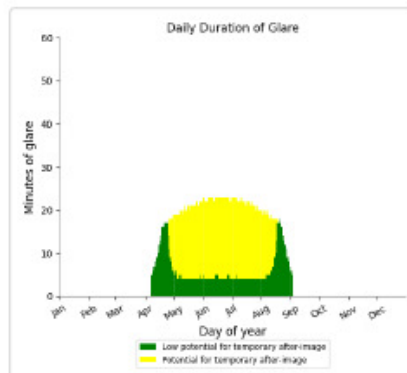
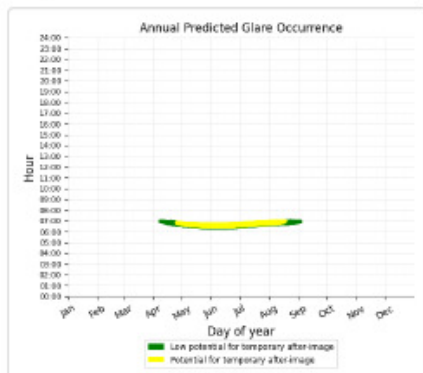
Yellow glare: 547 min.  
Green glare: 1,890 min.



### PV array Stoeffin and OP 19

Yellow glare: 1,877 min.

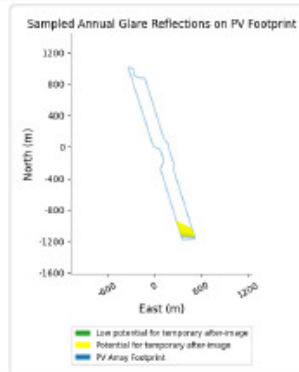
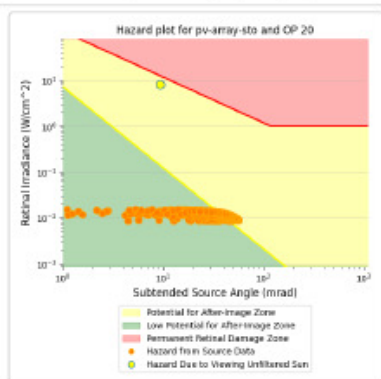
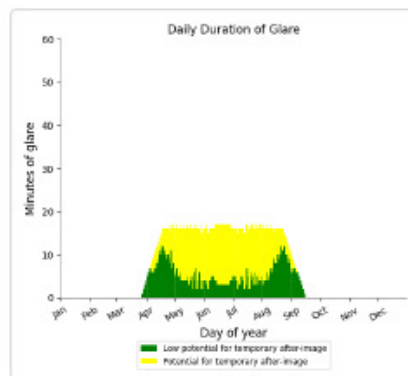
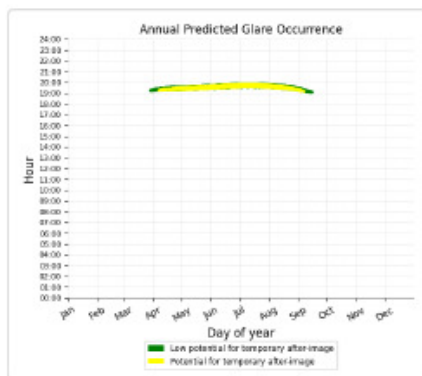
Green glare: 941 min.



### PV array Stoeffin and OP 20

Yellow glare: 1,498 min.

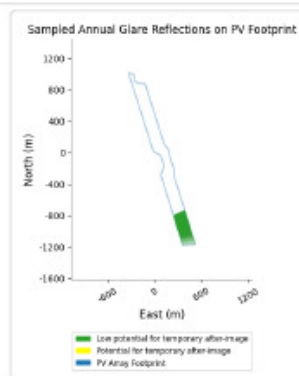
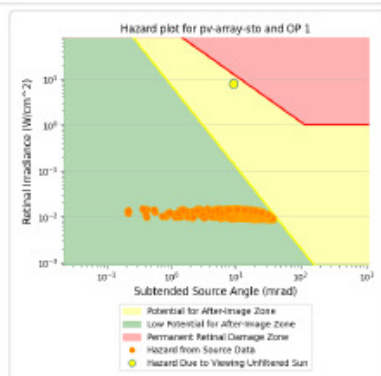
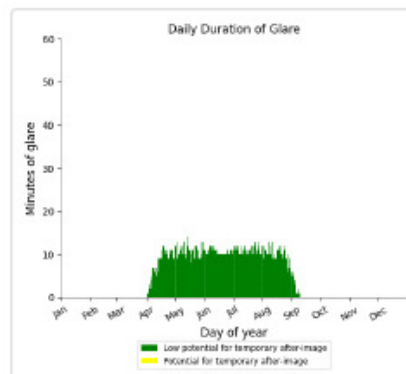
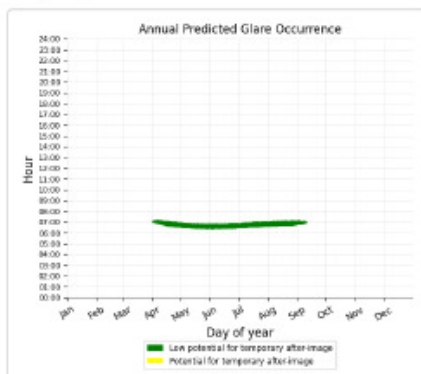
Green glare: 937 min.



### PV array Stoeffin and OP 1

Yellow glare: none

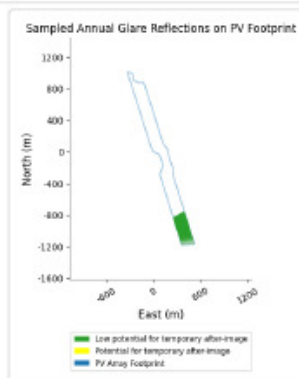
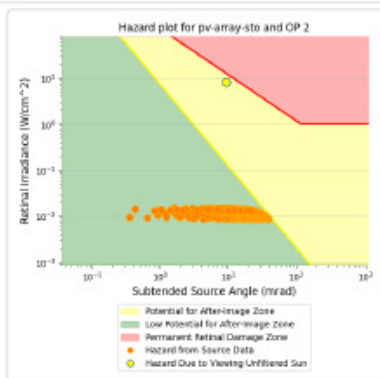
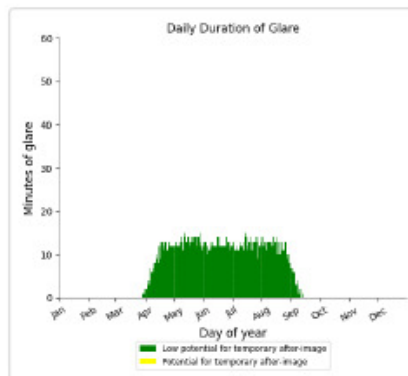
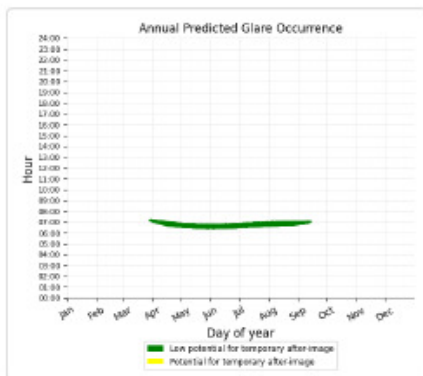
Green glare: 1,566 min.



### PV array Stoeffin and OP 2

Yellow glare: none

Green glare: 1,838 mln.

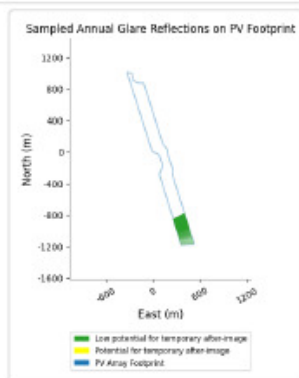
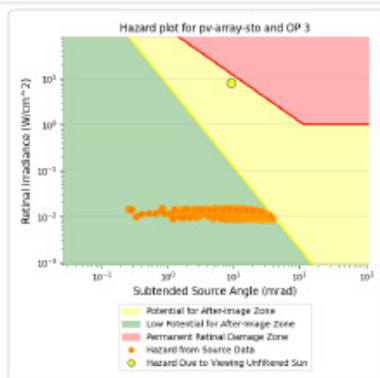
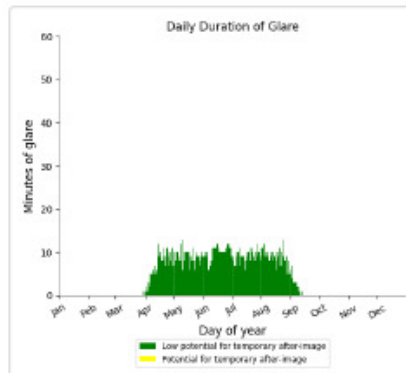
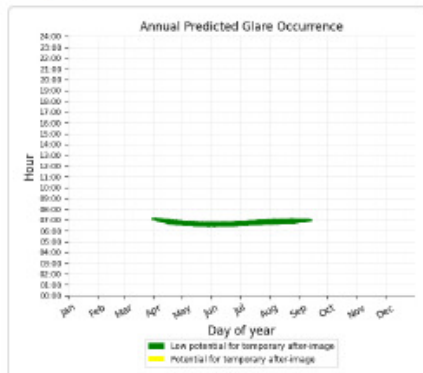




### PV array Stoeffin and OP 3

Yellow glare: none

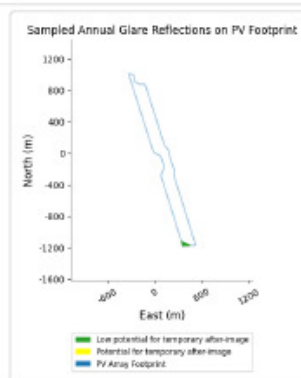
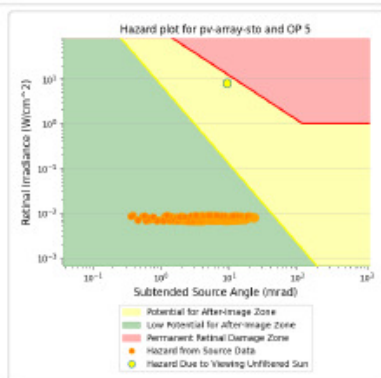
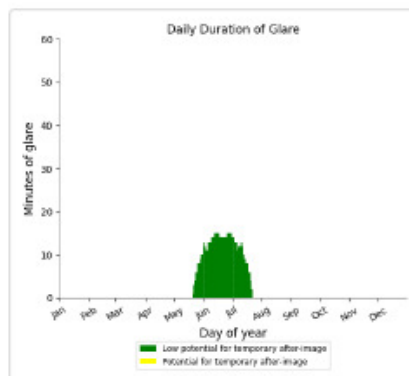
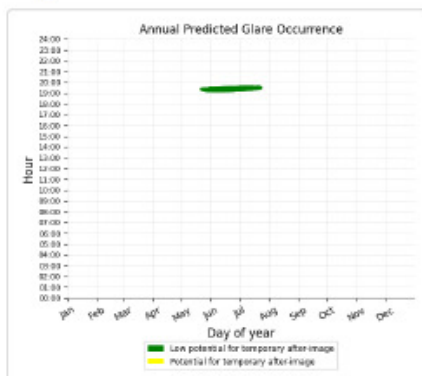
Green glare: 1,368 min.



### PV array Stoeffin and OP 5

Yellow glare: none

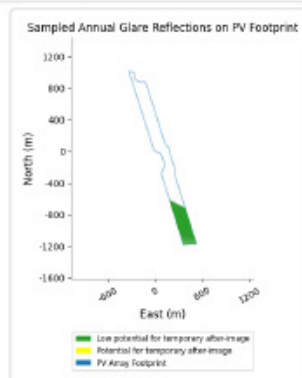
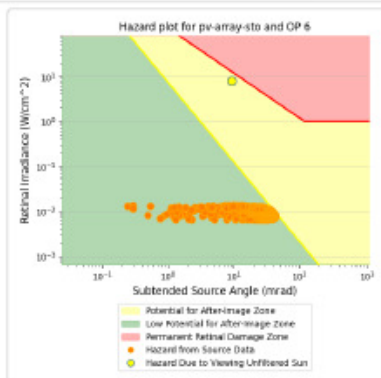
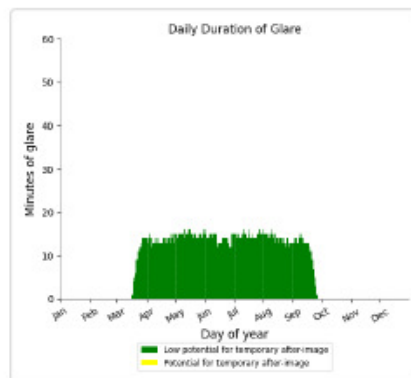
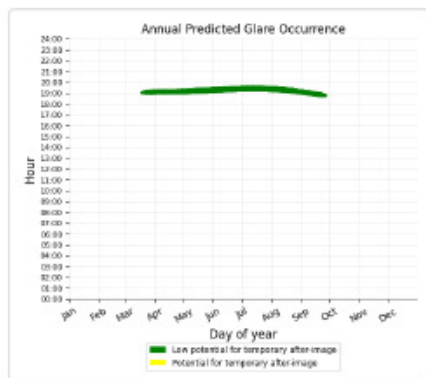
Green glare: 711 min.



### PV array Stoeffin and OP 6

Yellow glare: none

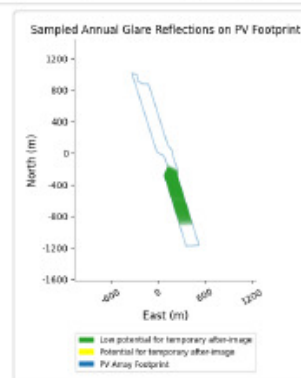
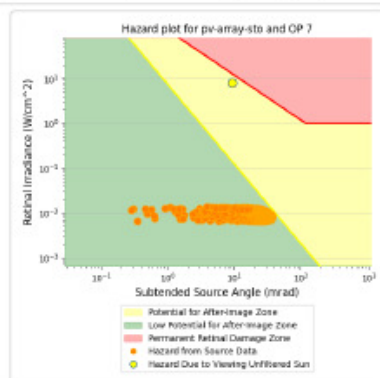
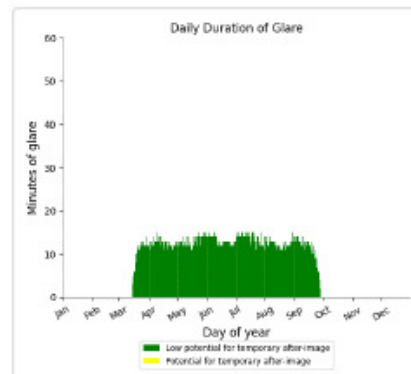
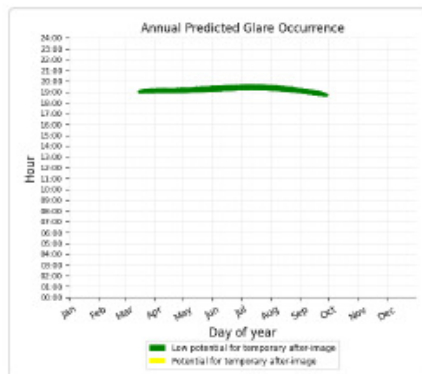
Green glare: 2,626 min.



### PV array Stoeffin and OP 7

Yellow glare: none

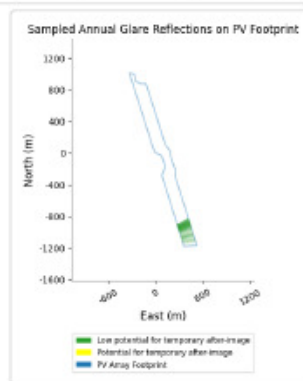
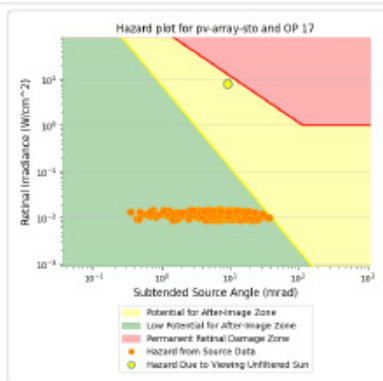
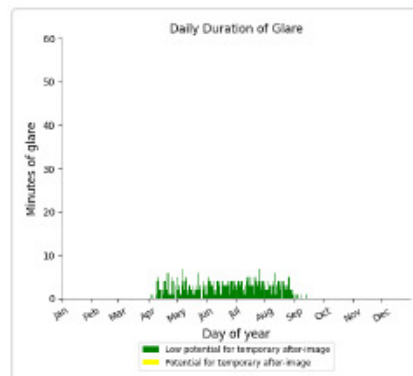
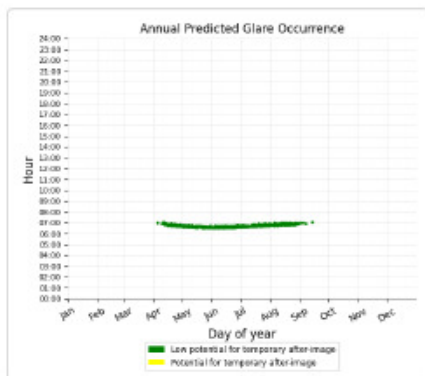
Green glare: 2,481 min.



### PV array Stoeffin and OP 17

Yellow glare: none

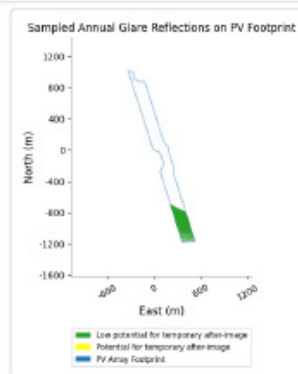
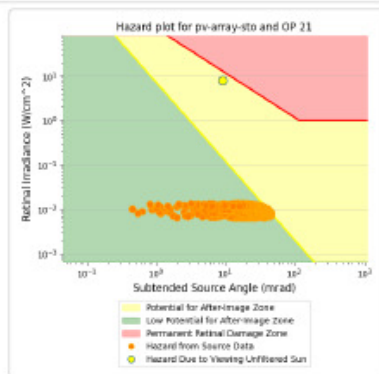
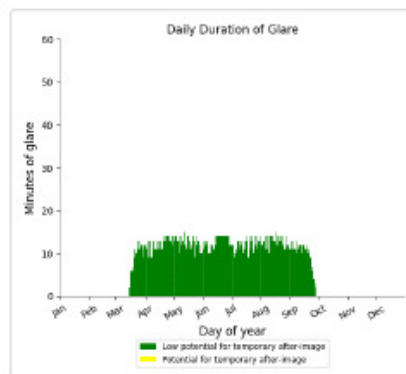
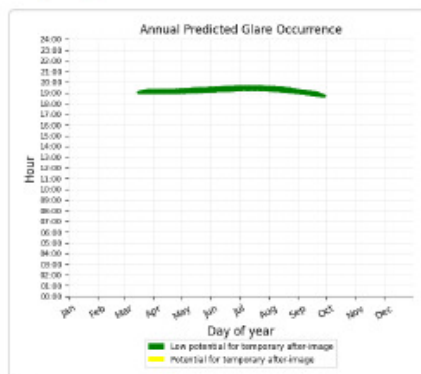
Green glare: 419 min.



**PV array Stoeffin and OP 21**

Yellow glare: none

Green glare: 2,344 min.

**PV array Stoeffin and OP 4**

No glare found

**PV array Stoeffin and OP 8**

No glare found

**PV array Stoeffin and OP 16**

No glare found



## Assumptions

"Green" glare is glare with low potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

"Yellow" glare is glare with potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.

The algorithm does not rigorously represent the detailed geometry of a system; detailed features such as gaps between modules, variable height of the PV array, and support structures may impact actual glare results. However, we have validated our models against several systems, including a PV array causing glare to the air-traffic control tower at Manchester-Boston Regional Airport and several sites in Albuquerque, and the tool accurately predicted the occurrence and intensity of glare at different times and days of the year.

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. This primarily affects V1 analyses of path receptors.

Random number computations are utilized by various steps of the annual hazard analysis algorithm. Predicted minutes of glare can vary between runs as a result. This limitation primarily affects analyses of Observation Point receptors, including ATCTs. Note that the SGHAT/ ForgeSolar methodology has always relied on an analytical, qualitative approach to accurately determine the overall hazard (i.e. green vs. yellow) of expected glare on an annual basis.

The analysis does not automatically consider obstacles (either man-made or natural) between the observation points and the prescribed solar installation that may obstruct observed glare, such as trees, hills, buildings, etc.

The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)

The variable direct normal irradiance (DNI) feature (if selected) scales the user-prescribed peak DNI using a typical clear-day irradiance profile. This profile has a lower DNI in the mornings and evenings and a maximum at solar noon. The scaling uses a clear-day irradiance profile based on a normalized time relative to sunrise, solar noon, and sunset, which are prescribed by a sun-position algorithm and the latitude and longitude obtained from Google maps. The actual DNI on any given day can be affected by cloud cover, atmospheric attenuation, and other environmental factors.

The ocular hazard predicted by the tool depends on a number of environmental, optical, and human factors, which can be uncertain. We provide input fields and typical ranges of values for these factors so that the user can vary these parameters to see if they have an impact on the results. The speed of SGHAT allows expedited sensitivity and parametric analyses.

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.

Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid based on aggregated research data. 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 at [www.forgesolar.com/help/](http://www.forgesolar.com/help/) for assumptions and limitations not listed here.

Default glare analysis parameters and observer eye characteristics (for reference only):

- Analysis time interval: 1 minute
- Ocular transmission coefficient: 0.5
- Pupil diameter: 0.002 meters
- Eye focal length: 0.017 meters
- Sun subtended angle: 9.3 milliradians

© Sims Industries d/b/a ForgeSolar, All Rights Reserved.