

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Neusitz

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Neusitz in Mittelfranken (Bayern)**

SOLPEG
Solar Power Expert Group
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg

☎ +49 40 79 69 59 36

📞 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude	6
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung	7
3.1	Rechtliche Hinweise	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen	7
3.3	Berechnung der Blendwirkung	9
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	15
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, A7 südwestlich	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, A7 westlich	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Verbindungsstraße östlich	20
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4	22
4.5	Flugplatz Rothenburg ob der Tauber	24
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	25
6	Schlussbemerkung	25
7	Anhang (Auszug)	26 - 41

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Neusitz

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „Neusitz“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A7, der St2250 sowie Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (seit 2014). Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Licht-Leitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Licht-Leitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage „Neusitz“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für die Autobahn A7 und für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort ist notwendig da die verfügbaren Datenquellen ausreichend sind, um einen Eindruck über die örtlichen Gegebenheiten zu vermitteln.

Da aktuell kein angemessenes Regelwerk verfügbar ist, sind die gutachterlichen Ausführungen zu den rechnerisch ermittelten Simulationsergebnissen zu beachten.

Einzelne Aspekte der Licht-Leitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

¹ Die Licht-Leitlinie ist u.a. hier abrufbar: http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des geplanten Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 1 km nordwestlich der Ortschaft Neusitz, ca. 2 km östlich von Rothenburg ob der Tauber in Mittelfranken (Bayern). Westlich der Fläche verläuft die Autobahn A7. Lt. Planungsunterlagen sind Abstände zur A7 berücksichtigt. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche ca. 1 km nordwestlich der Ortschaft Neusitz in Bayern. Die Fläche ist leicht abfallend nach Süden.
Koordinaten (Mitte)	49.378°N, 10.218°O 395 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang der A7	ca. 170 m
Abstand zum Fahrbahnrand A7	ca. 30 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 180 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

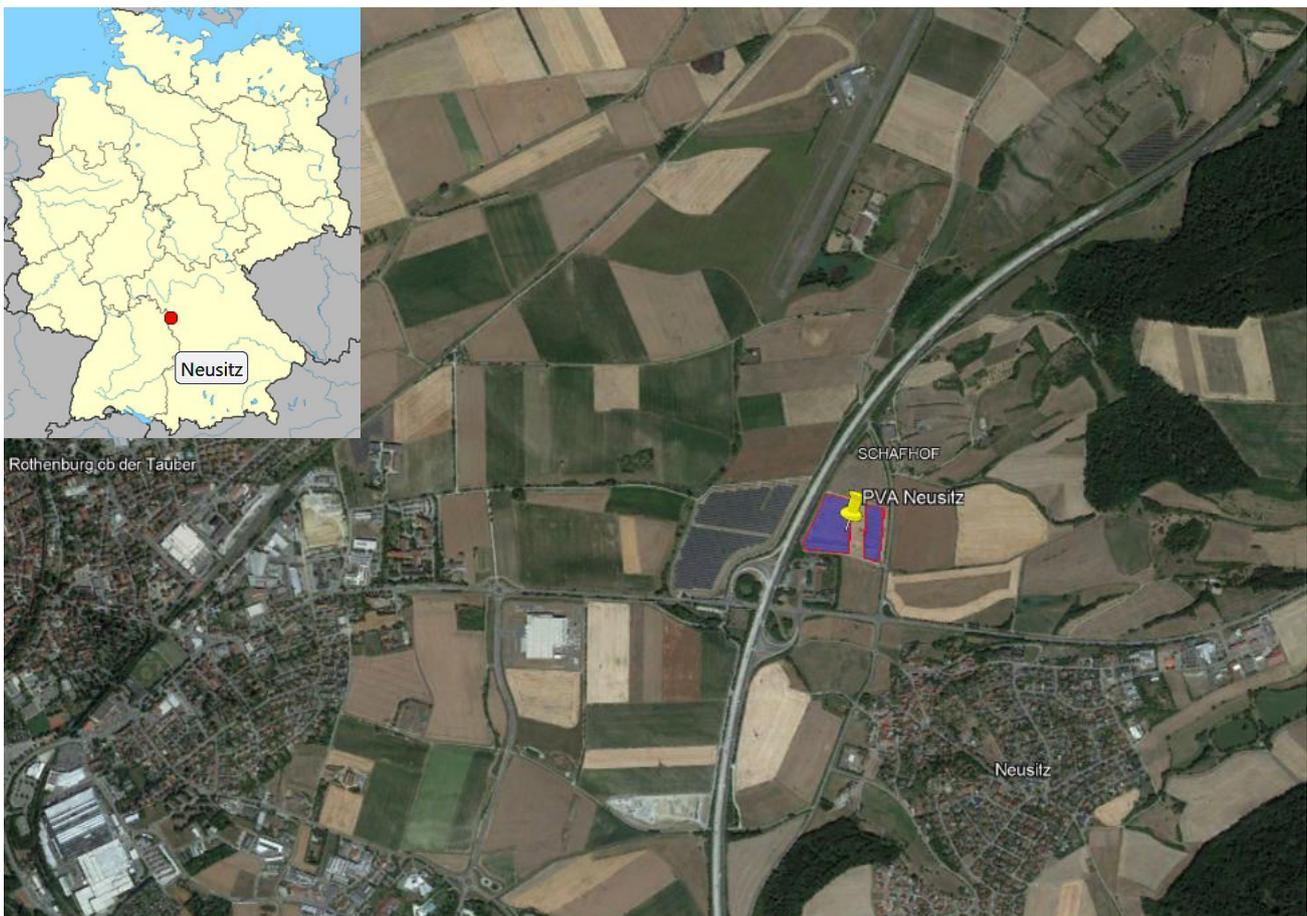


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage



Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

Detailansicht der PV Anlage



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG, Nordausrichtung)

2.2 Umliegende Gebäude

Nicht alle wahrnehmbaren Reflexionen haben eine Blendwirkung zur Folge. In der Licht-Leitlinie (Seite 23) wird zur Bestimmung einer Blendwirkung folgendes ausgeführt:

Ob es an einem Immissionsort im Jahresverlauf überhaupt zur Blendung kommt, hängt von der Lage des Immissionsorts relativ zur Photovoltaikanlage ab. Dadurch lassen sich viele Immissionsorte ohne genauere Prüfung schon im Vorfeld ausklammern: Immissionsorte

- die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen
- die vornehmlich nördlich von einer Photovoltaikanlage gelegen sind, sind meist ebenfalls unproblematisch.
- die vorwiegend südlich von einer Photovoltaikanlage gelegen sind, brauchen nur bei Photovoltaik-Fassaden (senkrecht angeordnete Photovoltaikmodule) berücksichtigt zu werden.

Hinsichtlich einer möglichen Blendung kritisch sind Immissionsorte, die vorwiegend westlich oder östlich einer Photovoltaikanlage liegen und nicht weiter als ca. 100 m von dieser entfernt.

Die folgende Skizze zeigt die PV Fläche sowie die Gebäude der Autobahndirektion Nordbayern südlich der A7. Gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude nicht von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden und es besteht überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Die Standorte werden dennoch analysiert.



Bild 2.2.1: Gebäude der Autobahndirektion südlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig² die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

Vereinfacht ausgedrückt nutzen PV Module das Sonnenlicht zur Erzeugung von Strom. Hersteller von
PV Modulen sind daher bestrebt, dass möglichst viel Licht vom PV Modul absorbiert wird, da möglichst
das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung hat
mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des re-
flektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

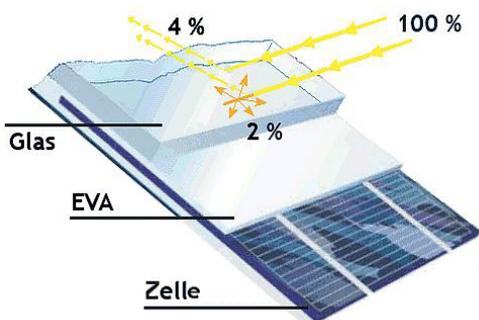


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

PV Module zeigen im Hinblick auf Reflexion andere Eigenschaften als normale Glasoberflächen (z.B. PKW-Scheiben, Glasfassaden, Fenster, Gewächshäuser) oder z.B. Oberflächen von Gewässern. Direkt einfallendes Sonnenlicht wird von der Moduloberfläche diffus reflektiert:



Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direktem Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

² <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Links ein einfaches Modul ohne spezielle Oberflächenbehandlung. Das rechte Bild entspricht aktuellen, hochwertigen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

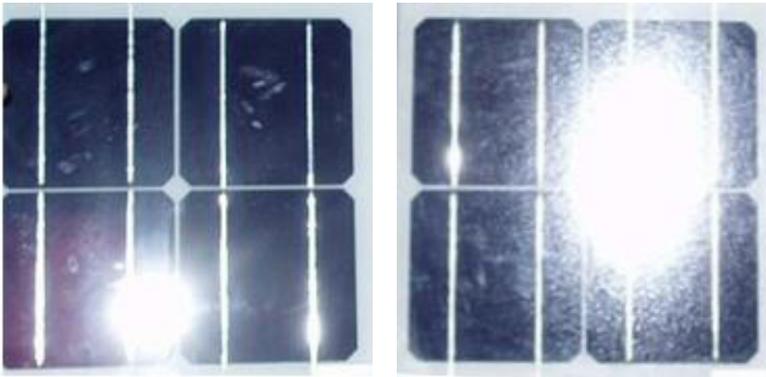


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

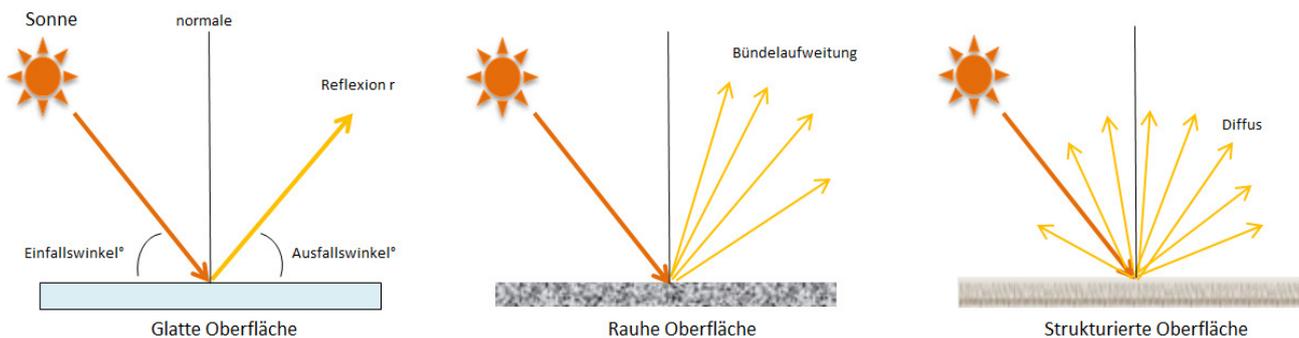


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Risen mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt. Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	120 cells (6×10+6×10)
Module dimensions	2172×1303×35mm
Weight	32kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

Die Berechnung der Reflexionen von elektromagnetischen Wellen (auch sichtbares Licht) erfolgt nach anerkannten physikalischen Erkenntnissen und den entsprechend abgeleiteten Gesetzen (u.a. Reflexionsgesetz, Lambert'sches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA³ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich.

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV Moduls (Neigung: γ_p , Azimut α_p) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

$$\cos(\theta_p) = -\cos(\gamma_s) \cdot \sin(\gamma_p) \cdot \cos(\alpha_s + 180^\circ - \alpha_p) + \sin(\gamma_s) \cdot \cos(\gamma_p)$$

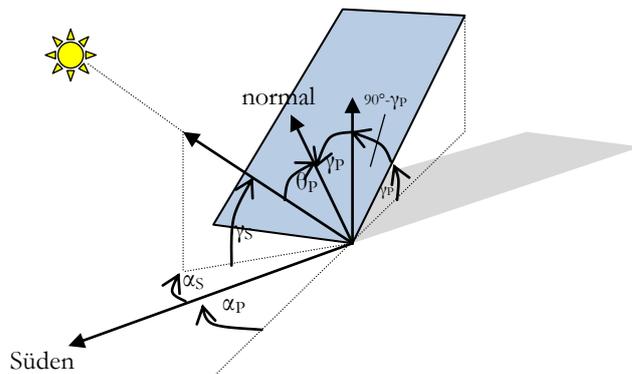


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexions-schicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. entsprechenden Berechnungsmodelle.

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁴ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁵, New Mexico überprüft.

³ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁴ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁵ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

Die optischen Eigenschaften und die Installation der Module, insbesondere die Ausrichtung und Neigung der Module sind wesentliche Faktoren für die Berechnung der Reflexionen. Lt. Planungsunterlagen werden PV Module mit Anti-Reflex Schicht verwendet, sodass deutlich weniger Sonnenlicht reflektiert wird als bei Standard Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht abends und morgens in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die folgende Skizze verdeutlicht die Modulinstallation.

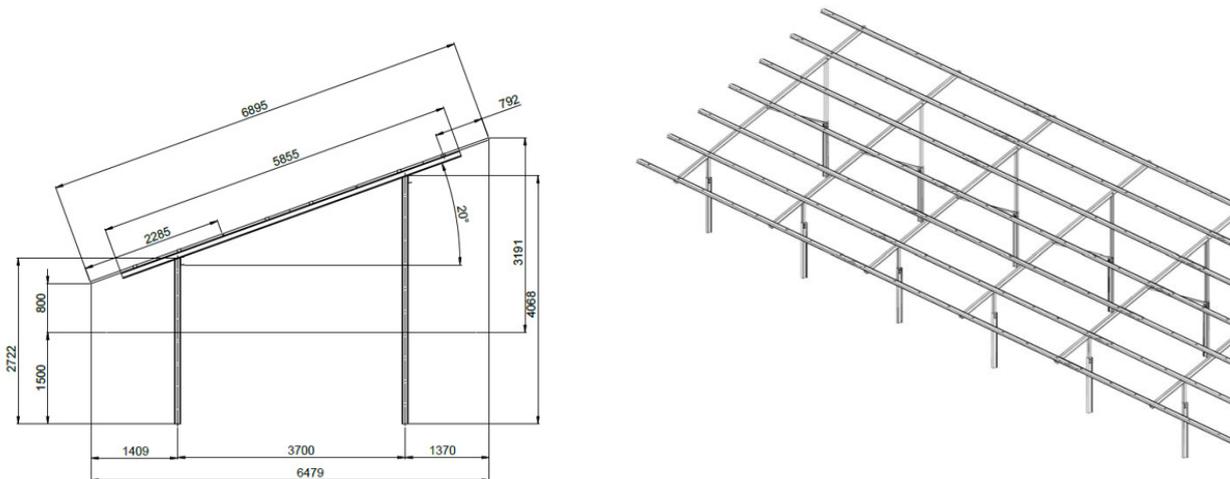


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

Die für die Untersuchung der Reflexion wesentlichen Parameter der PV Anlage sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Risen, Polykristallin
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	186° und 195° (180° = Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,75 m, max. 3,2 m (leichte Abweichungen möglich)
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Höhe Messpunkte über Boden	2 m
Anzahl der Messpunkte	4 Messpunkte sowie Landeanflüge (siehe Skizze 3.5.1)

Hinweis:

Die Simulation wurde auch mit anderen Modulneigungen durchgeführt (u.a. 15°) und es zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leicht abweichende Ergebnisse. Insgesamt sind die Abweichungen allerdings vernachlässigbar. Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf 20° Modulneigung.

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Position der Messpunkte wird anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt oder auch aufgrund von konkreten Anforderungen. Objekte im Süden von PV Anlagen können aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Aufgrund der unterschiedlichen Ausrichtung von einzelnen PV Flächen wurde die Anlage für die Simulation in 4 separate Flächen aufgeteilt. Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 2 Messpunkte im Verlauf der A7, 1 Messpunkt auf der östlich verlaufenden Verbindungsstraße nach Schweinsdorf sowie 1 Messpunkt im Bereich der Gebäude der Autobahndirektion.

Andere Gebäude wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die gewählten Messpunkte:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Licht-Leitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die Licht-Leitlinie ist weder eine Norm noch ein Gesetz sondern lt. LAI Vorbemerkung "**... ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen**" welches ursprünglich für die Bemessung von Lichtimmissionen durch Flutlicht- oder Beleuchtungsanlagen von Sportstätten konzipiert wurde. Anlagen zur Beleuchtung des öffentlichen Straßenraumes, Blendwirkung durch PKW Scheinwerfer usw. werden nicht behandelt.

Im Jahr 2000 wurden Hinweise zu schädlichen Einwirkungen von Beleuchtungsanlagen auf Tiere - insbesondere auf Vögel und Insekten - und Vorschläge zu deren Minderung ergänzt. Ende 2012 wurde ein 4-seitiger Anhang zum Thema Reflexionen durch Photovoltaik (PV) Anlagen hinzugefügt.

Lichtimmissionen gehören nach dem BImSchG zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, **erhebliche Nachteile** oder **erhebliche Belästigungen** für die Allgemeinheit oder für die Nachbarschaft **herbeizuführen**. Bedauerlicherweise hat der Gesetzgeber die immissionsschutzrechtliche **Erheblichkeit** für Lichtimmissionen bisher nicht definiert und eine Definition auch nicht in Aussicht gestellt.

Für Reflexionen durch PV Anlagen ist in der Licht-Leitlinie ein Immissionsrichtwert von maximal 30 Minuten pro Tag und maximal 30 Stunden pro Jahr angegeben. Diese Werte wurden nicht durch wissenschaftliche Untersuchungen mit entsprechenden Probanden in Bezug auf Reflexionen durch PV Anlagen ermittelt, sondern stammen aus einer Untersuchung zur Belästigung durch periodischen Schattenwurf und Lichtreflexe ("Disco-Effekt") von Windenergieanlagen (WEA).

Auch in diesem Bereich hat der Gesetzgeber bisher keine rechtsverbindlichen Richtwerte für die Belästigung durch Lichtblitze und bewegten, periodischen Schattenwurf durch Rotorblätter einer WEA erlassen oder in Aussicht gestellt. Die Übertragung der Ergebnisse aus Untersuchungen zum Schattenwurf von WEA Rotoren auf unbewegliche Installationen wie PV Anlagen ist unter Experten äußerst umstritten und vor diesem Hintergrund hat eine individuelle Bewertung von Reflexionen durch PV Anlagen Vorrang vor den rechnerisch ermittelten Werten.

Allgemeiner Konsens ist die Notwendigkeit von weiterführenden Forschung und Konkretisierung der vorhandenen Regelungen. U.a.

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

Welches die zulässige Dauer einer Blendwirkung sein soll, ist eigentlich keine wissenschaftliche Fragestellung, sondern eine der gesellschaftlichen Vereinbarung: Wie viele Prozent stark belastigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belastigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

Während die Berechnungen möglicher Reflexionsrichtungen klar aus geometrischen Verhältnissen folgen, besteht hinsichtlich der Risikobewertung reflektierten Sonnenlichts noch erheblicher Klärungsbedarf...

Im Zusammenhang mit der Übernahme zeitlicher Grenzwerte der Schattenwurfrichtlinie besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der belastigenden Wirkung statischer Sonnenlichtreflexionen. Da in der Licht-Richtlinie klar unterschieden wird zwischen konstantem und Wechsellicht und es sich beim periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen um das generell stärker belastigende Wechsellicht handelt, liegt die Vermutung nahe, dass zeitliche Grenzwerte für konstante Sonnenlichtreflexionen deutlich über denen der Schattenwurfrichtlinie anzusetzen wären.

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁶ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält ebenfalls keine einheitlichen Aussagen zur Berechnung und Beurteilung der Blendwirkung von Fahrzeugführern durch reflektiertes Sonnenlicht und auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Winkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dies hängt u.a. mit den Abbildungseigenschaften des Auges zusammen wonach die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel ab 20° zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Vor diesem Hintergrund ist in dieser Untersuchung der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie "erfahren Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen. Lediglich bei ausgedehnten Photovoltaikparks **könnten** auch weiter entfernte Immissionsorte noch relevant sein."

In der hier zur Anwendung kommenden Simulationssoftware werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

⁶ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonstige Einflüsse

Aufgrund von technischen Limitierungen geht die Simulationssoftware zu jedem Zeitpunkt von sog. clear-sky Bedingungen aus, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar.

Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Einflüsse wie z.B. Frühnebel, Dunst oder besondere, lokale Wetterbedingungen können nicht berechnet werden.

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁷) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ von ca. 68 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.

Es handelt sich dabei allerdings um Limitierungen der Software und nicht um Vorgaben für die Berechnung von Reflexionen. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

Kategorien von Reflexionen

Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

Aber nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die folgende Skizze zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

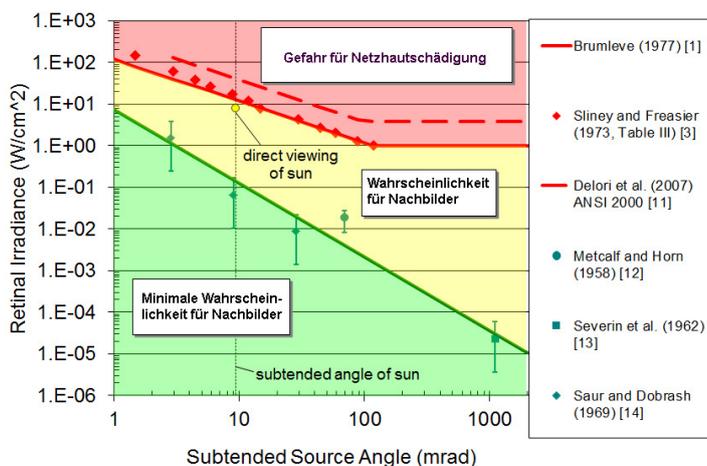


Bild 3.6.1 Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁷ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

⁸ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2021_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Neusitz wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

- Minimale Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder
- Geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der Richtlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen, die zwischen 22 Uhr abends und 06 Uhr morgens auftreten (sofern möglich), sind relativiert zu bewerten bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

Teilweise sind nach der Bereinigung an einzelnen Immissionsorten keine Reflexionen mehr nachweisbar.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Erläuterungen zu verwenden.

Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

Tabelle 3: Reflexionen für die jeweilige Ausrichtung / Neigung [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	PV Feld 1	PV Feld 2	PV Feld 3	PV Feld 4
P1 A7 südwestlich	2580 ^W	979 ^{WE}	-	-
P2 A7 westlich	-	4193 ^W	273 ^W	-
P3 Verbindungsstraße östlich	-	494 ^{WE}	1413 ^W	-
P4 Gebäude Autobahndirektion	-	-	-	494 ^G

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

^D Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

Darüber hinaus wurde die PV Anlage auch mit unterschiedlichen Neigungen simuliert. Hier zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leichte Abweichungen die aber überwiegend nicht relevant sind. Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf eine Modulneigung von 20°.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, A7 südwestlich

Am Messpunkt P1 auf der A7 können rein rechnerisch bei der Fahrt Richtung Nordosten Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 27. März und dem 12. Juni zwischen 06:33 - 07:10 Uhr und zwischen dem 01. Juli und dem 15. September zwischen 06:56 - 07:00 Uhr für 5 bis max. 20 Minuten pro Tag aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings mit $+48^\circ$ bis $+68^\circ$ rechts (östlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P1 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

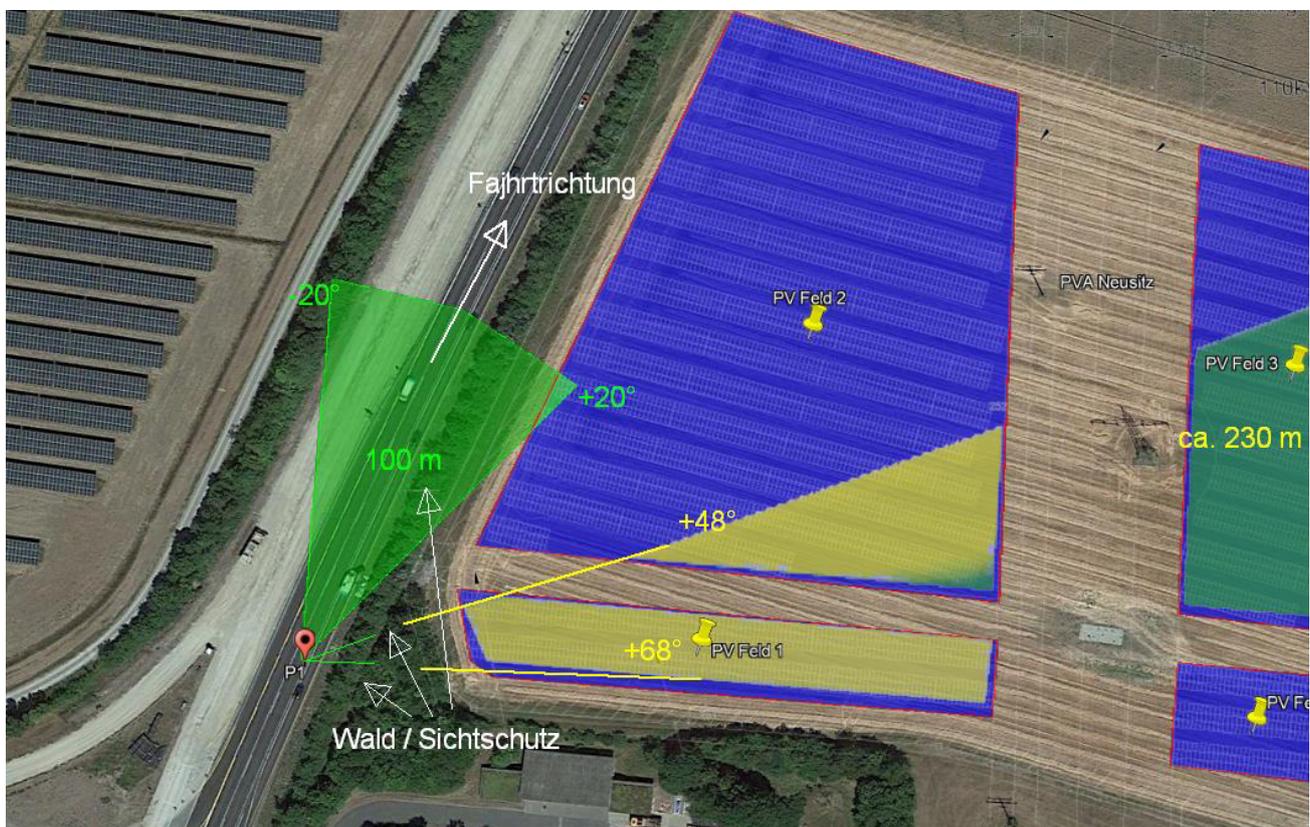


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/grün markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten, außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels.

Darüber hinaus ist in diesem Bereich entlang der Fahrbahn ein ausgeprägter Bewuchs u. a. aus Büschen vorhanden, der als Sichtschutz gewertet werden kann, da ein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle überwiegend verhindert wird. Aber selbst wenn der Bewuchs komplett gerodet werden sollte, wäre eine Beeinträchtigung durch Reflexionen durch die PV Anlage aufgrund der Einfallswinkel wenig wahrscheinlich.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P1 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Nordosten. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV Anlage nicht einsehbar außerhalb des relevanten Sichtwinkels und überwiegend außerhalb des Bildes liegt.

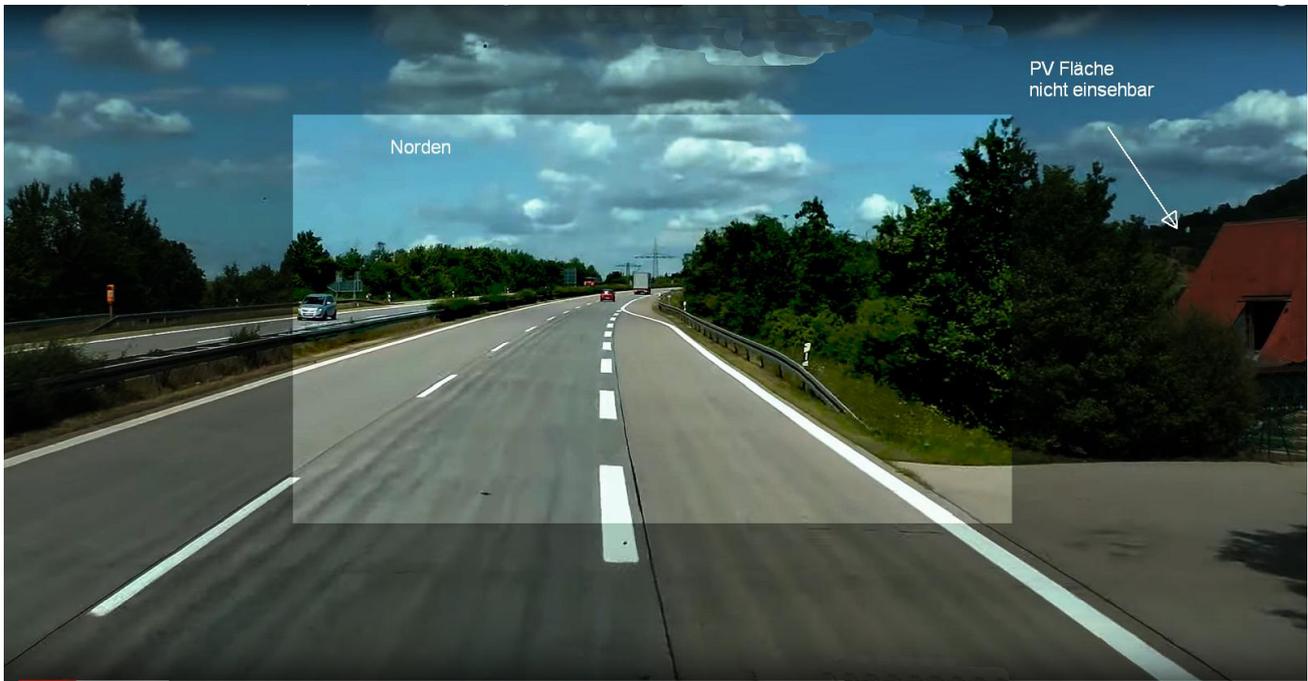


Bild 4.1.2: Situation am Messpunkt P1, Richtung Nordosten (Quelle: [Youtube Video](#), aTCv6i52E90, J Edwards, Minute 0:40)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, A7 westlich

Auch am Messpunkt P2 auf der A7 können rein rechnerisch bei der Fahrt Richtung Nordosten Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 10. März und dem 02. Oktober zwischen 06:45 - 07:48 Uhr an 5 bis max. 24 Minuten pro Tag⁹ aus östlicher Richtung auftreten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

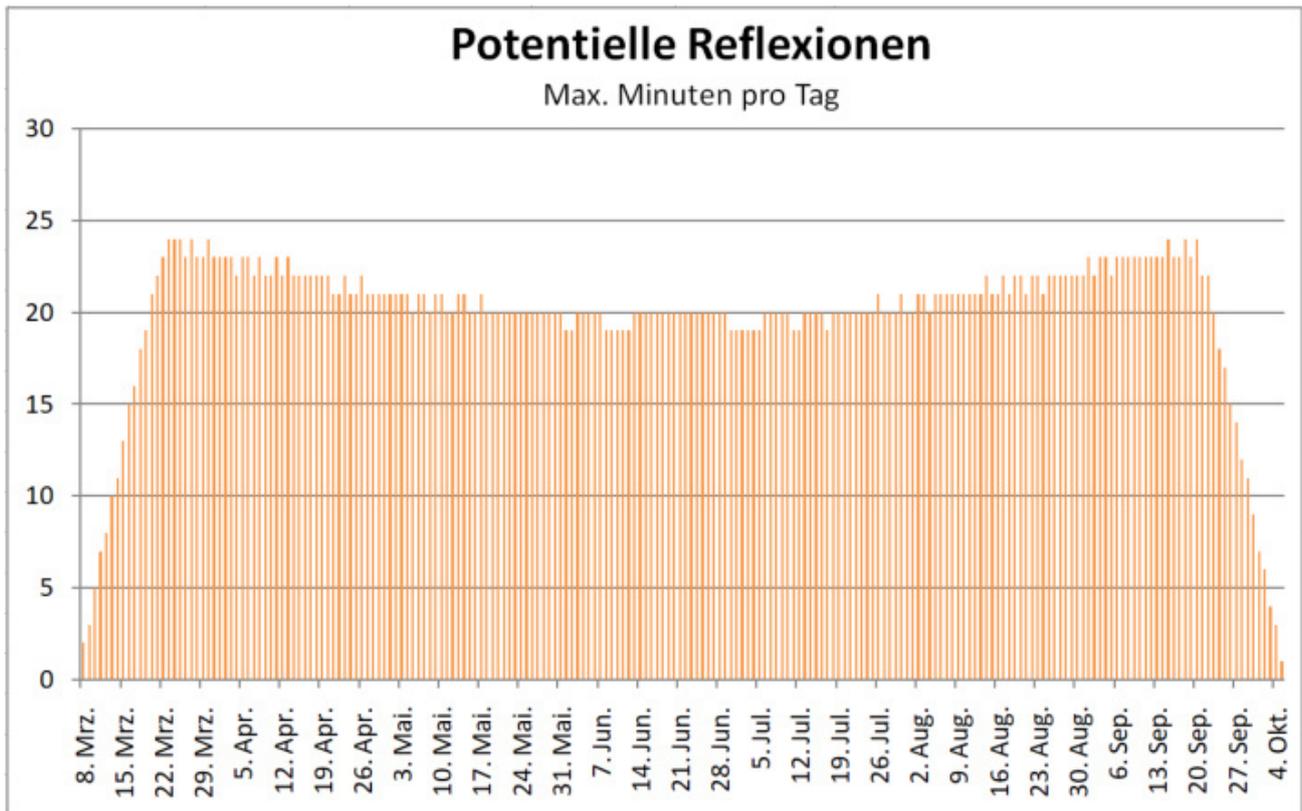


Bild 4.2.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Auch hier liegen die Einfallswinkel deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

⁹ Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

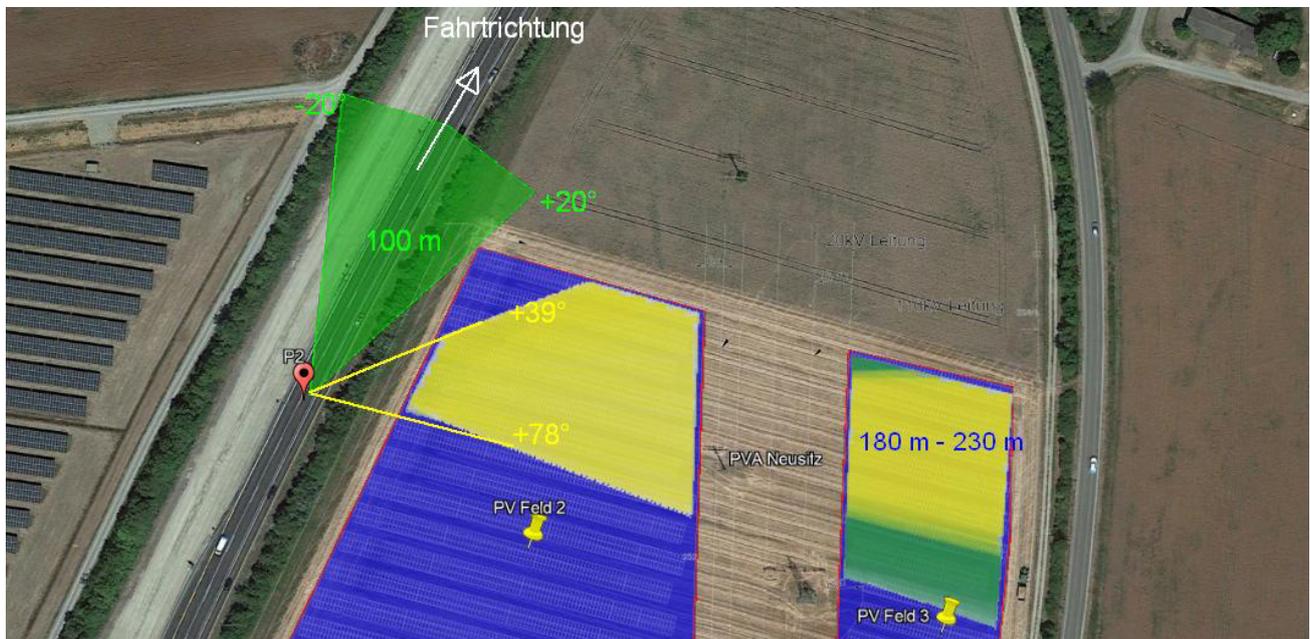


Bild 4.2.2: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/grün markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten, außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Potentielle Reflexionen durch das weiter östlich gelegene PV Feld 3 sind aufgrund der großen Entfernung zu vernachlässigen.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Nordosten. Der relevante Sichtbereich ist leicht heller dargestellt. Die Fläche der PV Anlage liegt nicht einsehbar außerhalb des relevanten Sichtwinkels, ca. 5 m tiefer als die Fahrbahn der A7.

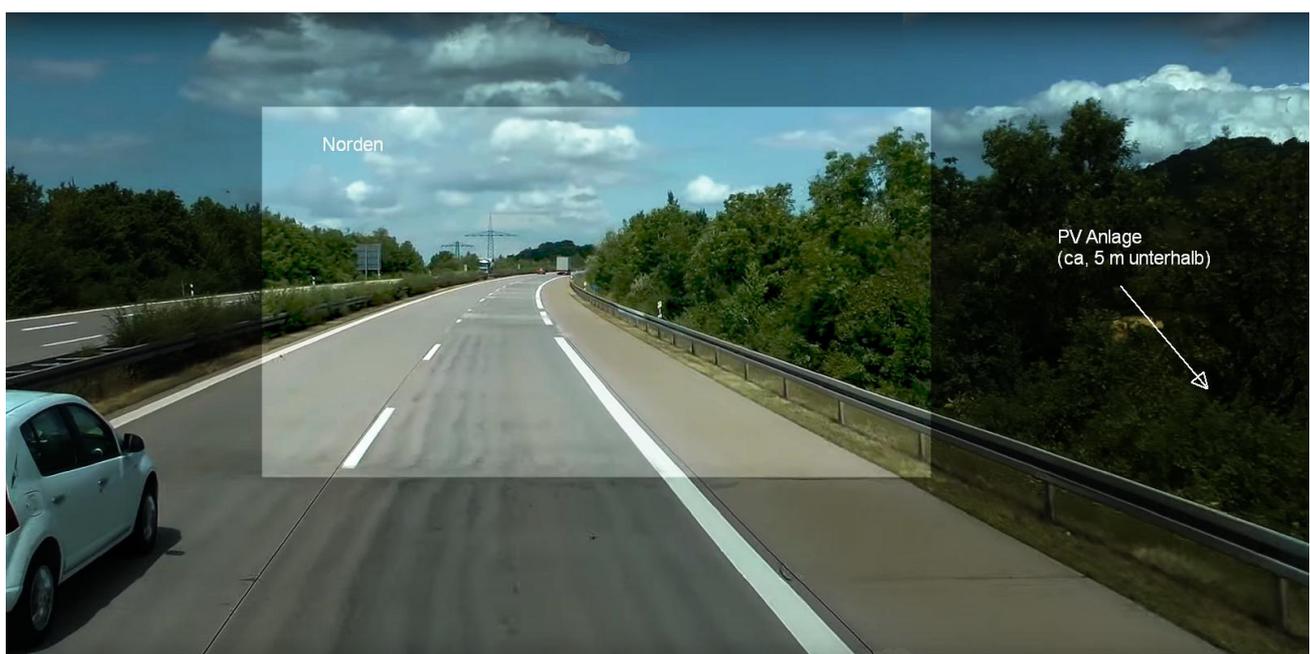


Bild 4.2.3: Situation am Messpunkt P2, Richtung Nordosten (Quelle: [Youtube Video](#), aTCv6i52E90, J Edwards, Minute 0:49)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Verbindungsstraße östlich

Am Messpunkt P3 auf der östlich verlaufenden Verbindungsstraße zwischen der Neusitz und Schweinsdorf können rein rechnerisch bei der Fahrt Richtung Norden Reflexionen durch das PV Feld 3 auftreten. Diese können zwischen dem 13. Mai und dem 31. Juli zwischen 18:48 - 19:21 Uhr für 5 bis max. 22 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings mit -63° bis -84° links (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

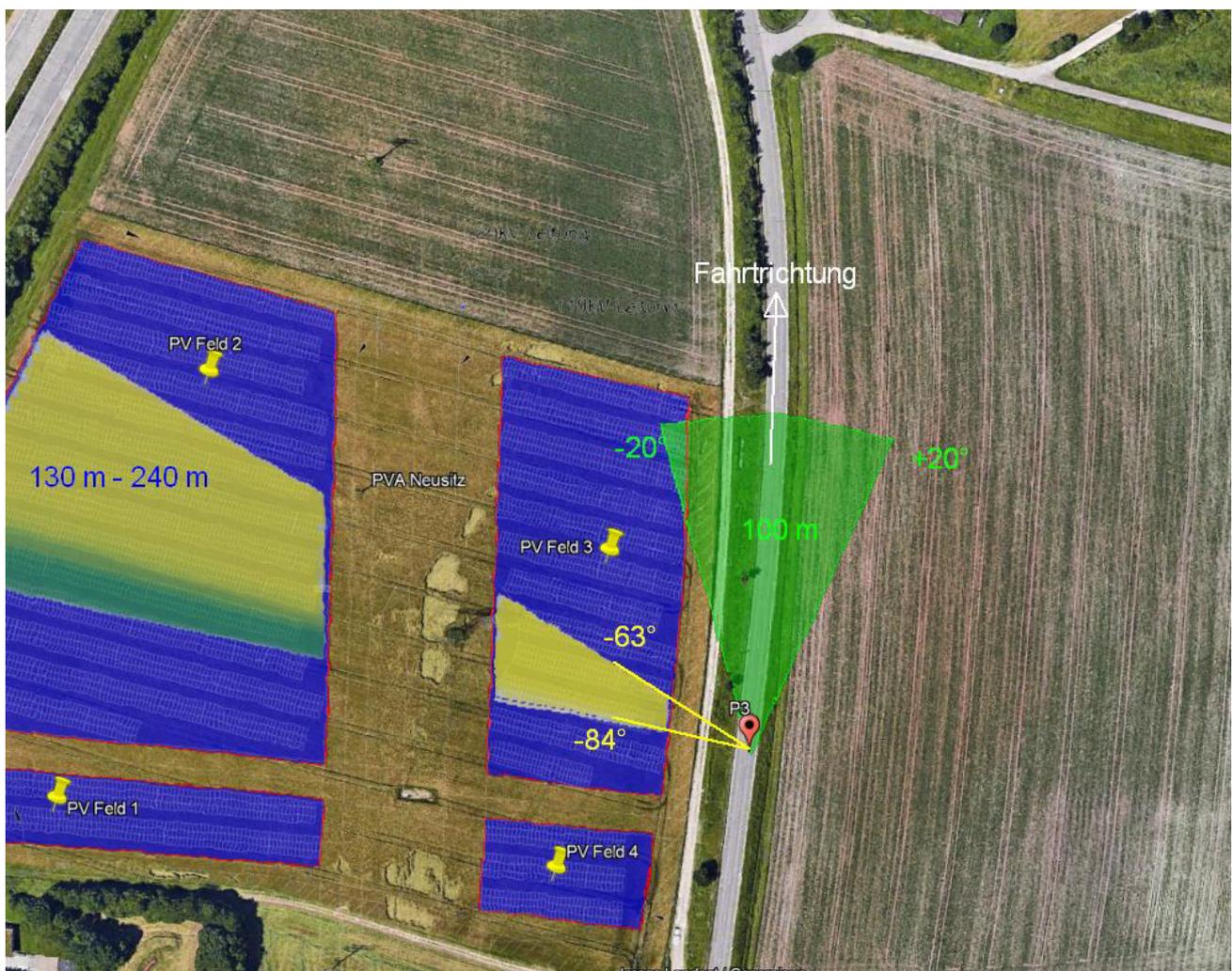


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/grün markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten, außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Potentielle Reflexionen durch das weiter westlich gelegene PV Feld 2 sind auch aufgrund der großen Entfernung zu vernachlässigen.

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P1. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 und 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 3011 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten.

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 3)

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

- 870 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,011 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

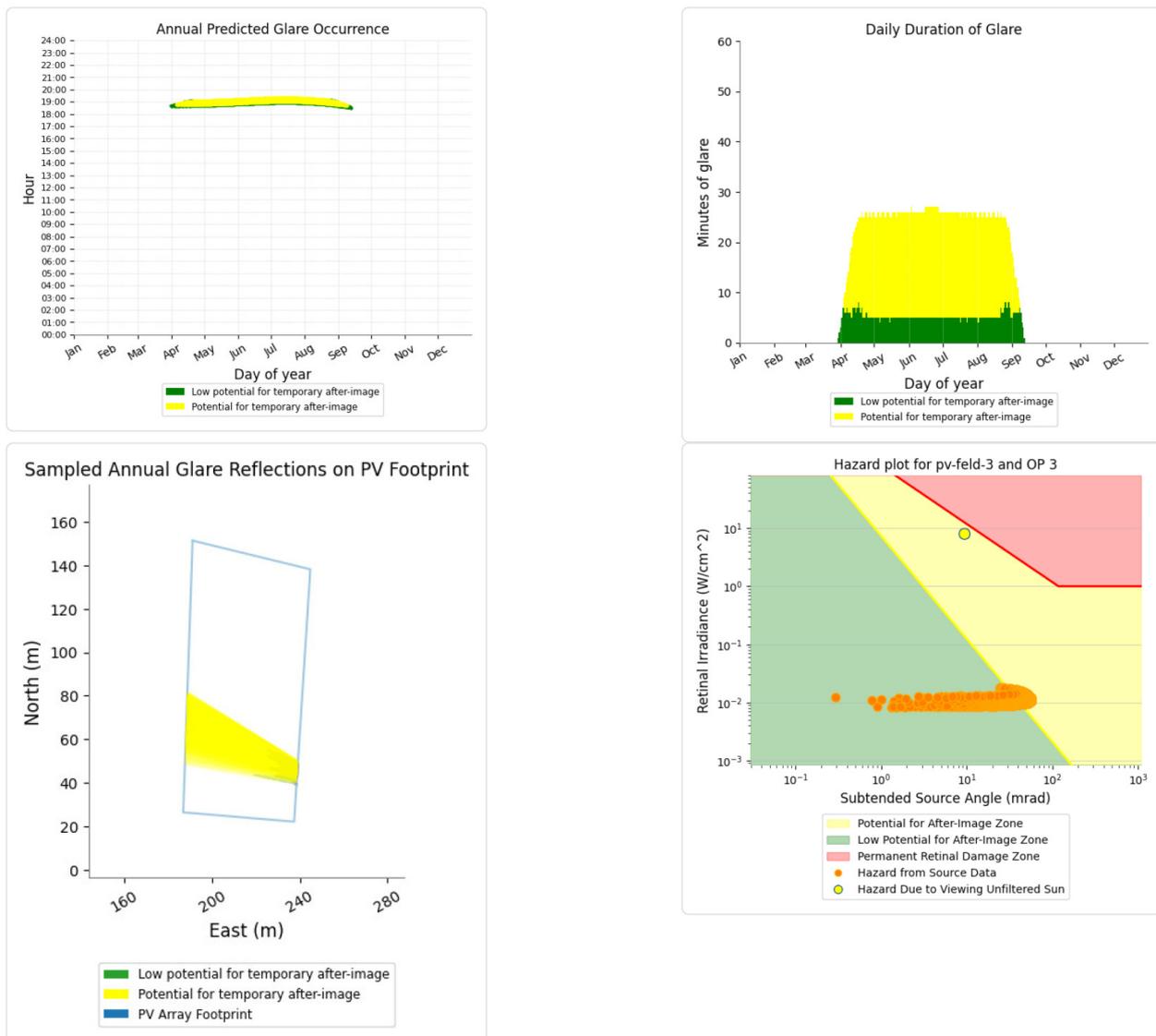


Bild 4.3.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P3 (Quelle: Simulationsergebnisse)

Weitere Details auch zu den anderen Messpunkten finden sich im Anhang.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4

Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude der Autobahndirektion Nordbayern wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz kaum mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Darüber hinaus besteht kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Das folgende Foto auf dem Gelände der Autobahndirektion zeigt den Blick Richtung Nordosten. Die Fläche der PV Anlage liegt - nicht einsehbar - hinter den Gebäuden.



Bild 4.4.1: Blick vom Gelände der Autobahndirektion Nordbayern Richtung Nordosten (Quelle: Belectric, bearbeitet)

Zum Vergleich zeigt die folgende Skizze (Pseudo 3D) die Situation aus etwas erhöhter Perspektive.



Bild 4.4.2: Blick Richtung Nordosten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Rein rechnerisch können am Messpunkt P4 an insgesamt nur 494 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV Anlage (PV Feld 4) auftreten. Diese können im April/Mai und Juli/August in den frühen Morgenstunden für max. 14 Minuten pro Tag aus östlicher Richtung auftreten. Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

Tabelle 4: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P4

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
28. April	18. Mai	14	246	06:17	06:32
26. Juli	15. August	14	248	06:27	06:41

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

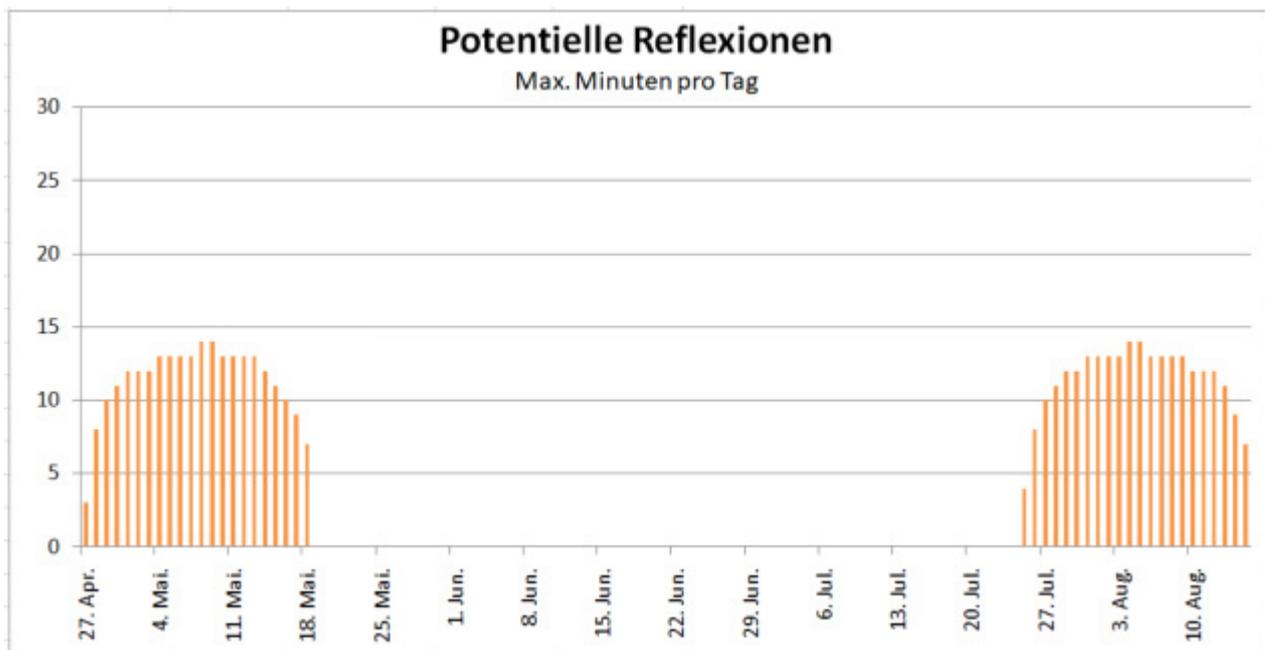


Bild 4.4.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Es handelt sich hier um theoretische Zahlen denn in der Realität ist – wie bereits erwähnt - kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden.

Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen ohnehin zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.5 Flugplatz Rothenburg ob der Tauber

Die Flugplatz Rothenburg o.d.T¹⁰ (ICAO-Code EDRF) für Leichtflugzeuge bis max. 5,7 t Abfluggewicht (MTOW) zugelassen. Potentielle Reflexionen im Bereich der Landeanflüge können nicht nach FAA Standard analysiert werden, es folgt daher nur eine allgemeine Analyse der Simulationsergebnisse. Bei einem Landeanflug aus Norden auf die Landebahn 21 können aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz keine Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Eine Beeinträchtigung des Flugverkehrs durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden. Bei einem Landeanflug aus Süden auf die Landebahn 03 können zwischen Mitte Mai bis Ende Juli in den frühen Morgenstunden zwischen 06:50 – 07:20 an insgesamt 1206 Minuten pro Jahr Reflexionen aus östlicher Richtung auftreten. Die offiziellen Öffnungszeiten des Flugplatzes liegen zwischen 10:00 Uhr bis Sonnenuntergang bzw. im Sommer zwischen 09 Uhr bis Sonnenuntergang und demnach können potentielle Reflexionen nicht während der offiziellen Öffnungszeiten auftreten. Eine Beeinträchtigung des Flugverkehrs durch Reflexionen durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgenden Fotos zeigen beispielhaft den Landeanflug aus südlicher Richtung auf die Landebahn 03 aus Sicht des Piloten.

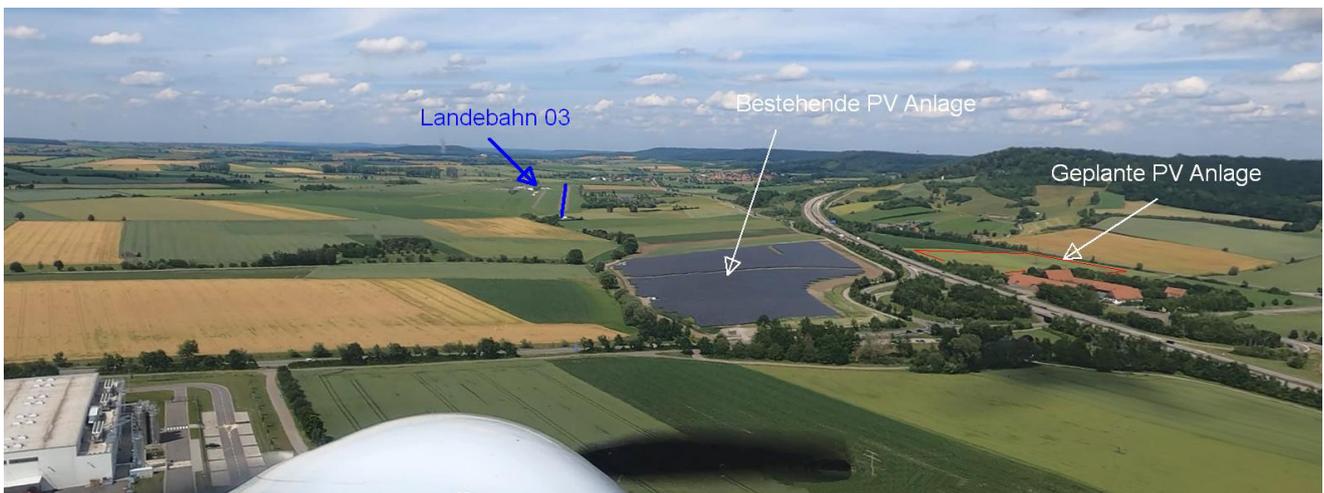


Bild 4.5.1: Landeanflug von Süden auf Flugplatz Rothenburg o.d.T (Quelle: Youtube Video, Ausschnitt)



Bild 4.5.2: Landeanflug von Süden auf Flugplatz Rothenburg o.d.T (Quelle: Youtube Video, Ausschnitt)

¹⁰ <https://www.edfr.de/piloten-besucher>

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Neusitz kann als „geringfügig“ klassifiziert¹¹ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Durch den Einsatz von hochwertigen PV Modulen hat der Auftraggeber die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von potentiellen Reflexionen vorgesehen. Für die hier betrachtete PV Anlage wurden verschiedene Simulationen durchgeführt, u.a. mit unterschiedlichen Modulneigungen. Erwartungsgemäß zeigen sich an einzelnen Immissionsorten leicht abweichende Ergebnisse, die Ausführungen zu den jeweiligen Messpunkten sind dennoch gültig. Die PV Anlage kann demnach mit einer Modulneigung zwischen 15° - 20° errichtet werden.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Im Verlauf der A7 westlich der PV Anlage sind theoretisch in geringem Umfang Reflexionen möglich. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus ist im Randbereich der Fahrbahn aktuell ein ausgeprägter Bewuchs durch Büsche und Bäume vorhanden, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Auch auf der östlich der PV Anlage verlaufenden Verbindungsstraße zwischen Neusitz und Schweinsdorf Gebäude können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Aber auch hier liegen die Einfallswinkel deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Verkehrsteilnehmern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

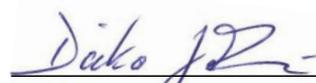
Das Gelände der Autobahndirektion Nordbayern südlich der PV Anlage kann nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung der Mitarbeiter durch Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist nicht gegeben. Andere Gebäude wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind. Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten und es bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

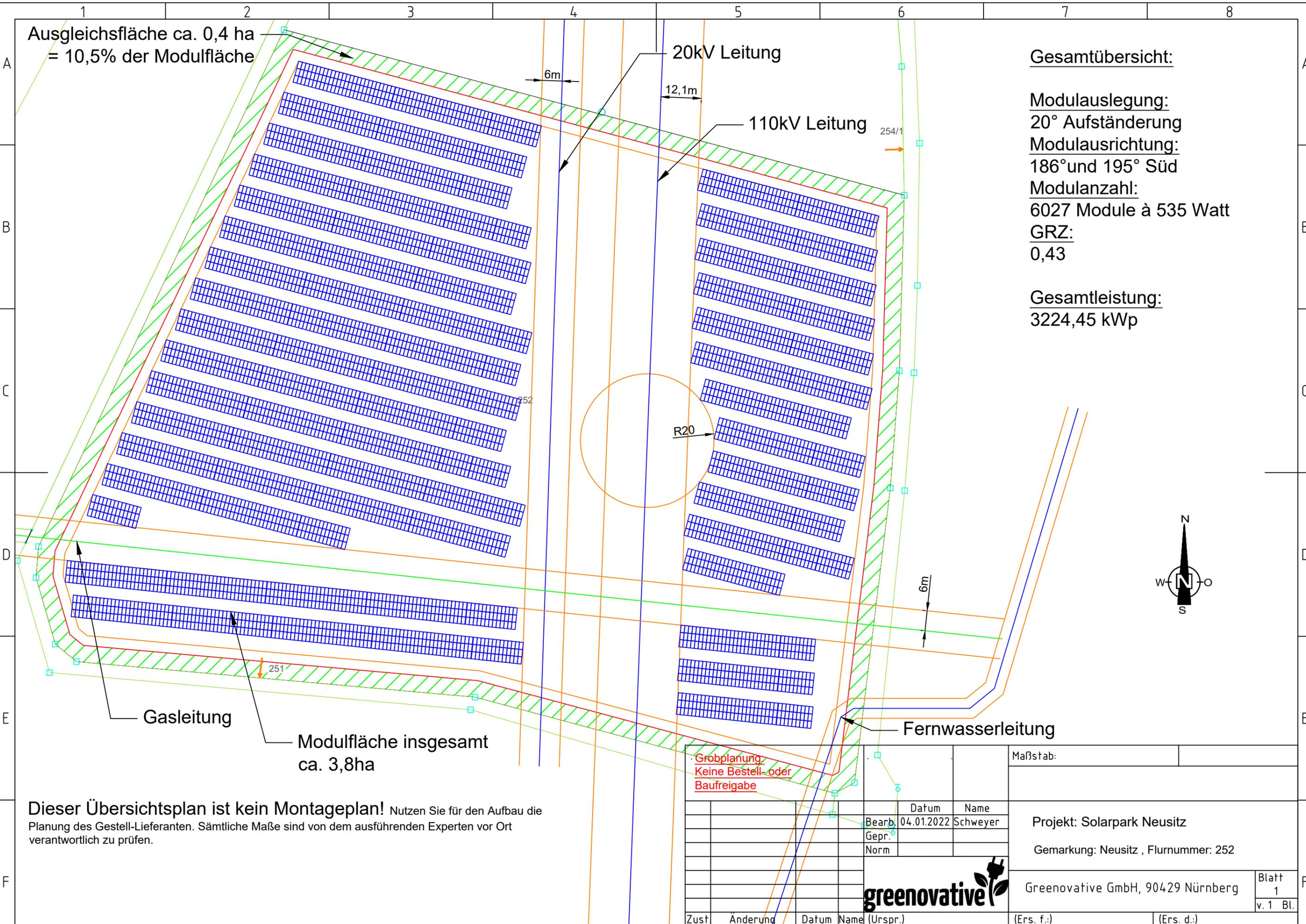
6 Schlussbemerkung

Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 04.11.2022


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹¹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



Ausgleichsfläche ca. 0,4 ha
= 10,5% der Modulfläche

Gesamtübersicht:

Modulauslegung:
20° Aufständigung
Modulausrichtung:
186° und 195° Süd
Modulanzahl:
6027 Module à 535 Watt
GRZ:
0,43

Gesamtleistung:
3224,45 kWp



Gasleitung

Modulfläche insgesamt
ca. 3,8ha

Fernwasserleitung

Dieser Übersichtsplan ist kein Montageplan! Nutzen Sie für den Aufbau die Planung des Gestell-Lieferanten. Sämtliche Maße sind von dem ausführenden Experten vor Ort verantwortlich zu prüfen.

Grobplanung
Keine Bestell- oder
Baufreigabe

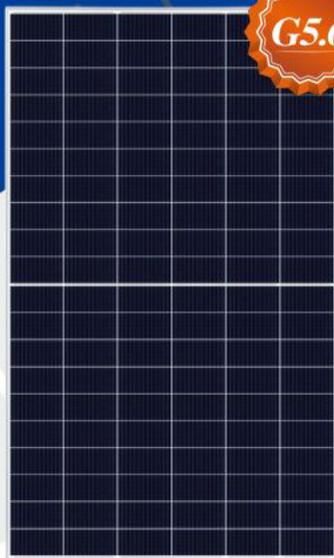
Maßstab:			
Projekt: Solarpark Neusitz		Gemarkung: Neusitz , Flurnummer: 252	
Greenovative GmbH, 90429 Nürnberg		Blatt 1	
(Ers. f.):		(Ers. d.):	
Zust.	Änderung	Datum	Name (Urspr.)



Bearb. 04.01.2022
Gepr. Schweyer
Norm



HIGH PERFORMANCE MONOCRYSTALLINE PERC MODULE



RSM120-8-580M-605M

120 CELL Mono PERC Module	580-605Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	21.4% Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES

-  Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
-  Industry leading lowest thermal co-efficient of power
-  Industry leading 12 years product warranty
-  Excellent low irradiance performance
-  Excellent PID resistance
-  Positive power tolerance of 0~+3%
-  Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
-  Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
-  Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
-  Comprehensive product and system certification
 - IEC61215:2016; IEC61730-1/-2:2016;
 - ISO 9001:2015 Quality Management System
 - ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Risen Energy sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

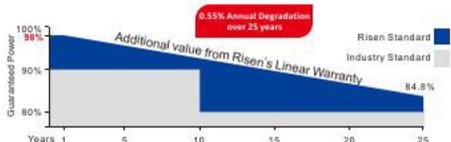
RISEN ENERGY CO., LTD.

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Teshan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC
Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599
E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty

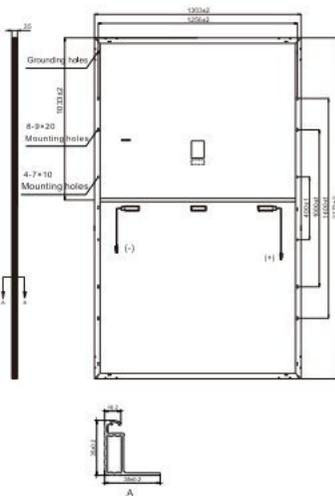


* Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd.



THE POWER OF RISING VALUE

Dimensions of PV Module Unit: mm



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM120-8-580M	RSM120-8-585M	RSM120-8-590M	RSM120-8-595M	RSM120-8-600M	RSM120-8-605M
Rated Power in Watts-Pmax (Wp)	580	585	590	595	600	605
Open Circuit Voltage-Voc(V)	40.80	41.00	41.20	41.40	41.60	41.80
Short Circuit Current-Isc(A)	18.11	18.16	18.21	18.26	18.32	18.37
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	33.94	34.12	34.32	34.50	34.70	34.88
Maximum Power Current-Imp(A)	17.10	17.15	17.20	17.25	17.30	17.35
Module Efficiency (%) *	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

* Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM120-8-580M	RSM120-8-585M	RSM120-8-590M	RSM120-8-595M	RSM120-8-600M	RSM120-8-605M
Maximum Power-Pmax (Wp)	439.5	443.1	447.0	450.7	454.6	458.3
Open Circuit Voltage-Voc (V)	37.94	38.13	38.32	38.50	38.69	38.87
Short Circuit Current-Isc (A)	14.85	14.89	14.93	14.97	15.02	15.06
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	31.50	31.66	31.85	32.02	32.20	32.37
Maximum Power Current-Imp (A)	13.95	13.99	14.04	14.08	14.12	14.16

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline
Cell configuration	120 cells (6×10+6×10)
Module dimensions	2172×1303×35mm
Weight	32kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)350mm, Negative(-)230mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.34%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A

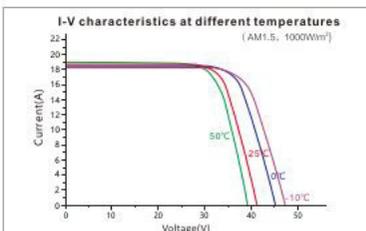
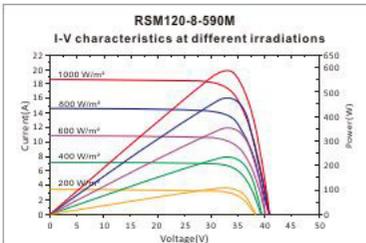
PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	558
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	18
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1320×1120×2310
Box gross weight[kg]	1017

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

©2022 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice. No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.

THE POWER OF RISING VALUE



Our Partners:

Neusitz

Neusitz

Created Nov. 6, 2022
Updated Nov. 6, 2022
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 78823.13965

Project type Basic
Project status: active
Category 500 kW to 1 MW
(1,000 kW / 32,400 m² limit)



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)
 Ocular transmission coefficient: **0.5**
 Pupil diameter: **0.002 m**
 Eye focal length: **0.017 m**
 Sun subtended angle: **9.3 mrad**

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	20.0	186.0	2,285	3,157	-
PV Feld 2	20.0	195.0	4,602	8,735	-
PV Feld 3	20.0	195.0	7,953	3,579	-
PV Feld 4	20.0	186.0	3,811	501	-

PV Array(s)

Total PV footprint area: 27,257 m²

Name: PV Feld 1

Footprint area: 3,844 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 20.0 deg

Orientation: 186.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.377768	10.216559	396.55	2.00	398.55
2	49.378020	10.216441	398.06	2.00	400.06
3	49.377913	10.218466	391.37	2.00	393.37
4	49.377674	10.218450	390.82	2.00	392.82



Name: PV Feld 2

Footprint area: 15,458 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 20.0 deg

Orientation: 195.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.378156	10.216527	397.90	2.00	399.90
2	49.379452	10.217519	400.92	2.00	402.92
3	49.379256	10.218530	397.87	2.00	399.87
4	49.378069	10.218474	391.75	2.00	393.75



Name: PV Feld 3

Footprint area: 6,349 m²

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 20.0 deg

Orientation: 195.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.379129	10.219191	393.98	2.00	395.98
2	49.379010	10.219931	393.57	2.00	395.57
3	49.377966	10.219829	391.45	2.00	393.45
4	49.378005	10.219132	390.67	2.00	392.67



Name: PV Feld 4**Footprint area:** 1,606 m²**Axis tracking:** Fixed (no rotation)**Tilt:** 20.0 deg**Orientation:** 186.0 deg**Rated power:** -**Panel material:** Smooth glass with AR coating**Vary reflectivity with sun position?** Yes**Correlate slope error with surface type?** Yes**Slope error:** 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	49.377865	10.219126	390.75	2.00	392.75
2	49.377833	10.219813	391.37	2.00	393.37
3	49.377540	10.219765	390.48	2.00	392.48
4	49.377582	10.219083	390.49	2.00	392.49



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.377806	10.215878	401.27	2.00	403.27
OP 2	49.379056	10.216801	403.80	2.00	405.80
OP 3	49.378095	10.220165	393.28	2.00	395.28
OP 4	49.377281	10.216984	393.43	2.00	395.43

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld 1	20.0	186.0	2,285	3,157	-	
PV Feld 2	20.0	195.0	4,602	8,735	-	
PV Feld 3	20.0	195.0	7,953	3,579	-	
PV Feld 4	20.0	186.0	3,811	501	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	199	165	263	784	438	184	216	36	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	302	593	569	125	451	611	506	0	0	0
pv-feld-2 (green)	57	209	217	428	459	392	420	538	222	222	123	0
pv-feld-2 (yellow)	4	522	749	700	1101	1154	1163	838	702	733	78	0
pv-feld-3 (green)	0	354	569	962	937	919	942	959	645	617	9	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	281	423	645	643	650	600	295	42	0	0
pv-feld-4 (green)	0	0	551	510	415	626	567	401	654	87	0	0
pv-feld-4 (yellow)	0	0	0	32	217	0	70	182	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

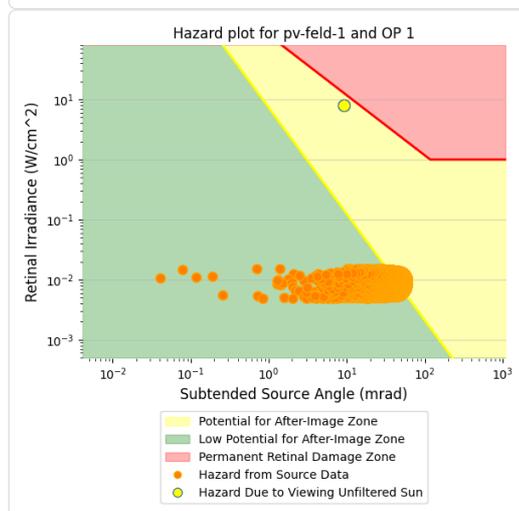
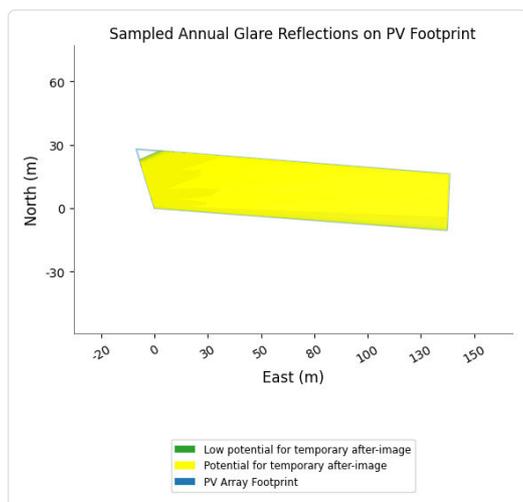
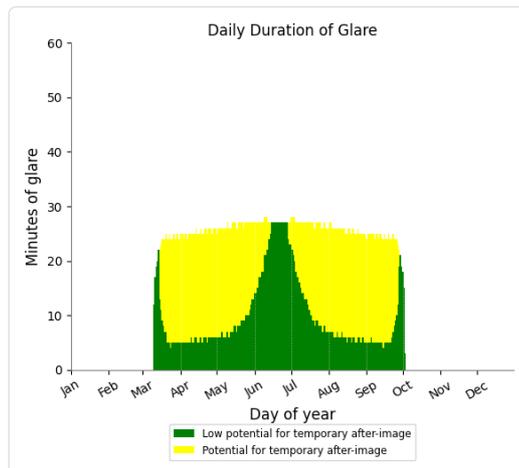
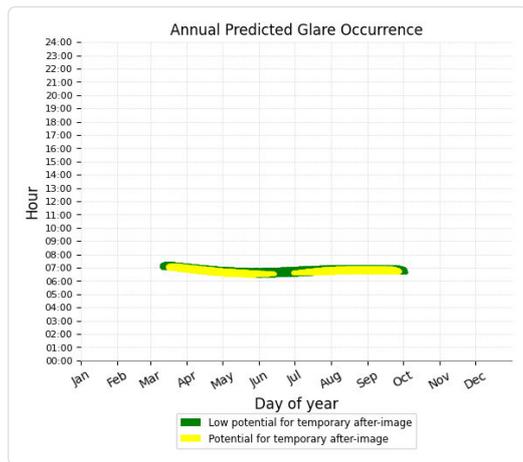
PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	2124	3157
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	161	0

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 1)

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

- 2,124 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,157 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

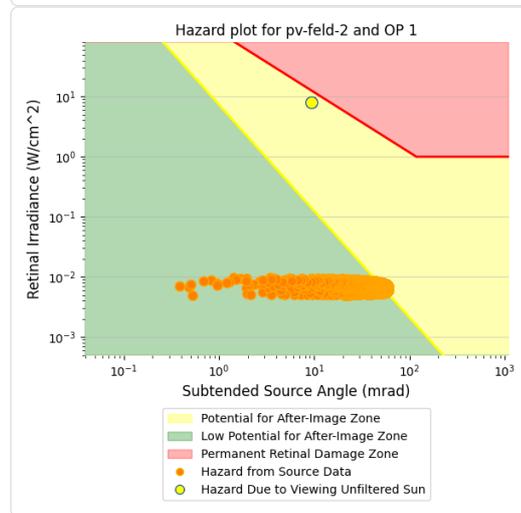
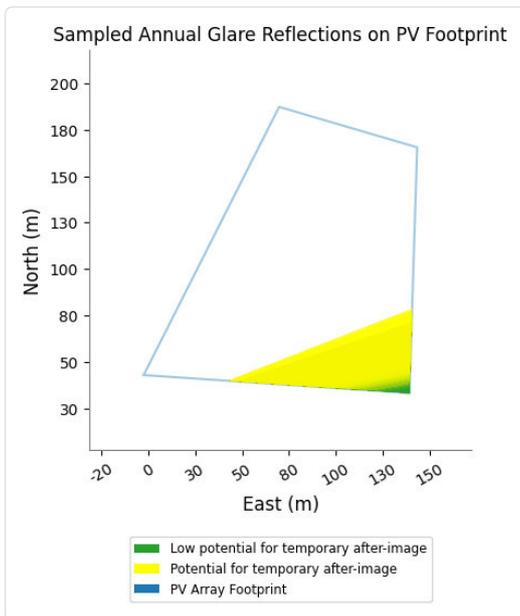
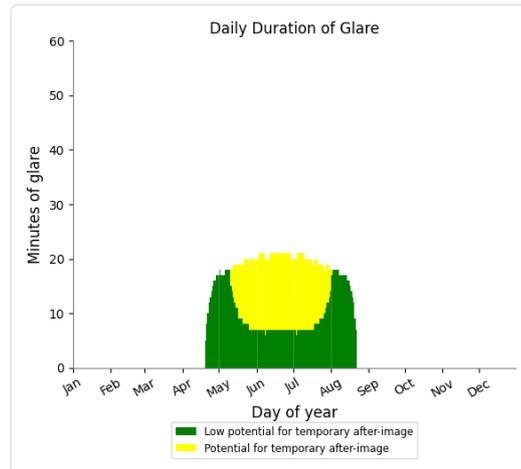
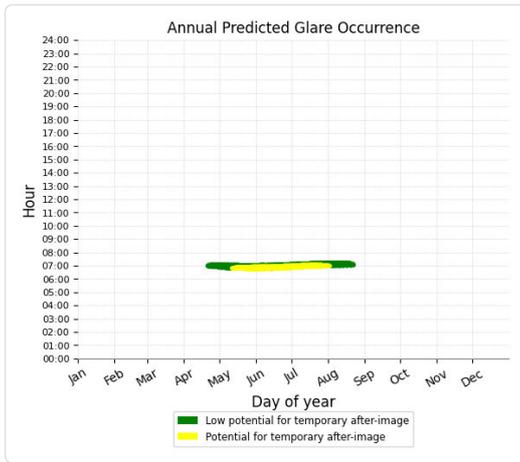
PV Feld 1 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 1)

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

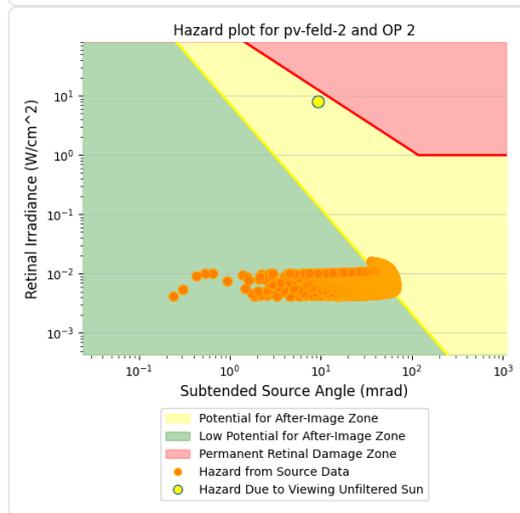
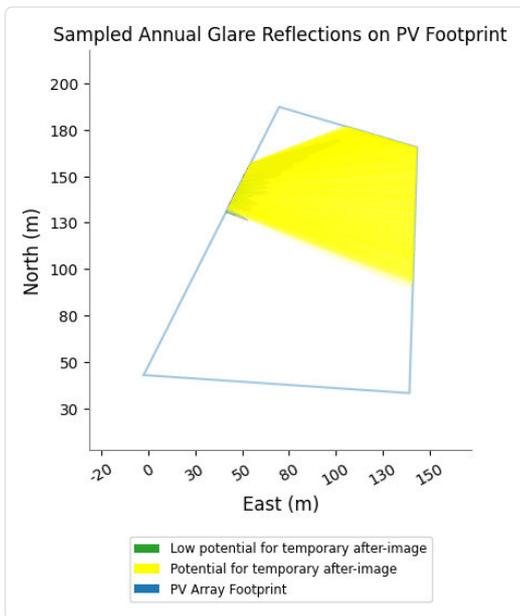
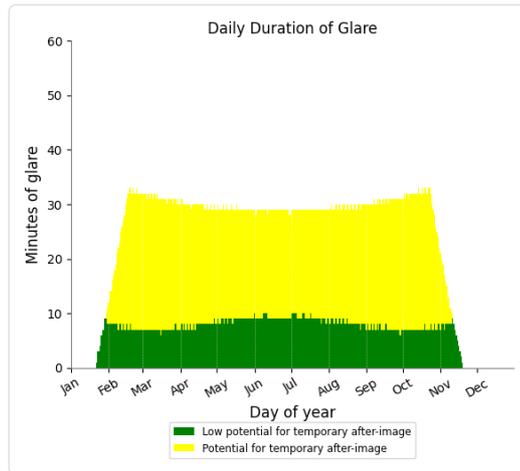
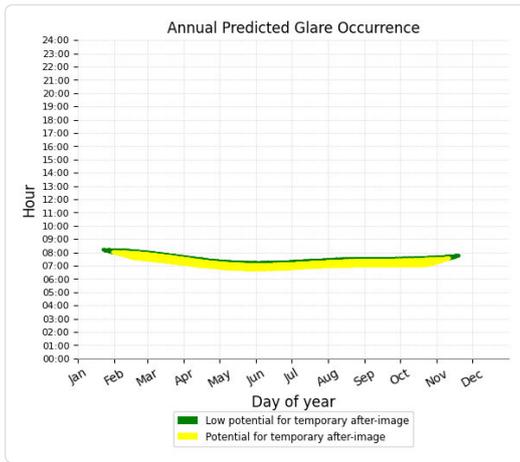
- 1,315 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 991 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 2)

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

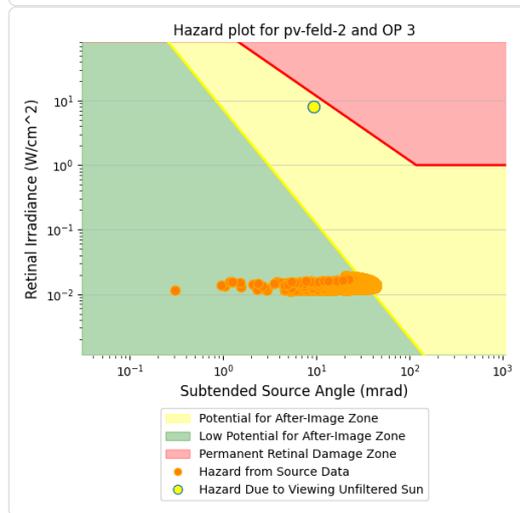
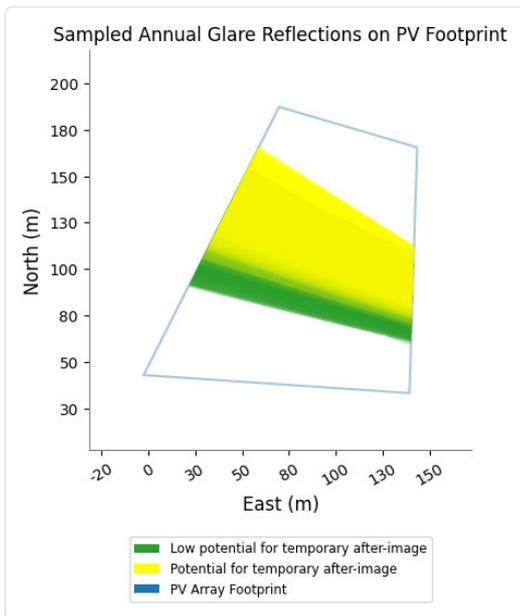
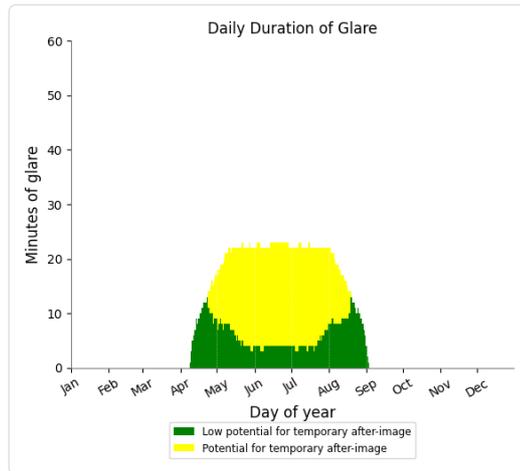
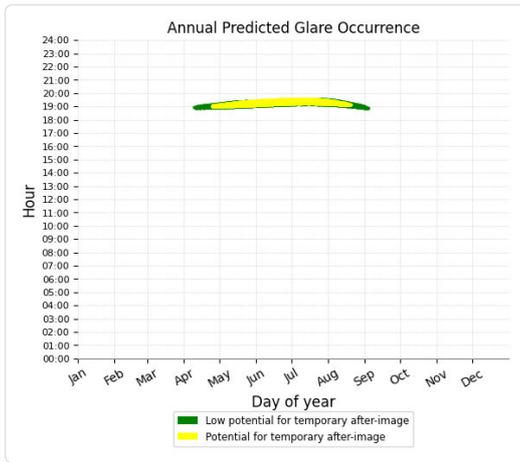
- 2,362 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 5,947 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 3)

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

- 925 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,797 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

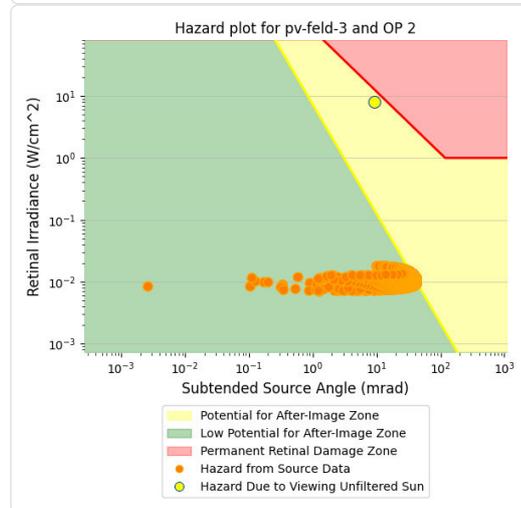
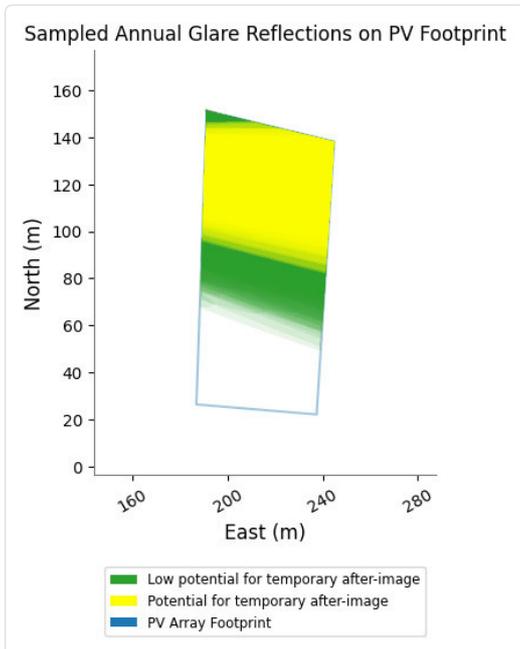
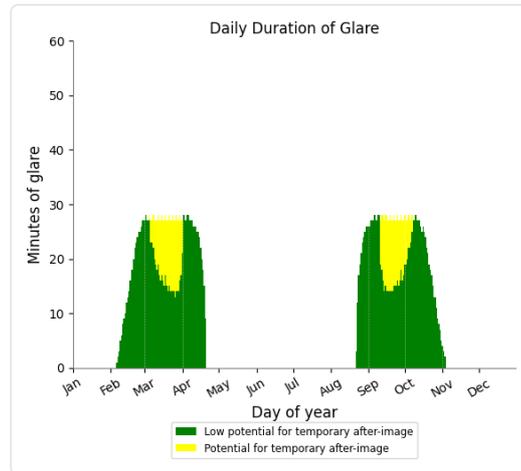
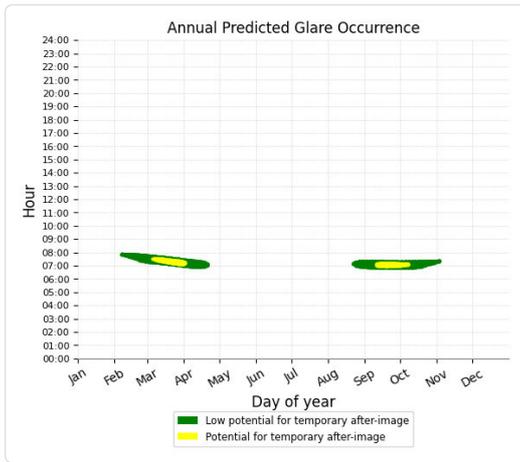
PV Feld 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	3742	0
OP: OP 2	2798	568
OP: OP 3	870	3011
OP: OP 4	543	0

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 2)

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

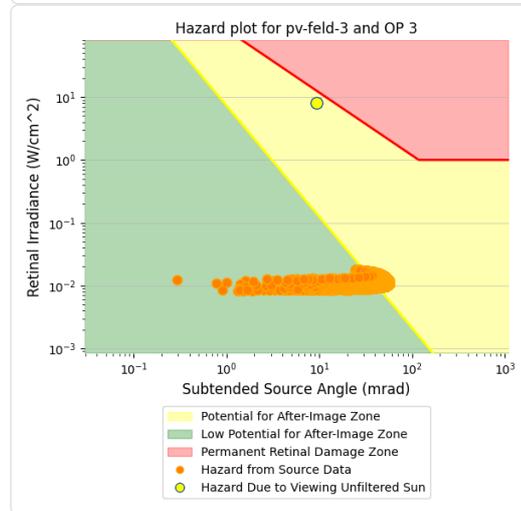
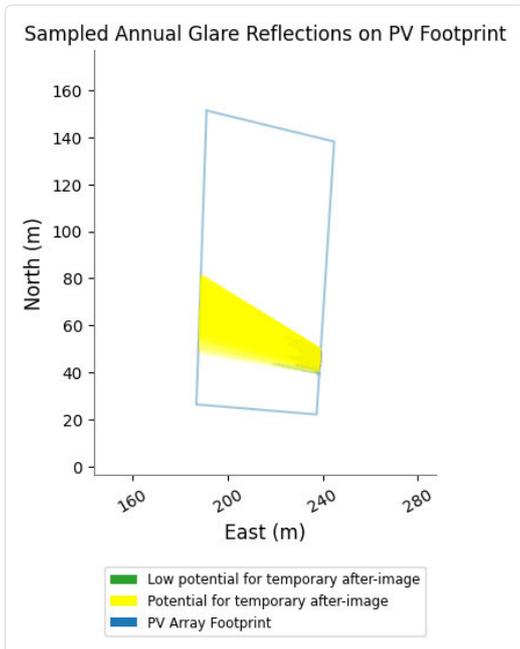
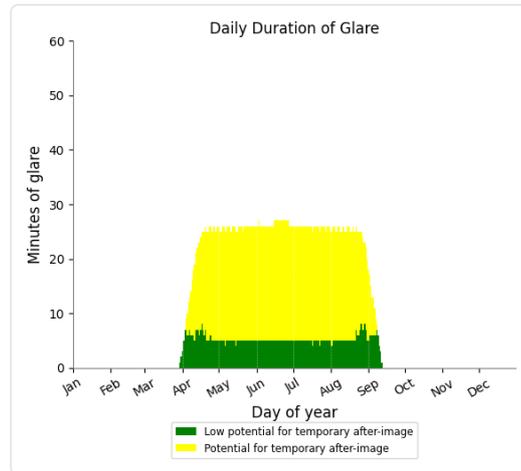
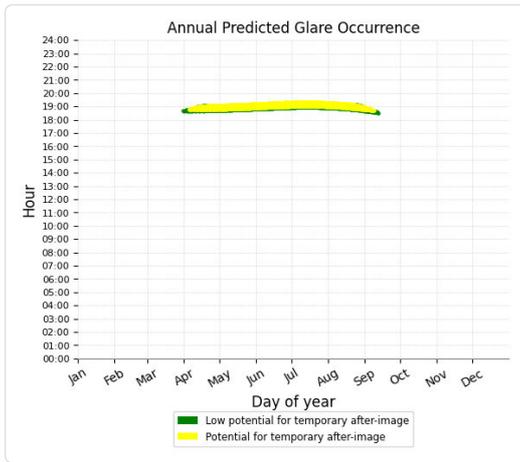
- 2,798 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 568 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3 - OP Receptor (OP 3)

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

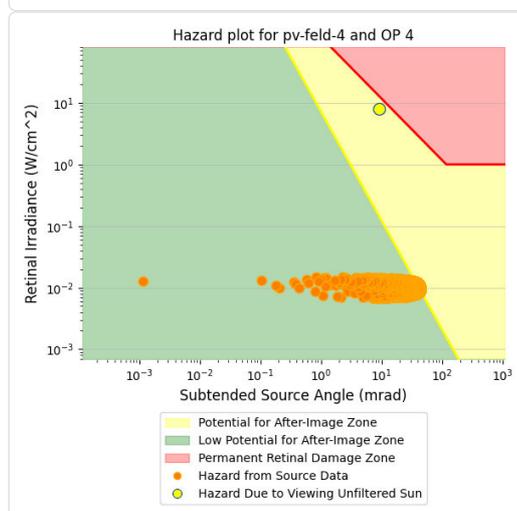
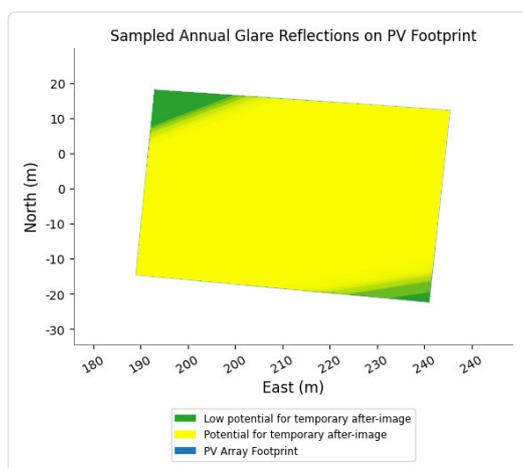
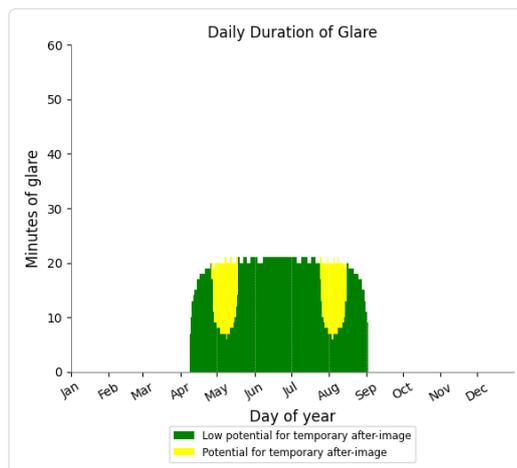
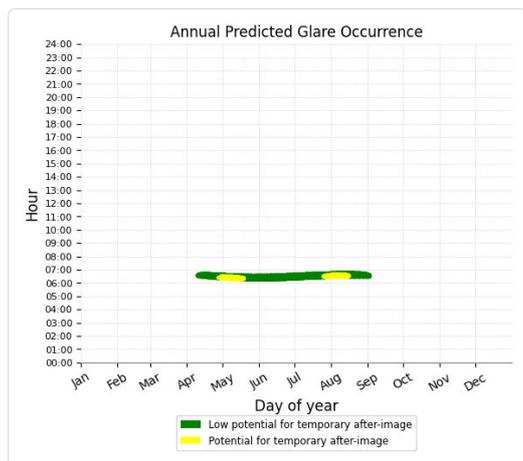
- 870 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,011 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 4 - OP Receptor (OP 4)

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

- 2,369 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 501 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Assumptions

- Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.
- Glare analyses do not automatically account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.
- Detailed system geometry is not rigorously simulated.
- The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual values and results may vary.
- The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.
- Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.
- The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)
- Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

Date	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Siegel	Anzahl				Minuten				Minuten im Zeitraum			
																Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Tag	Minuten	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 2
2022-01-22 08:12:00	0,00476	543,4531	1	0,331266	0,010211	0,006101	0,1	121,8	0,85	-0,526	0,002	-0,868	0,46	0,187	8. Mrz.	2	07:48	07:49	10. Mrz.	24	4193	06:45	07:48	Messpunkt OP 2			
2022-01-23 08:10:00	0,005503	542,5246	1	0,340612	0,010481	0,018495	0	121,2	0,855	-0,519	0,001	-0,872	0,455	0,18	9. Mrz.	3	07:46	07:48	10. Mrz.	24	4193	06:45	07:48	Messpunkt OP 2			
2022-01-23 08:11:00	0,005113	545,7391	1	0,333742	0,01033	0,01243	0,2	121,4	0,853	-0,522	0,003	-0,871	0,456	0,184	10. Mrz.	5	07:44	07:48	11. Mrz.	24	4193	06:45	07:48	Messpunkt OP 2			
2022-01-23 08:12:00	0,004603	548,9456	1	0,327019	0,010182	0,002782	0,3	121,6	0,851	-0,524	0,005	-0,87	0,456	0,188	11. Mrz.	7	07:41	07:47	12. Mrz.	24	4193	06:45	07:48	Messpunkt OP 2			
2022-01-24 08:09:00	0,005736	541,6504	1	0,34309	0,01054	0,02209	0,1	120,9	0,858	-0,514	0,001	-0,875	0,451	0,177	12. Mrz.	8	07:39	07:46	13. Mrz.	24	4193	06:45	07:48	Messpunkt OP 2			
2022-01-24 08:10:00	0,005381	544,8549	1	0,336151	0,010388	0,017132	0,2	121,1	0,856	-0,517	0,004	-0,874	0,452	0,181	13. Mrz.	10	07:37	07:46	14. Mrz.	24	4193	06:45	07:48	Messpunkt OP 2			
2022-01-24 08:11:00	0,004971	548,0514	1	0,32936	0,010238	0,010426	0,4	121,3	0,854	-0,52	0,006	-0,872	0,452	0,185	14. Mrz.	11	07:35	07:45	15. Mrz.	24	4193	06:45	07:48	Messpunkt OP 2			
2022-01-25 08:08:00	0,005951	540,8189	1	0,3455	0,010598	0,025194	0,1	120,6	0,861	-0,509	0,002	-0,877	0,447	0,174	15. Mrz.	13	07:32	07:44	16. Mrz.	24	4193	06:45	07:48	Messpunkt OP 2			
2022-01-25 08:09:00	0,005618	544,0132	1	0,338493	0,010444	0,020945	0,3	120,8	0,859	-0,512	0,004	-0,876	0,448	0,178	16. Mrz.	15	07:30	07:44	17. Mrz.	24	4193	06:45	07:48	Messpunkt OP 2			
2022-01-25 08:10:00	0,005252	547,1997	1	0,331637	0,010293	0,015591	0,4	121	0,857	-0,515	0,007	-0,875	0,448	0,182	17. Mrz.	16	07:28	07:43	18. Mrz.	24	4193	06:45	07:48	Messpunkt OP 2			
2022-01-25 08:11:00	0,004815	550,3783	1	0,324927	0,010143	0,008031	0,5	121,2	0,856	-0,518	0,009	-0,874	0,449	0,186	18. Mrz.	18	07:25	07:42	19. Mrz.	24	4193	06:45	07:48	Messpunkt OP 2			
2022-01-26 08:07:00	0,006523	543,2034	1	0,355071	0,01094	0,030972	0	120,1	0,865	-0,501	0	-0,881	0,442	0,168	19. Mrz.	19	07:23	07:41	20. Mrz.	24	4193	06:45	07:48	Messpunkt OP 2			
2022-01-26 08:08:00	0,006225	546,3678	1	0,347843	0,010779	0,027916	0,2	120,3	0,864	-0,504	0,003	-0,88	0,443	0,172	20. Mrz.	21	07:21	07:41	21. Mrz.	24	4193	06:45	07:48	Messpunkt OP 2			
2022-01-26 08:09:00	0,005906	549,5245	1	0,34077	0,010621	0,024223	0,3	120,5	0,862	-0,507	0,005	-0,879	0,443	0,175	21. Mrz.	22	07:18	07:39	22. Mrz.	24	4193	06:45	07:48	Messpunkt OP 2			
2022-01-26 08:10:00	0,005559	552,6733	1	0,333848	0,010465	0,019685	0,4	120,7	0,86	-0,51	0,008	-0,878	0,444	0,179	22. Mrz.	23	07:17	07:39	23. Mrz.	24	4193	06:45	07:48	Messpunkt OP 2			
2022-01-26 08:11:00	0,005172	555,8143	1	0,327074	0,010311	0,013818	0,6	120,8	0,859	-0,513	0,01	-0,877	0,445	0,183	23. Mrz.	24	07:16	07:39	24. Mrz.	24	4193	06:45	07:48	Messpunkt OP 2			
2022-01-26 08:12:00	0,004682	558,9473	1	0,320446	0,010159	0,004864	0,7	121	0,857	-0,516	0,013	-0,876	0,445	0,187	24. Mrz.	24	07:15	07:38	25. Mrz.	24	4193	06:45	07:48	Messpunkt OP 2			
2022-01-27 08:06:00	0,006703	542,4504	1	0,357414	0,010996	0,033056	0,1	119,8	0,868	-0,496	0,001	-0,884	0,438	0,165	25. Mrz.	24	07:14	07:37	26. Mrz.	23	07:14	07:36	Messpunkt OP 2				
2022-01-27 08:07:00	0,006416	545,6047	1	0,350119	0,010835	0,03032	0,2	119,9	0,867	-0,499	0,004	-0,883	0,439	0,169	26. Mrz.	23	07:14	07:36	27. Mrz.	24	07:13	07:36	Messpunkt OP 2				
2022-01-27 08:08:00	0,006112	548,7514	1	0,34298	0,010675	0,027086	0,4	120,1	0,865	-0,502	0,006	-0,882	0,439	0,173	27. Mrz.	24	07:13	07:36	28. Mrz.	23	07:12	07:34	Messpunkt OP 2				
2022-01-27 08:09:00	0,005784	551,8903	1	0,335994	0,010517	0,023145	0,5	120,3	0,863	-0,505	0,009	-0,881	0,44	0,176	28. Mrz.	23	07:12	07:34	29. Mrz.	23	07:12	07:34	Messpunkt OP 2				
2022-01-27 08:10:00	0,005428	555,0215	1	0,329158	0,010362	0,018275	0,6	120,5	0,861	-0,508	0,011	-0,879	0,44	0,18	29. Mrz.	23	07:12	07:34	30. Mrz.	24	07:11	07:34	Messpunkt OP 2				
2022-01-27 08:11:00	0,005019	558,1447	1	0,322469	0,010208	0,01175	0,8	120,7	0,86	-0,511	0,014	-0,878	0,441	0,184	30. Mrz.	24	07:11	07:34	31. Mrz.	23	07:10	07:32	Messpunkt OP 2				
2022-01-27 08:12:00	0,004459	561,2601	1	0,315923	0,010057	0,006646	0,9	120,9	0,858	-0,513	0,016	-0,877	0,442	0,188	31. Mrz.	23	07:10	07:32	1. Apr.	23	07:10	07:32	Messpunkt OP 2				
2022-01-28 08:05:00	0,006874	541,7402	1	0,359691	0,011052	0,034937	0,1	119,4	0,871	-0,491	0,002	-0,887	0,434	0,162	1. Apr.	23	07:10	07:32	2. Apr.	23	07:09	07:31	Messpunkt OP 2				
2022-01-28 08:06:00	0,006597	544,8846	1	0,352329	0,010889	0,032491	0,3	119,6	0,869	-0,494	0,005	-0,885	0,434	0,166	2. Apr.	23	07:09	07:31	3. Apr.	23	07:08	07:30	Messpunkt OP 2				
2022-01-28 08:07:00	0,006305	548,0212	1	0,345125	0,010727	0,0296	0,4	119,8	0,868	-0,497	0,007	-0,884	0,435	0,17	3. Apr.	23	07:08	07:30	4. Apr.	22	07:08	07:29	Messpunkt OP 2				
2022-01-28 08:08:00	0,005994	551,1502	1	0,338076	0,010568	0,026166	0,6	120	0,866	-0,5	0,01	-0,883	0,435	0,174	4. Apr.	22	07:08	07:29	5. Apr.	23	07:07	07:29	Messpunkt OP 2				
2022-01-28 08:09:00	0,005657	554,2714	1	0,331179	0,010411	0,021947	0,7	120,2	0,864	-0,503	0,012	-0,882	0,436	0,178	5. Apr.	23	07:07	07:29	6. Apr.	23	07:06	07:28	Messpunkt OP 2				
2022-01-28 08:10:00	0,005289	557,3849	1	0,324443	0,010256	0,016679	0,8	120,4	0,863	-0,506	0,015	-0,881	0,437	0,181	6. Apr.	23	07:06	07:28	7. Apr.	22	07:06	07:27	Messpunkt OP 2				
2022-01-28 08:11:00	0,004853	560,4906	1	0,317825	0,010104	0,009284	1	120,6	0,861	-0,508	0,017	-0,88	0,437	0,185	7. Apr.	22	07:06	07:27	8. Apr.	23	07:05	07:27	Messpunkt OP 2				
2022-01-29 08:03:00	0,007333	541,0703	1	0,369491	0,011339	0,038534	0	118,9	0,876	-0,483	0,001	-0,89	0,428	0,155	8. Apr.	23	07:05	07:27	9. Apr.	22	07:05	07:26	Messpunkt OP 2				
2022-01-29 08:04:00	0,007077	544,1928	1	0,3619	0,01117	0,036654	0,2	119,1	0,874	-0,486	0,003	-0,889	0,429	0,159	9. Apr.	22	07:05	07:26	10. Apr.	22	07:04	07:25	Messpunkt OP 2				
2022-01-29 08:05:00	0,006808	547,3079	1	0,354473	0,011004	0,034451	0,3	119,3	0,872	-0,489	0,006	-0,888	0,43	0,163	10. Apr.	22	07:04	07:25	11. Apr.	23	07:03	07:25	Messpunkt OP 2				
2022-01-29 08:06:00	0,006524	550,4154	1	0,347206	0,010839	0,031866	0,5	119,5	0,871	-0,492	0,008	-0,887	0,43	0,167	11. Apr.	23	07:03	07:25	12. Apr.	22	07:03	07:24	Messpunkt OP 2				
2022-01-29 08:07:00	0,006223	553,5152	1	0,340095	0,010677	0,028806	0,6	119,6	0,869	-0,495	0,011	-0,886	0,431	0,171	12. Apr.	22	07:03	07:24	13. Apr.	23	07:01	07:23	Messpunkt OP 2				
2022-01-29 08:08:00	0,005903	556,6075	1	0,333138	0,010517	0,025143	0,8	119,8	0,867	-0,498	0,013	-0,885	0,432	0,175	13. Apr.	23	07:01	07:23	14. Apr.	22	07:01	07:22	Messpunkt OP 2				
2022-01-29 08:09:00	0,005555	559,692	1	0,32633	0,010359	0,020629	0,9	120	0,866	-0,5	0,016	-0,884	0,432	0,179	14. Apr.	22	07:01	07:22	15. Apr.	22	07:01	07:22	Messpunkt OP 2				
2022-01-29 08:10:00	0,005168	562,7688	1	0,319668	0,010204	0,014831	1	120,2	0,864	-0,503	0,018	-0,883	0,433	0,183	15. Apr.	22	07:01	07:22	16. Apr.	22	07:00	07:21	Messpunkt OP 2				
2022-01-29 08:11:00	0,004691	565,8378	1	0,313149	0,01005	0,00623	1,2	120,4	0,862	-0,506	0,02	-0,882	0,433	0,186	16. Apr.	22	07:00	07:21	17. Apr.	22	06:59	07:20	Messpunkt OP 2				
2022-01-30 08:02:00	0,007481	540,4486	2	0,371701	0,011394	0,039917	0,1	118,5	0,878	-0,478	0,002	-0,893	0,424	0,152	17. Apr.	22	06:59	07:20	18. Apr.	22	06:59	07:20	Messpunkt OP 2				
2022-01-30 08:03:00	0,007234	543,5611	1	0,364044	0,011223	0,038225	0,2	118,7	0,877	-0,																	