

SolPEG Blendgutachten Solarpark Windach

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Windach in Oberbayern**

SolPEG GmbH
Solar Power Expert Group
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg

FON: +49 (0)40 79 69 59 36
FAX: +49 (0)40 79 69 59 38
info@solpeg.de
<http://www.solpeg.de>

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.....	7
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung	10
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisübersicht	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, A96 West.....	17
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, A96 Mitte West.....	19
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P3, A96 Mitte Ost.....	20
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, A96 Ost.....	22
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P5, Werkshalle Texas Trading.....	23
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	24
5.1	Zusammenfassung	24
5.2	Beurteilung der Ergebnisse	24
6	Schlussbemerkung	24

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Windach

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH ist durch die Ingenieurbüro Sing GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Windach“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A96 sowie Anwohner der ggf. 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“ (2017). 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 „Windach“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der A96 und ggf. für Anwohner von umliegenden Gebäuden.

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 wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck 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 beiden Teilflächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 1,5 km westlich der Ortschaft Windach in Oberbayern. Südlich der Teilflächen verläuft auf einer Länge von ca. 330 m die Autobahn A96. Lt. Planungsunterlagen sind Abstände zur A96 berücksichtigt. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen ca. 1,5 km westlich der Ortschaft Windach in Oberbayern. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	48.066°N, 11.014°O, 620 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang A96	ca. 330 m (beide Flächen)
Abstand zum Fahrbahnrand	ca. 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 460 m (östlich, nicht relevant)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

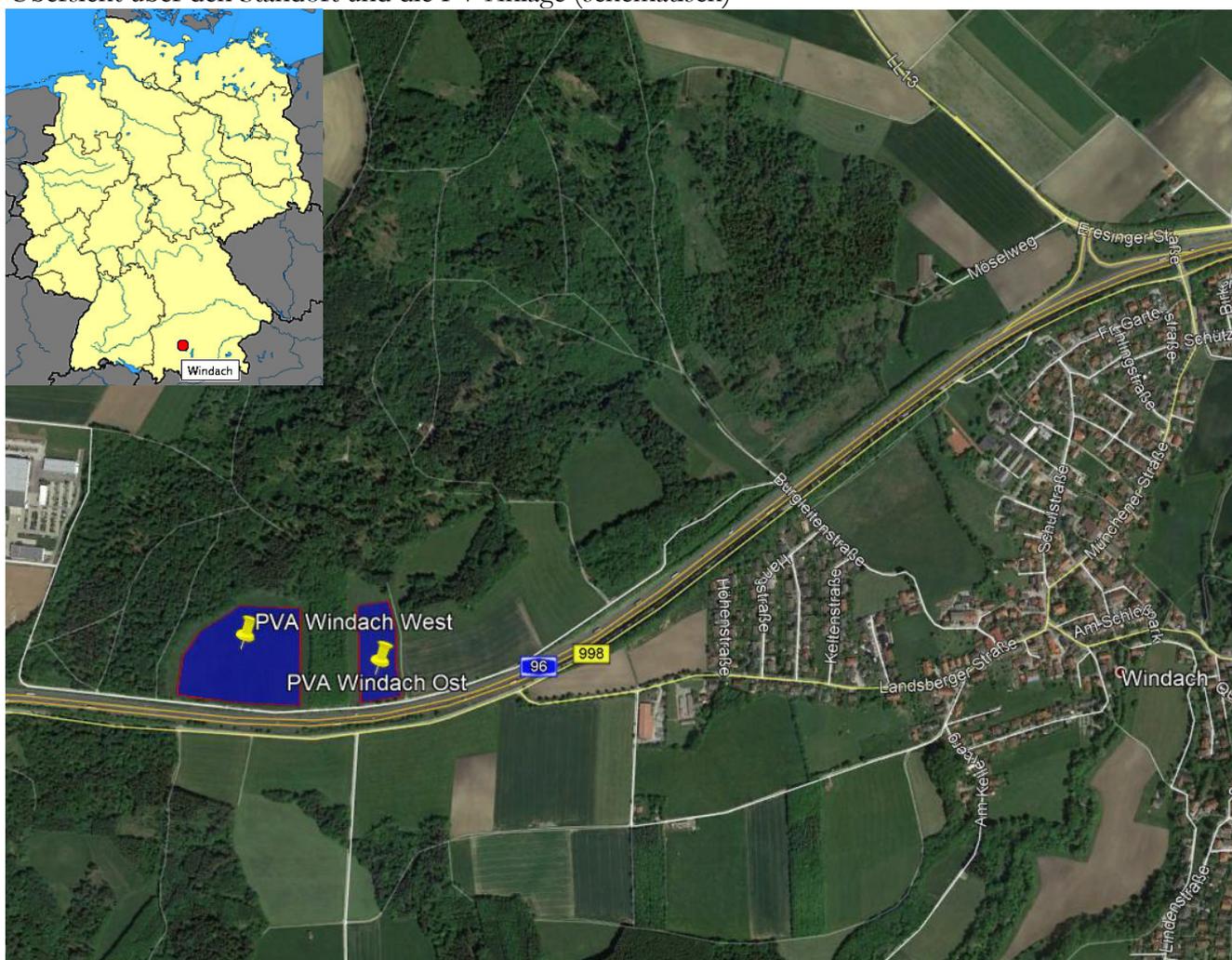


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Luftbild der PV Anlage und Umgebung.



Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung.



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Aktuelle Fotos der Umgebung. Blick Richtung Westen auf die Teilfläche West.



Bild 2.1.4: Blick Richtung Westen (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

Blick Richtung Südwesten auf die Teilfläche Ost. Im Hintergrund die A96, hinter einem Hügel.



Bild 2.1.5: Blick Richtung Südwesten (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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 beiden PV Flächen und die relevante Umgebung. Im näheren Umfeld befinden sich keine schutzwürdigen Räume (Zonen) im Sinne der LAI Lichtleitlinie. Die Gebäude südöstlich der PV Fläche können aufgrund des Strahlenverlaufes evt. von potentiellen Reflexionen erreicht werden aber aufgrund der großen Entfernung von ca. 460 m wären diese zu vernachlässigen. Zu Kontrollzwecken wird der Bereich dennoch analysiert. Weitere Gebäude wurden nicht näher untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel und fehlender Sichtverbindung zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.



Bild 2.2.1: PV Anlage und Umgebung (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.

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 reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

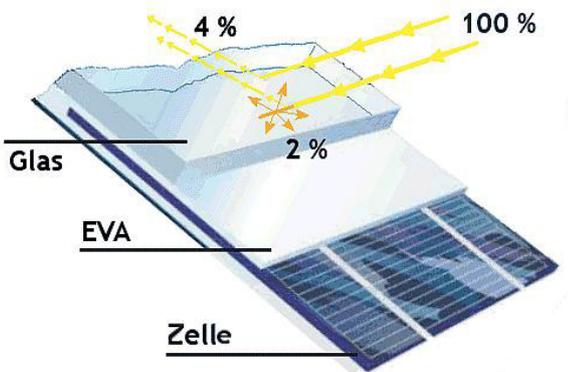


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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)

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird das Sonnenlicht diffus mit einer stärkeren Streuung reflektiert und die Leuchtdichte ist entsprechend vermindert. Das Modul rechts im Bild zeigt aufgrund der speziellen Oberfläche praktisch keine direkte, sondern durch die starke Bündelaufweitung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

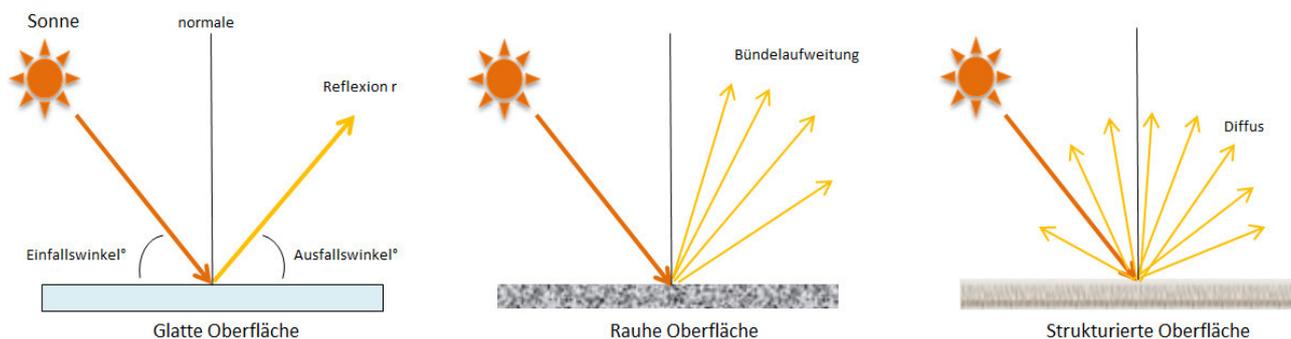


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Suntech 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 Characteristics

Solar Cell	Polycrystalline silicon 6 inches
No. of Cells	60 (6 × 10)
Dimensions	1650 × 992 × 35mm (64.96 × 39.1 × 1.4 inches)
Weight	18.3 kgs (40.3 lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.13 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 rated (3 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 FAA² 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 ist, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

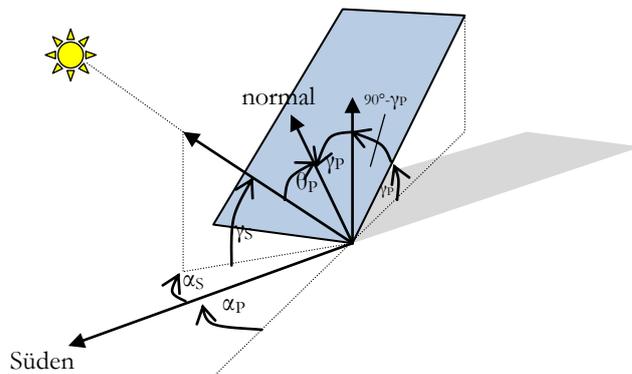


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-Leitlinie³ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁴, New Mexico überprüft.

² US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

³ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁴ 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 Konstruktion der Modulinstallation.

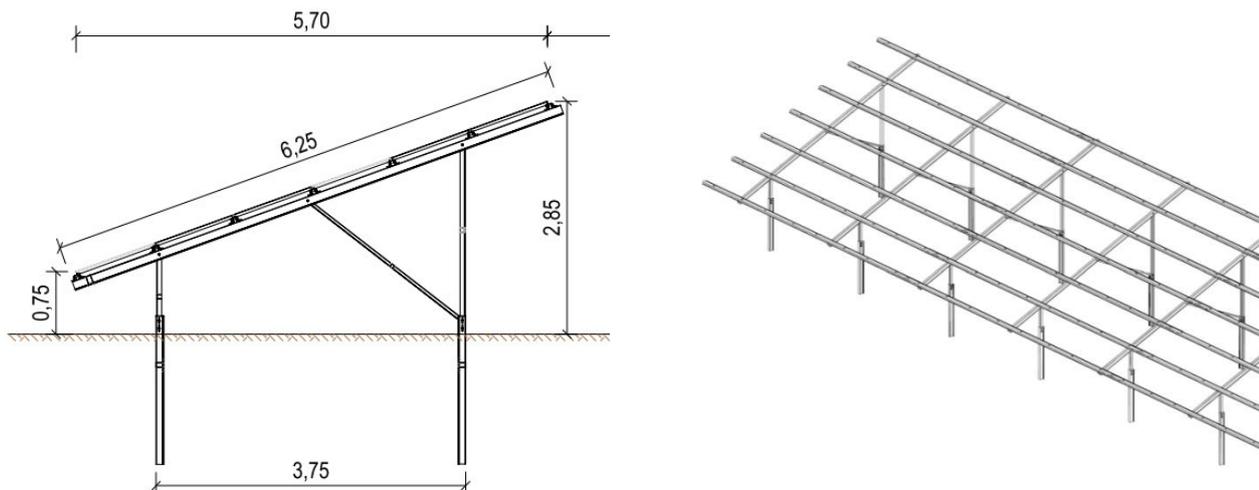


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Suntech (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	6 Module horizontal (quer) übereinander
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,75 m, max. 2,85 m
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ⁵	Fahrtrichtung +/- 20°

Hinweis: Zur Überprüfung wurde eine abweichende Ausrichtung der PV Anlage (Azimut 185° bzw. 171°) und auch eine leicht abweichende Modulneigung simuliert. Im Ergebnis wurden keine signifikant anderen Werte ermittelt und demnach könnte die PV Anlage auch mit leicht anderen Ausrichtungen/Neigungen realisiert werden.

⁵ Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr 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 wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

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. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nicht untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Windach wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt. 4 Messpunkte im Verlauf der A96 sowie 1 Messpunkt im Bereich der Gebäude am westlichen Ortsrand von Windach. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht da aufgrund von Entfernung oder Winkel zur Immissionsquelle und/oder aufgrund von örtlichen Gegebenheiten keine Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die 5 gewählten Messpunkte P1-P5:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte P1–P5 (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 belästigenden 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 belästigende 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 belästigende 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 Leutdichte 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 Licht-Leitlinie 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 2019 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ von ca. 60 % 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 Tagesadaption 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.

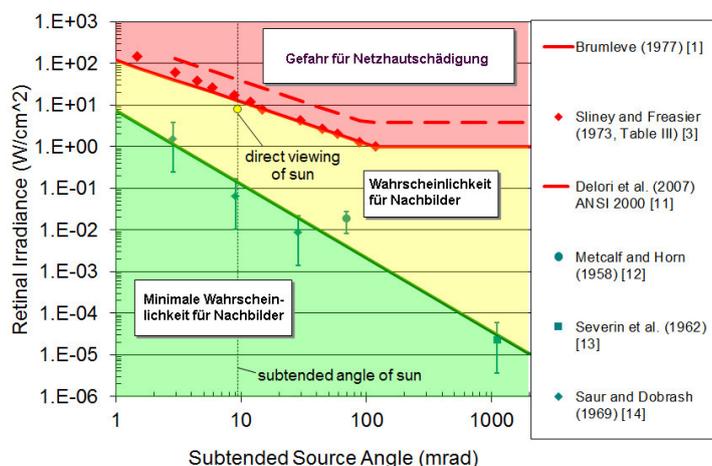


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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_eur_cfc_mean_2019_17.png

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Windach wird für 5 exemplarisch gewählte Messpunkte 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 Licht-Leitlinie 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 vor 6 Uhr morgens auftreten, sind 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.

Die folgende Tabelle 3 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 Einschränkungen zu verwenden. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben. .

Tabelle 3: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	PV Feld West	PV Feld Ost
P1 A96 West	1337 ^{EW}	731 ^{EG}
P2 A96 Mitte West	1409 ^{EW}	976 ^{EG}
P3 A96 Mitte Ost	1844 ^{EG}	356 ^{WG}
P4 A96 Ost	1584 ^{EG}	1730 ^{WG}
P5 Gebäude Texas Trading GmbH Windach	689 ^{EG}	2402 ^{EG}

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^G Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

Wie bereits erwähnt wurde zur Kontrollzwecken eine abweichende Ausrichtung der PV Anlage (Azimut 185° bzw. 171°) und auch eine leicht abweichende Modulneigung (25°) simuliert. Im Ergebnis wurden keine signifikant anderen Werte ermittelt und demnach könnte die PV Anlage auch mit leicht anderen Ausrichtungen/Neigungen realisiert werden.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, A96 West

Am Messpunkt P1 auf der A96 können bei der Fahrt Richtung Osten theoretisch Reflexionen durch das PV Feld West auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 25. April und dem 18. August an insgesamt 1337 Minuten pro Jahr morgens zwischen 06:03 - 06:28 Uhr für maximal 13 Minuten pro Tag auftreten. Die Einfallswinkel liegen überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung +/-20°) und daher kann eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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

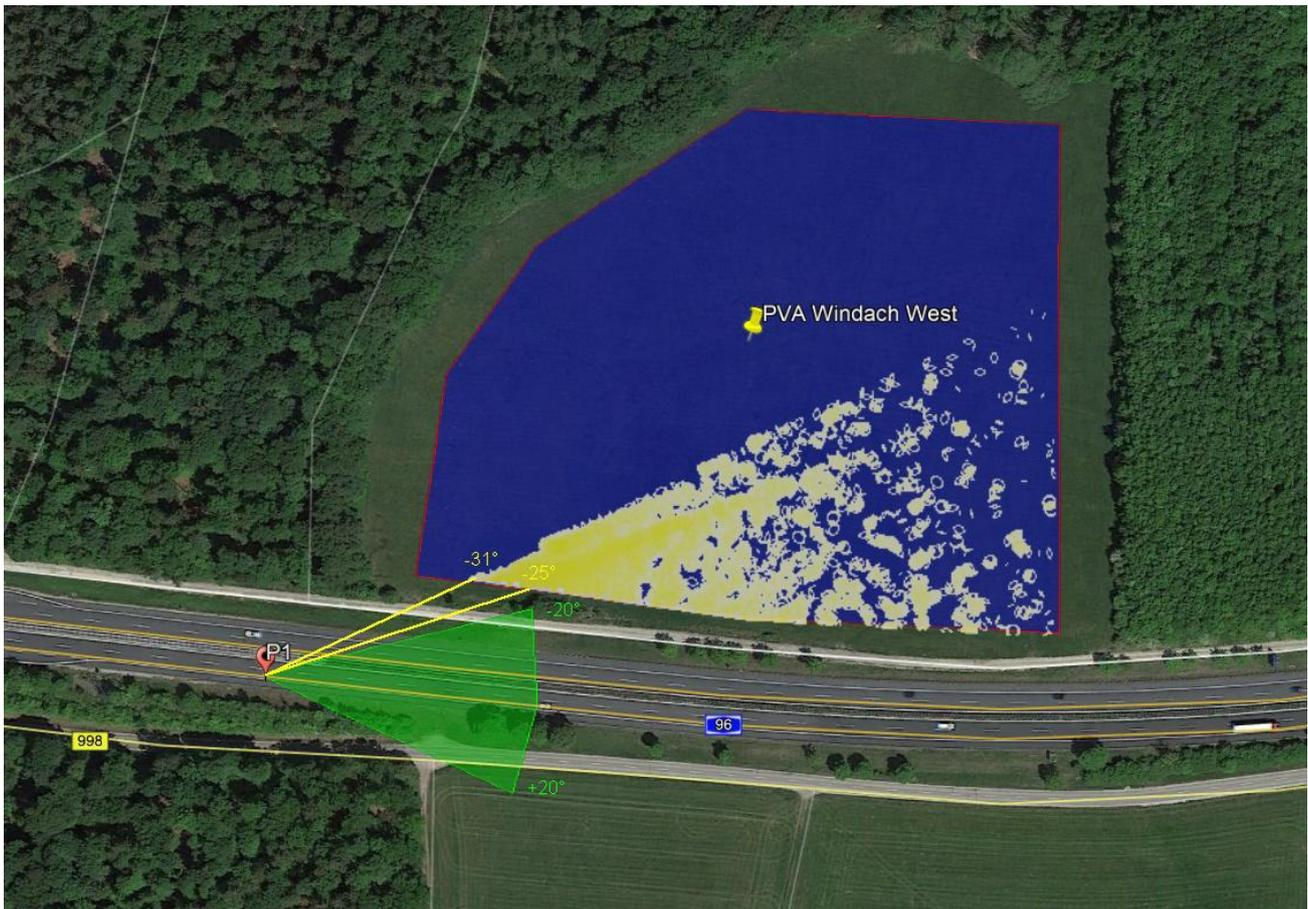


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkte P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung +/-20°, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich nordöstlich der Fahrbahn können bei der Fahrt Richtung Osten theoretisch morgens Reflexionen durch die PV Fläche West auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Potentielle Reflexionen sind aufgrund des Einfallswinkels und der Entfernung zu vernachlässigen.

Aufgrund des Strahlenverlaufes könnten am Messpunkt P1 auch Reflexionen durch die PV Fläche Ost auftreten (siehe Tabelle 3). Diese sind allerdings zu vernachlässigen, da aufgrund der Geländestruktur und einem ausgeprägten Waldstück kein direkter Sichtkontakt zum PV Feld Ost vorhanden ist.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P1 auf der A96 in der Realität bei der Fahrt Richtung Osten und verdeutlicht, dass das PV Feld West außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegt (aufgehellter Bereich).

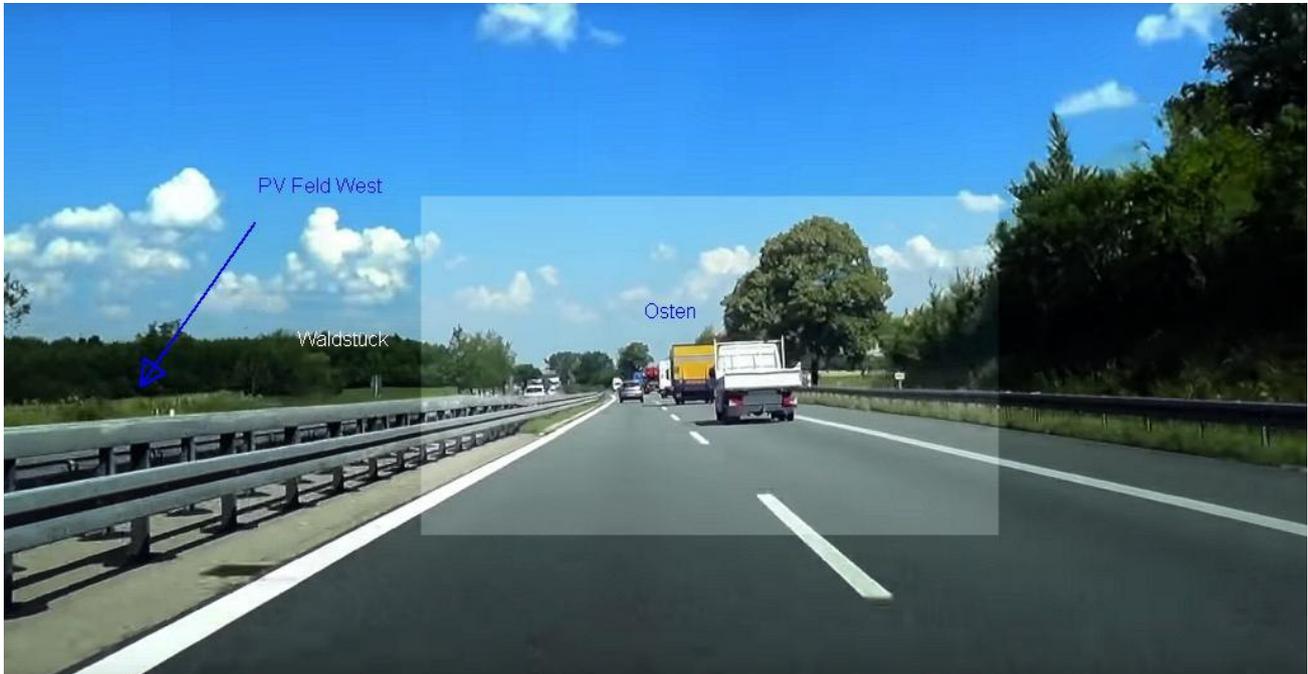


Bild 4.2.2: Blick Richtung Osten am Messpunkt P1 (Quelle: Youtube Video [UwotVSK3ks8](https://www.youtube.com/watch?v=UwotVSK3ks8) Minute 09:07)

Zum Vergleich (Pseudo 3D): Simulation des Sonnenstandes am 01. August um 06:10 Uhr morgens. Der Strahlengang ist durch gelbe Pfeile symbolisiert und verdeutlicht, dass die tief stehende Sonne selbst die Ursache für potentielle Blendwirkungen darstellt.

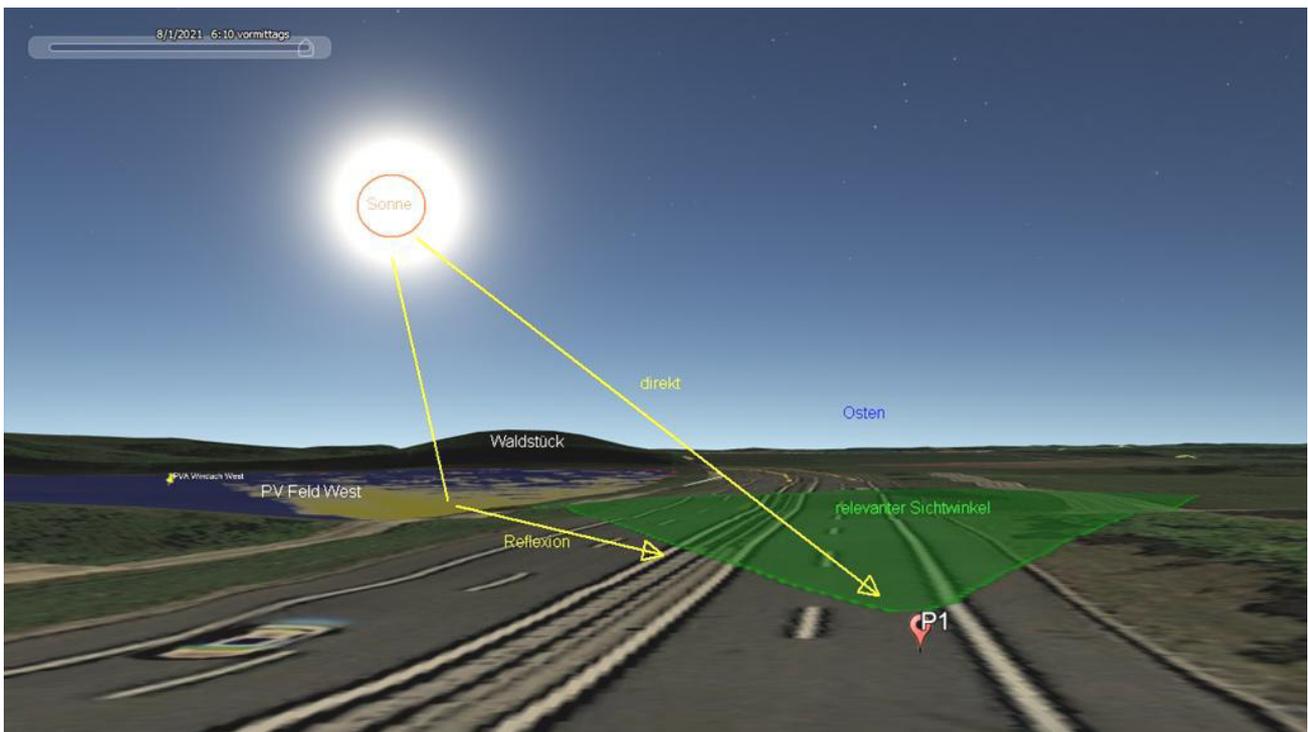


Bild 4.2.3: Simulation am Messpunkt P1, Blick Richtung Osten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, A96 Mitte West

Am Messpunkt P2 auf der A96 können bei der Fahrt Richtung Westen rein rechnerisch Reflexionen durch das PV Feld West auftreten. Diese können zwischen dem 07. Mai und dem 04. August abends zwischen 18:15 - 18:41 Uhr für maximal 18 Minuten pro Tag auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$) und auch aufgrund der Entfernung kann eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

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



Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert die für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100m). In den gelb/weiß markierten Bereichen können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten.

Theoretisch können auch bei der Fahrt Richtung Osten Reflexionen durch das PV Feld Ost auftreten. Wie das folgende Foto zeigt, besteht in der Realität allerdings im Bereich von Messpunkt P2 kein direkter Sichtkontakt zum PV Feld Ost und daher wird diese Situation nicht weiter analysiert.



Bild 4.3.2: Blick Richtung Osten am Messpunkt P2 (Quelle: Youtube Video [UwotVSK3ks8](https://www.youtube.com/watch?v=UwotVSK3ks8), Minute13:17)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, A96 Mitte Ost

Auch am Messpunkt P3 auf der A96 können bei der Fahrt Richtung Westen rein rechnerisch Reflexionen durch das PV Feld Ost auftreten. Diese können zwischen dem 27. Mai und dem 20. Juli abends zwischen 18:38 - 18:59 Uhr für maximal 11 Minuten pro Tag auftreten. Der Einfallswinkel liegen allerdings außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$) und daher kann eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze dennoch die Situation am Messpunkt P3.



Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die Simulation des Sonnenstandes (Pseudo 3D) am 09. Juni um 18:30 Uhr abends verdeutlicht, dass potentielle Reflexionen außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen und dass die tief stehende Sonne selbst die Ursache für potentielle Blendwirkungen darstellt.

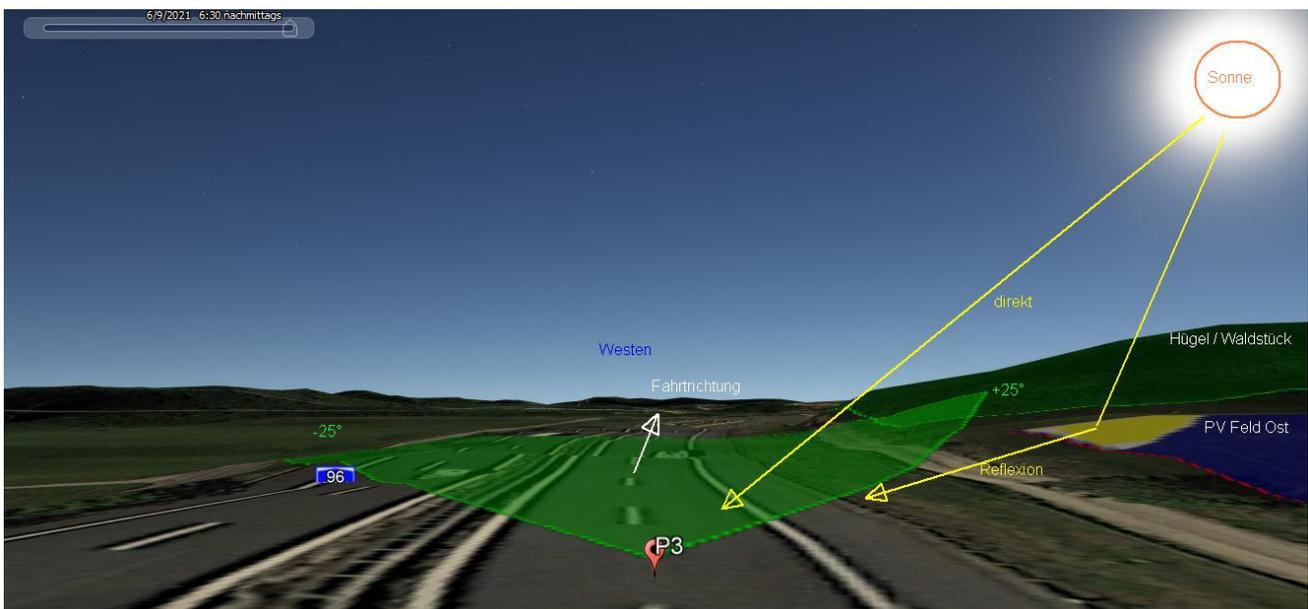


Bild 4.4.2: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im PV Feld Ost im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P3. Die jeweiligen Farben (hier nur „gelb“) symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.6 ausgeführt sind jeweils die Rohdaten mit den theoretischen Maximalwerten (hier 503 Minuten) dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können.

PV Feld Ost - OP Receptor (OP 3)

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

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

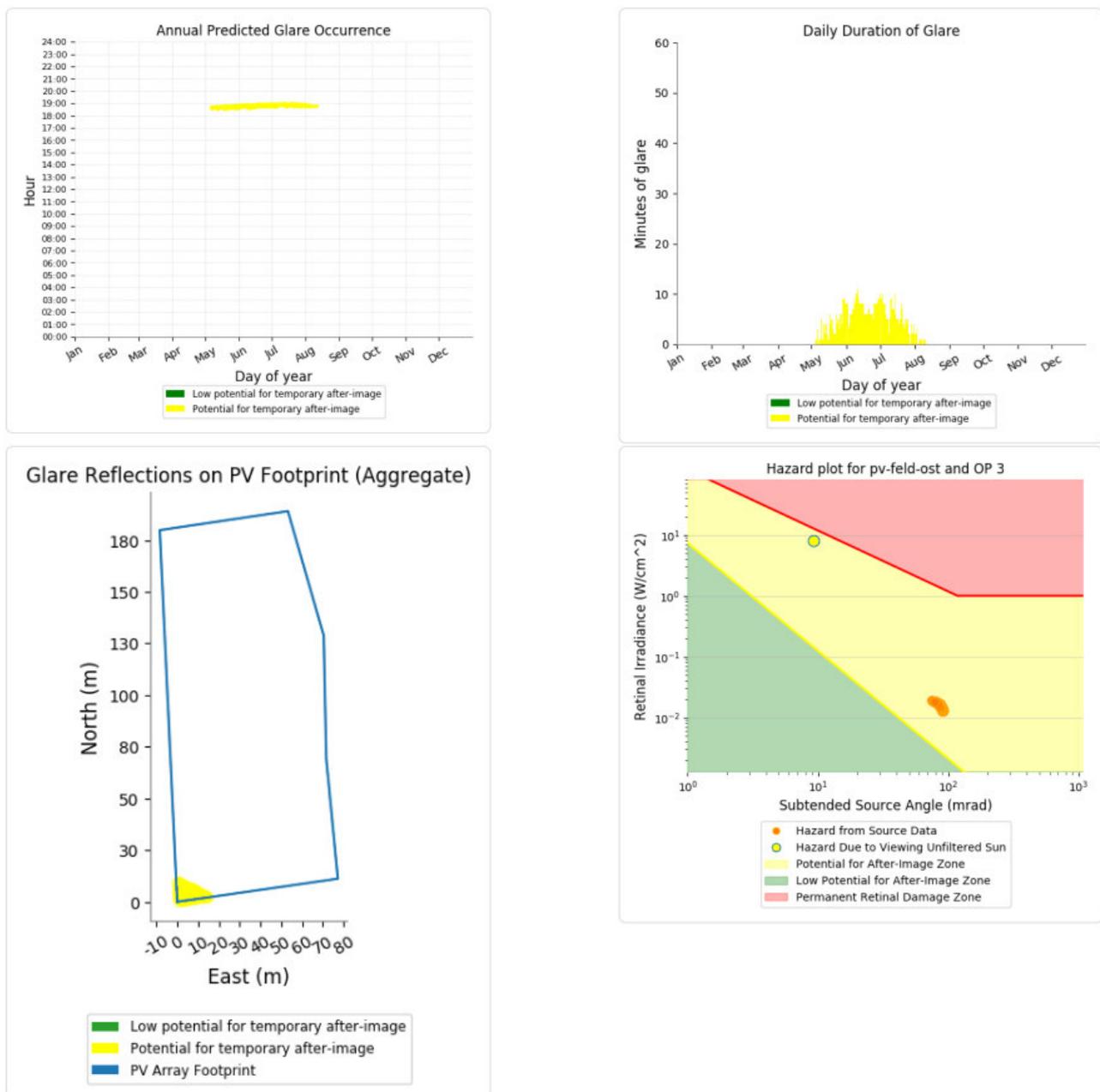


Bild 4.4.3: Ergebnisdetails für Messpunkt P3 (Quelle: Simulationsergebnisse)

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

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, A96 Ost

Am Messpunkt P4 auf der A96 östlich der PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Westen theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Ost auftreten. Rein rechnerisch sind Reflexionen zwischen dem 29. April und dem 14. August für max. 16 Minuten pro Tag abends zwischen 18:13 bis 18:41 Uhr möglich. Aber auch an diesem Messpunkt liegen die Einfallswinkel der Reflexionen mit ca. $+18^\circ$ bis $+45^\circ$ überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher kann eine Beeinträchtigung für Fahrzeugführer mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P4 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

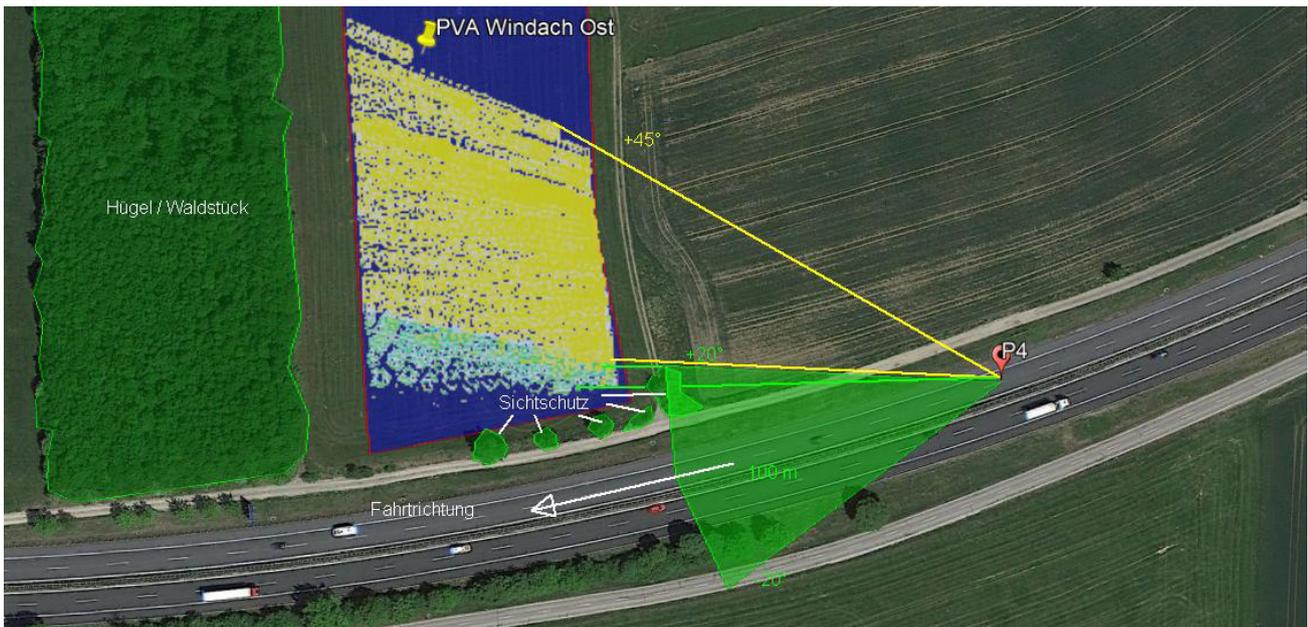


Bild 4.5.1: Situation am Messpunkt P4 bei Fahrt Richtung Südwesten (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Darüber hinaus ist südlich der PV Fläche ein natürlicher Sichtschutz aus Büschen vorhanden wodurch evt. auftretende Reflexionen reduziert werden. Die ermittelten Ergebnisse sind daher zu relativieren.



Bild 4.5.2: Natürlicher Sichtschutz an der südlichen Geländegrenze von PV Feld Ost (Quelle: Auftraggeber / Ausschnitt)

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P5, Werkshalle Texas Trading

Messpunkt P5, südöstlich der PV Anlage im Bereich der Texas Trading GmbH, wurde zu Kontrollzwecken überprüft. Die Gebäude können aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz zwar von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden aber aufgrund der großen Entfernung von ca. 460 m – 590 m zur Immissionsquelle wären potentielle Reflexionen zu vernachlässigen bzw. relativiert zu bewerten. Darüber hinaus besteht überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern oder Mitarbeitern durch Reflexionen mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt die Situation im Überblick.

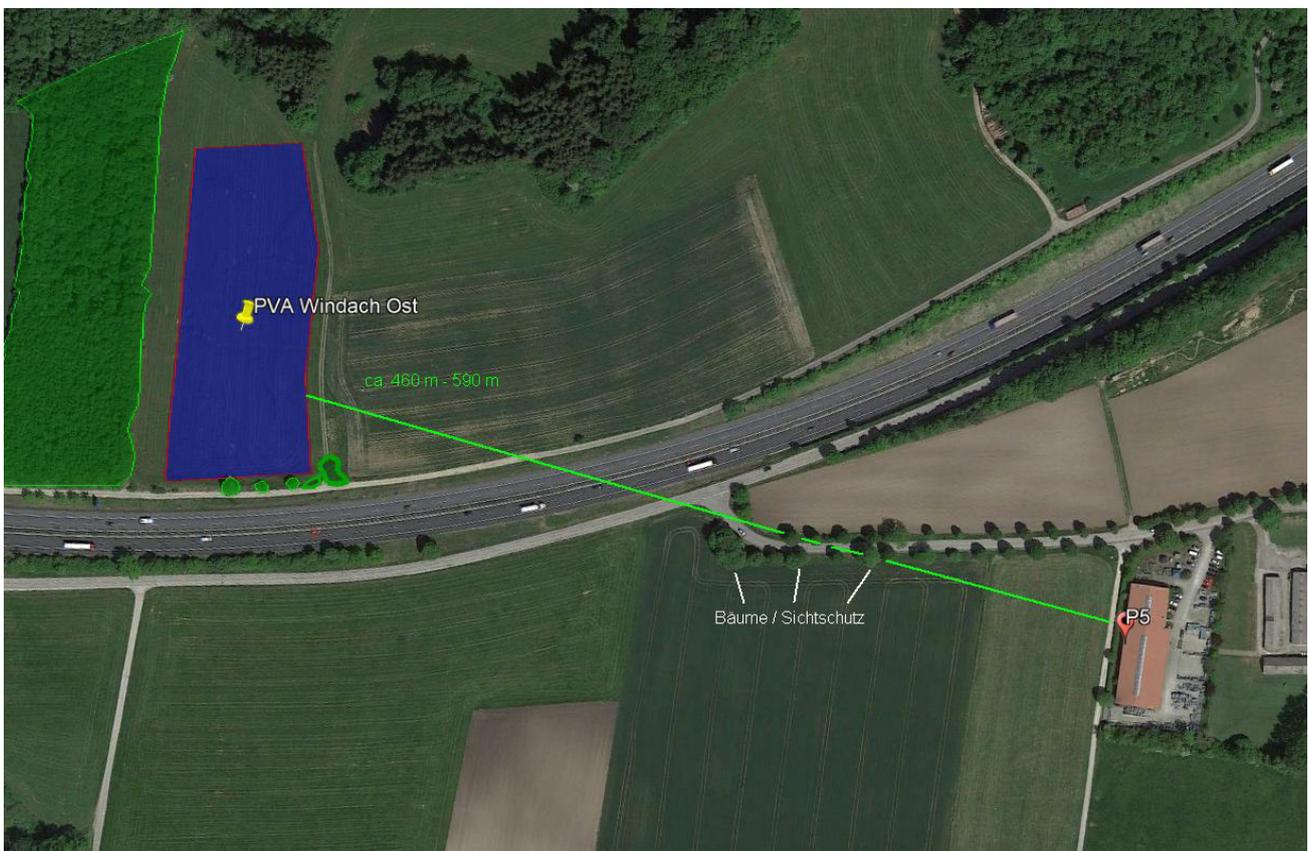


Bild 4.6.1: Übersicht mit PV Feld Ost und Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Weitere Gebäude der Ortschaft Windach sind aufgrund der zunehmenden Entfernung nicht von potentiellen Reflexionen betroffen und wurden daher nicht weiter untersucht.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

5.1 Zusammenfassung

Die Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten im Bereich der geplanten PV Anlage Windach zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der A96 eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Diese liegen allerdings überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen. Auch ist aufgrund der Geländestruktur und aufgrund von Bewuchs von Büschen und Bäumen überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden. Potentielle Reflexionen wären nur wahrnehmbar wenn der Blick von der Fahrbahn abgewendet wird und direkt in Richtung Sonne geblickt wird. Aber selbst dann könnte sich aufgrund der kurzen zeitlichen Dauer der Vorbeifahrt an der PV Anlage, keine Blendwirkung (z.B. in Form von kurzzeitigen Nachbildern) entwickeln.

Umliegende Gebäude sind aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle nicht von potentiellen Reflexionen betroffen und daher ist eine Beeinträchtigung von Anwohnern im Sinne der LAI Lichtleitlinie nicht gegeben.

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.

5.2 Beurteilung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Windach“ kann als „geringfügig“ klassifiziert⁹ 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 der PV Anlage als äußerst gering eingestuft werden. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern (PKW/LKW) durch Reflexionen der geplanten PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Umliegende Gebäude können nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angebracht.

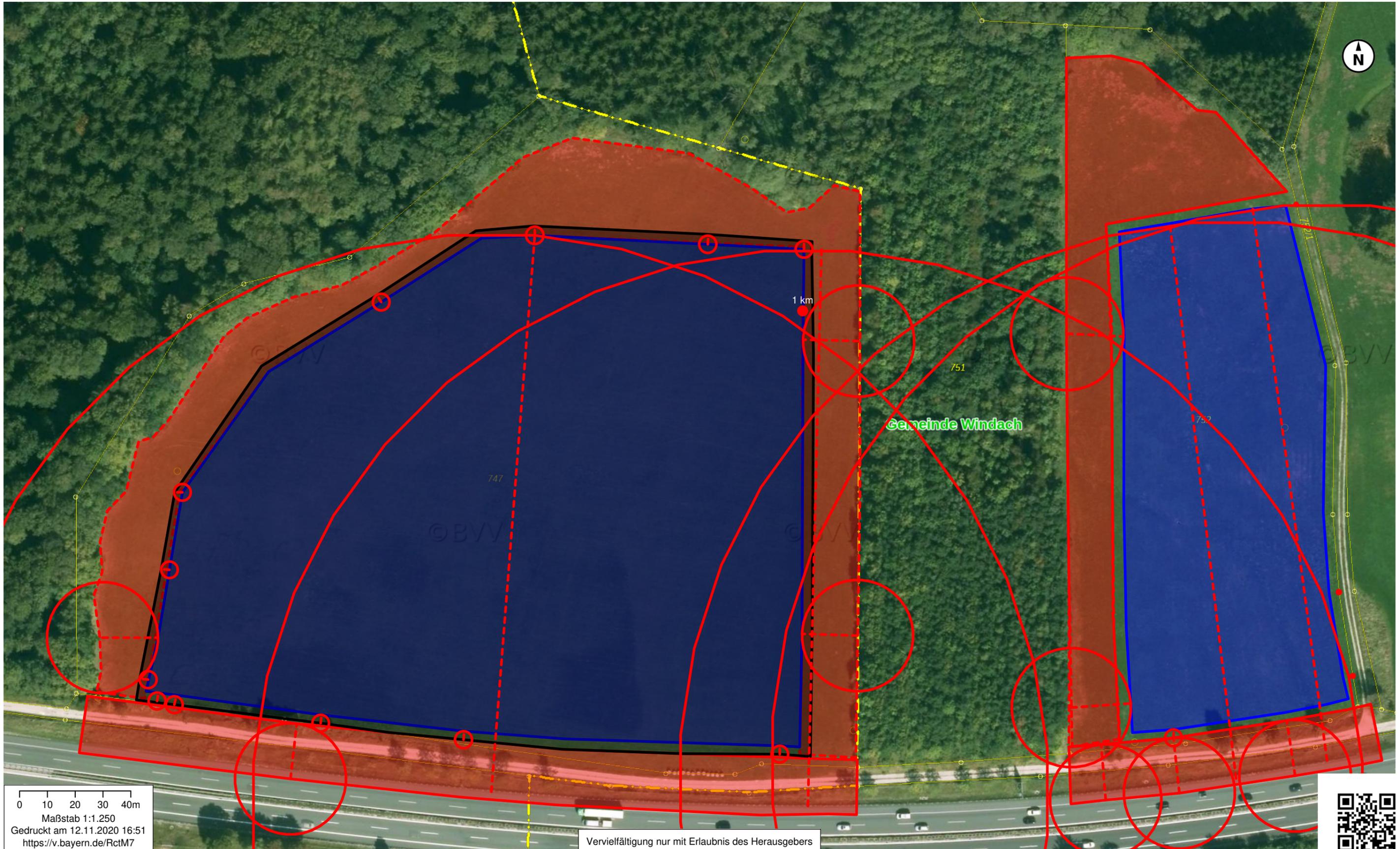
6 Schlussbemerkung

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. weiterer Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 19.01.2021


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

⁹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



0 10 20 30 40m
Maßstab 1:1.250
Gedruckt am 12.11.2020 16:51
<https://v.bayern.de/RctM7>

Vervielfältigung nur mit Erlaubnis des Herausgebers



STP275 - 20/Wfy
STP270 - 20/Wfy
STP265 - 20/Wfy



275 Watt POLYCRYSTALLINE SOLAR MODULE



Features



High module conversion efficiency

Module efficiency up to 16.8% achieved through advanced cell technology and manufacturing capabilities



High PID resistant

Advanced cell technology and qualified materials lead to high resistance to PID



Positive tolerance

Positive tolerance of up to 5 W delivers higher output reliability



Suntech current sorting process

System output maximized by reducing mismatch losses up to 2% with modules sorted & packaged by amperage



Extended wind and snow load tests

Module certified to withstand extreme wind (3800 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) *



Withstanding harsh environment

Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline

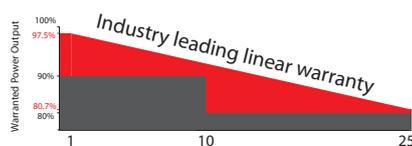
Certifications and standards:
IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE



Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Unrivaled manufacturing capacity and world-class technology
- Rigorous quality control meeting the highest international standards: ISO 9001: 2008, ISO 14001: 2004 and ISO17025: 2005
- Regular independently checked production process from international accredited institute/company
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing testing: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2-68)***
- Long-term reliability tests
- 2 x 100% EL inspection ensuring defect-free modules

Industry-leading Warranty based on nominal power



- 97.5% in the first year, thereafter, for years two (2) through twenty-five (25), 0.7% maximum decrease from MODULE's nominal power output per year, ending with the 80.7% in the 25th year after the defined WARRANTY STARTING DATE.****
- 12-year product warranty
- 25-year linear performance warranty

Special 5 busbar design



The unique cell design leads reduction in electrodes resistance, shading area and raise in conversion efficiency. Residual stress distribution can be more even, reducing the micro-cracks risks.

Anti-Glaring glass



Using high quality and low reflective glass, reduce the typical direct light reflection of about 10% on conventional glass down to less than 3%. Especially in sensitive utility project locations like airports, highways along railways or for noise reductions walls. Avoids costs for counter measurements of blending solar modules.

* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details. **WEEE only for EU market.

*** Please refer to Suntech Product Near-coast Installation Manual for details. **** Please refer to Suntech Product Warranty for details.

STP275-20/Wfy

STP270-20/Wfy

STP265-20/Wfy

Electrical Characteristics

STC	STP275-20/Wfy	STP270-20/Wfy	STP265-20/Wfy
Maximum Power at STC (Pmax)	275 W	270 W	265 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	31.2 V	31.1 V	31.0 V
Optimum Operating Current (Imp)	8.82 A	8.69 A	8.56 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.1 V	37.9 V	37.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.27 A	9.15 A	9.02 A
Module Efficiency	16.8%	16.5%	16.2%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C		
Maximum System Voltage	1000 V DC (IEC)		
Maximum Series Fuse Rating	20 A		
Power Tolerance	0/+5 W		

STC: Irradiance 1000 W/m², module temperature 25 °C, AM=1.5;
 Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

NOCT	STP275-20/Wfy	STP270-20/Wfy	STP265-20/Wfy
Maximum Power at NOCT (Pmax)	200.6 W	198 W	194 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	28.5 V	28.4 V	28.3 V
Optimum Operating Current (Imp)	7.05 A	6.97 A	6.86 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.8 V	34.9 V	34.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.5 A	7.42 A	7.32 A

NOCT: Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s;
 Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

Temperature Characteristics

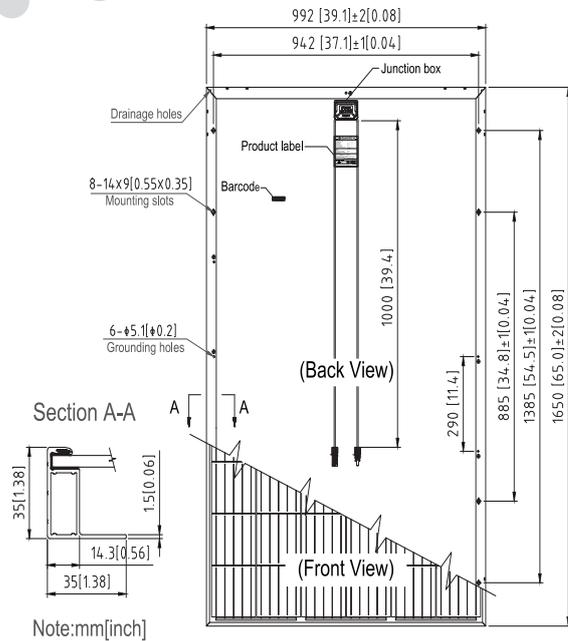
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.41 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.33 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.067 %/°C

Mechanical Characteristics

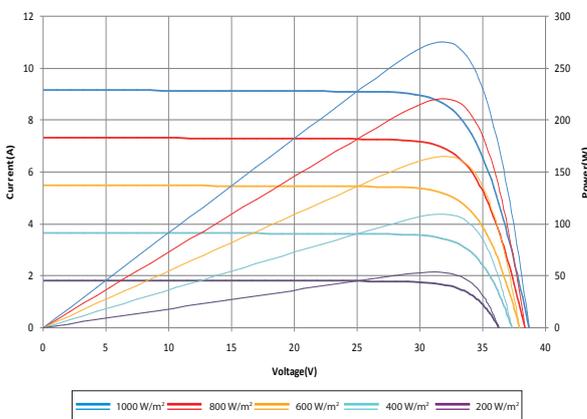
Solar Cell	Polycrystalline silicon 6 inches
No. of Cells	60 (6 × 10)
Dimensions	1650 × 992 × 35mm (64.96 × 39.1 × 1.4 inches)
Weight	18.3 kgs (40.3 lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.13 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	TUV (2Pfg1169:2007) 4.0 mm ² (0.006 inches ²), symmetrical lengths (-) 1000mm (39.4 inches) and (+) 1000 mm (39.4 inches)
Connectors	MC4 compatible

Packing Configuration

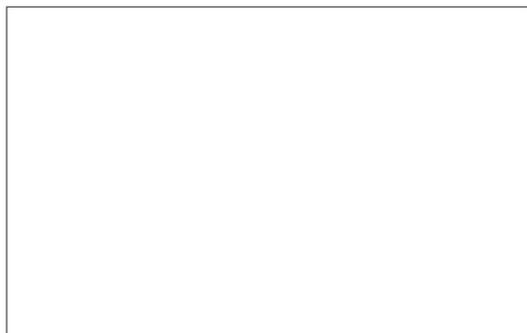
Container	20' GP	40' HC
Pieces per pallet	30	30
Pallets per container	6	28
Pieces per container	180	840



Current-Voltage & Power-Voltage Curve (275-20)



Dealer information



Information on how to install and operate this product is available in the installation instruction. All values indicated in this data sheet are subject to change without prior announcement. The specifications may vary slightly. All specifications are in accordance with standard EN 50380. Color differences of the modules relative to the figures as well as discolorations of/in the modules which do not impair their proper functioning are possible and do not constitute a deviation from the specification.

Site Configuration: Windach



Created **Dec. 22, 2020 3:07 p.m.**
 Updated **Jan. 12, 2021 1:25 p.m.**
 DNI **varies** and peaks at **1,000.0 W/m²**
 Analyze every **1 minute(s)**
0.5 ocular transmission coefficient
0.002 m pupil diameter
0.017 m eye focal length
9.3 mrad sun subtended angle
 Timezone **UTC+1**
 Site Configuration ID: 47397.1215

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

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh
PV Feld Ost	20.0	180.0	219	11,877	-
PV Feld West	20.0	180.0	24	10,932	-

Component Data

PV Array(s)

Name: PV Feld Ost

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 20.0 deg

Orientation: 180.0 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

Approx. area: 13,132 sq-m

Vertex	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	48.065941	11.017009	622.54	2.00	624.54
2	48.067558	11.016896	622.64	2.00	624.64
3	48.067641	11.017722	623.72	2.00	625.72
4	48.067099	11.017953	621.55	2.00	623.55
5	48.066565	11.017969	618.90	2.00	620.90
6	48.066042	11.018044	618.29	2.00	620.29



Name: PV Feld West**Axis tracking:** Fixed (no rotation)**Tilt:** 20.0 deg**Orientation:** 180.0 deg**Rated power:** -**Panel material:** Smooth glass without AR coating**Vary reflectivity with sun position?** Yes**Correlate slope error with surface type?** Yes**Slope error:** 6.55 mrad**Approx. area:** 37,276 sq-m

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.066059	11.012319	623.53	2.00	625.53
2	48.066590	11.012357	626.63	2.00	628.63
3	48.067127	11.012926	623.69	2.00	625.69
4	48.067600	11.013998	622.06	2.00	624.06
5	48.067550	11.015484	621.45	2.00	623.45
6	48.065847	11.015441	622.11	2.00	624.11
7	48.065901	11.013945	621.18	2.00	623.18

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	48.065708	11.011525	624.46	2.00	626.46
OP 2	48.065536	11.014636	622.27	2.00	624.27
OP 3	48.065766	11.017791	620.14	2.00	622.14
OP 4	48.066077	11.019581	619.35	2.00	621.35
OP 5	48.065460	11.024205	625.22	2.00	627.22

PV Array Results

Summary of PV Glare Analysis PV configuration and predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File 
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld Ost	20.0	180.0	219	11,877	-	
PV Feld West	20.0	180.0	24	10,932	-	

Click the name of the PV array to scroll to its results

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

PV Feld Ost potential temporary after-image

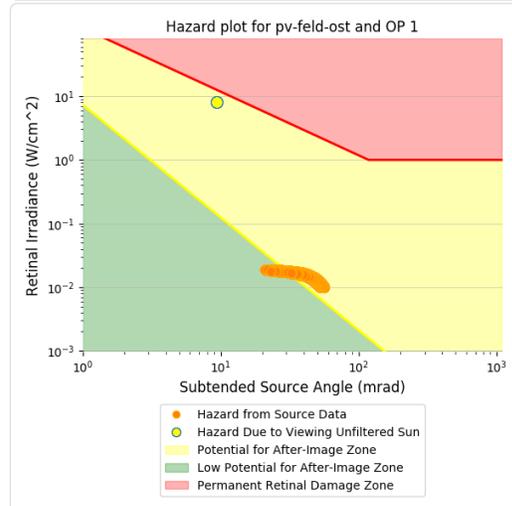
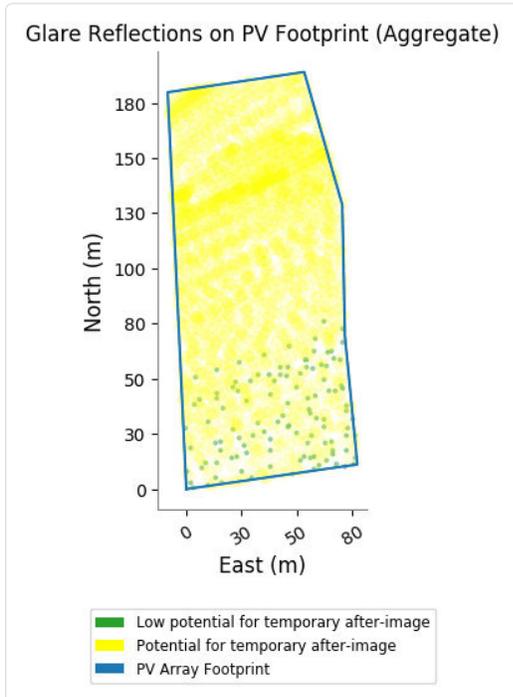
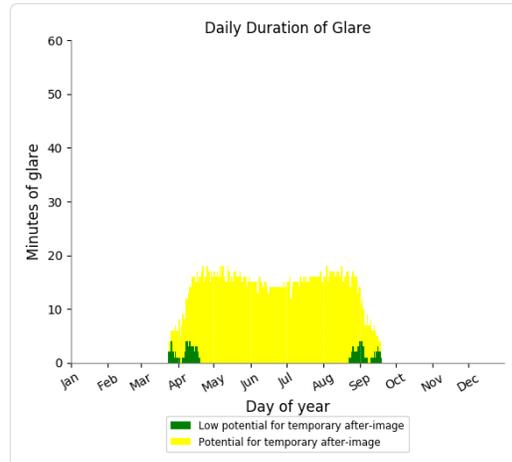
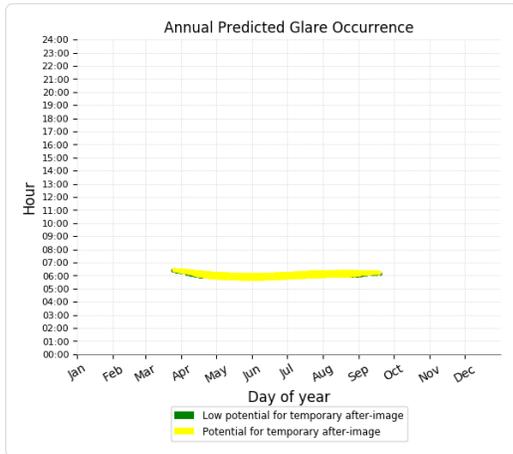


Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	112	2387
OP: OP 2	0	2406
OP: OP 3	0	503
OP: OP 4	0	3072
OP: OP 5	107	3509

PV Feld Ost - OP Receptor (OP 1)

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

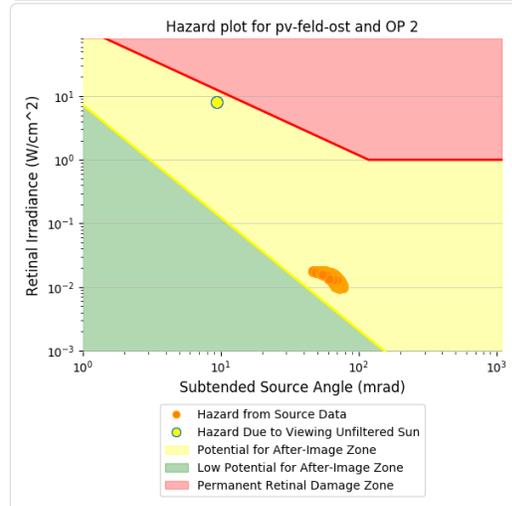
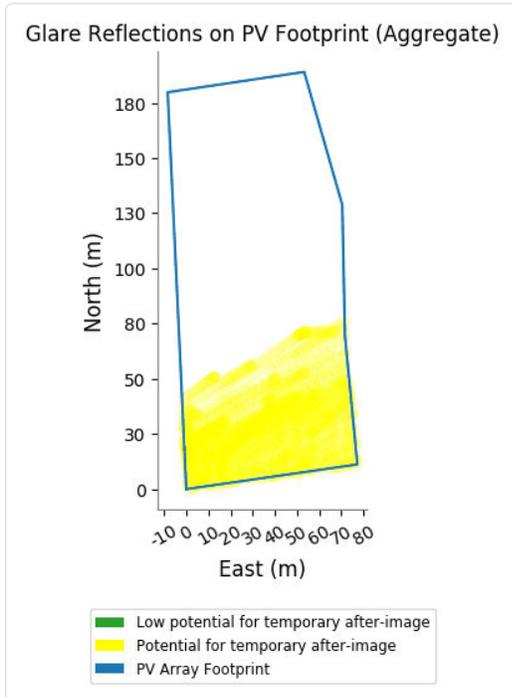
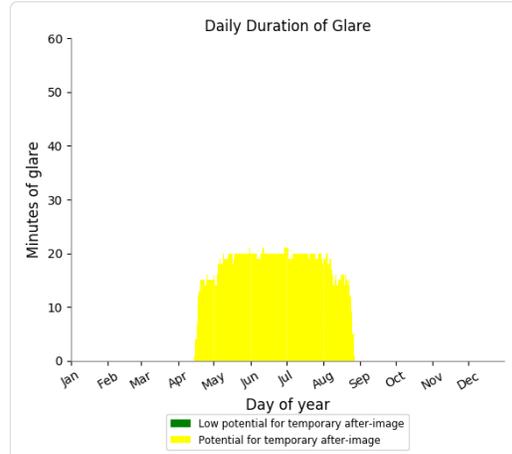
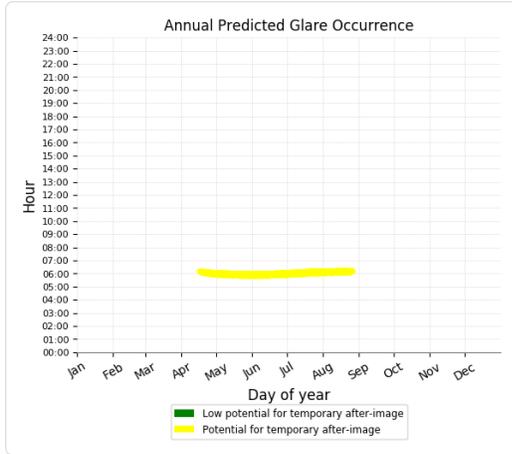
- 112 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,387 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Ost - OP Receptor (OP 2)

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

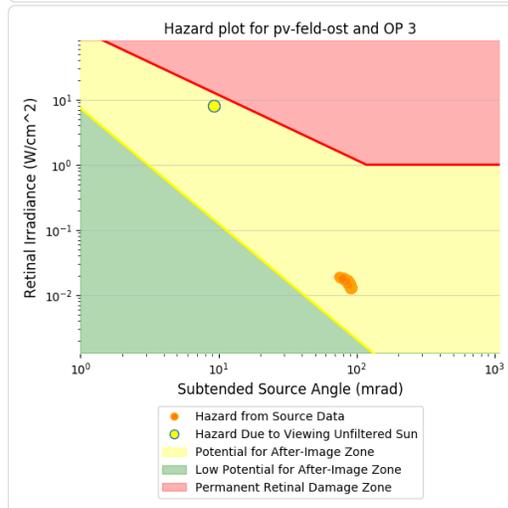
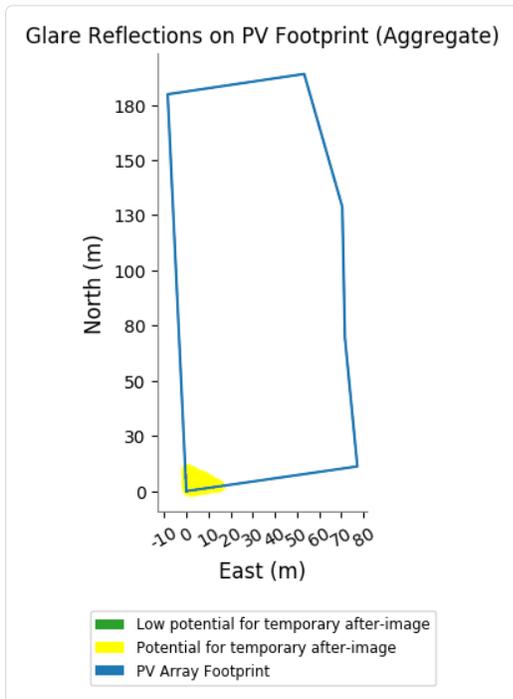
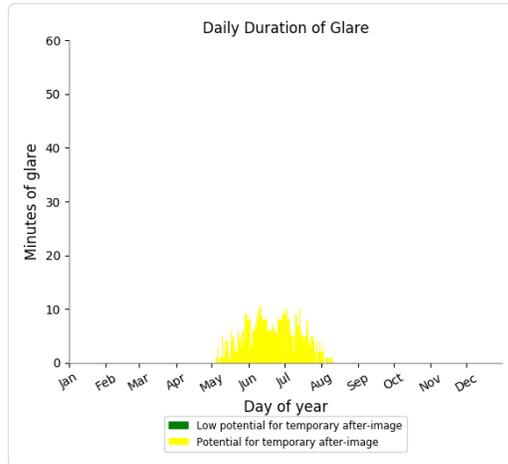
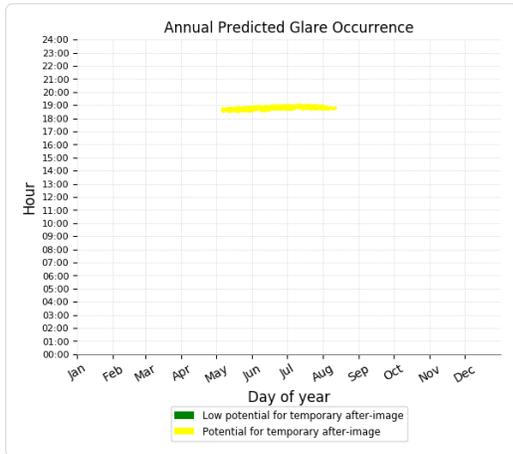
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,406 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Ost - OP Receptor (OP 3)

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

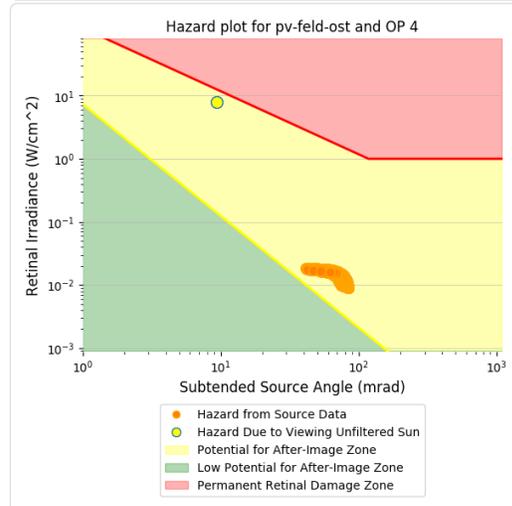
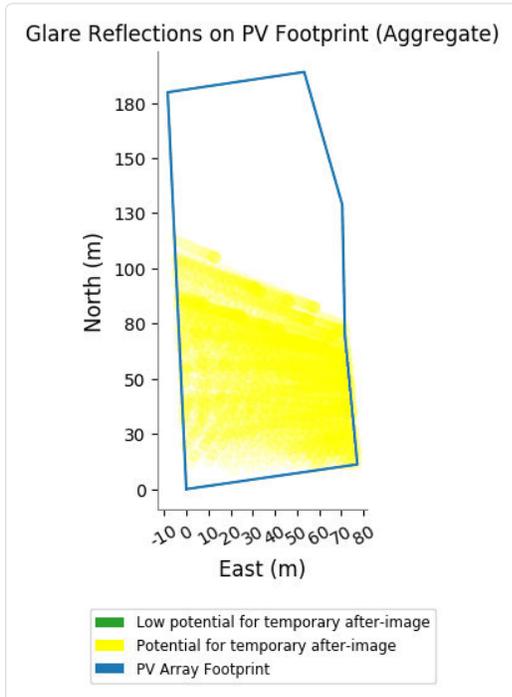
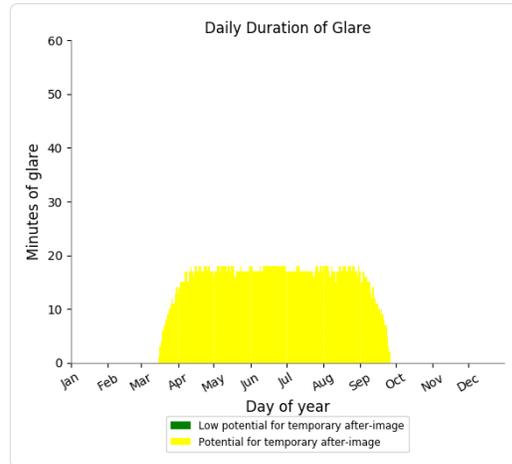
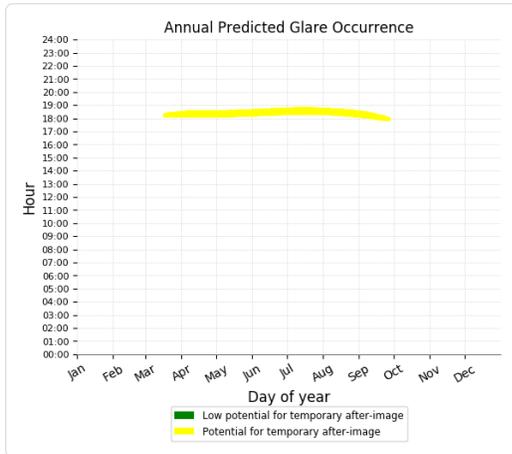
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 503 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Ost - OP Receptor (OP 4)

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

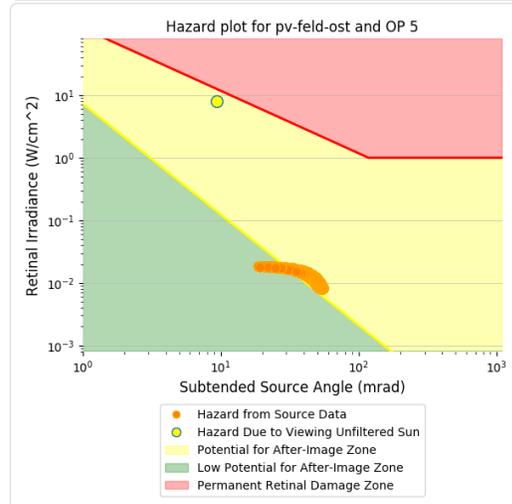
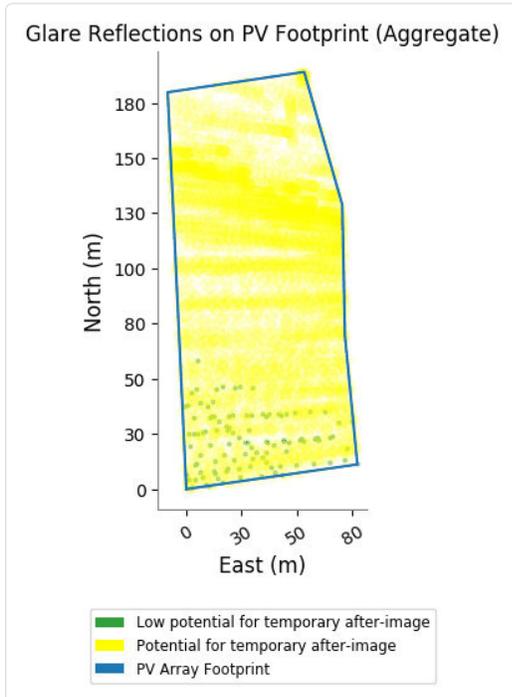
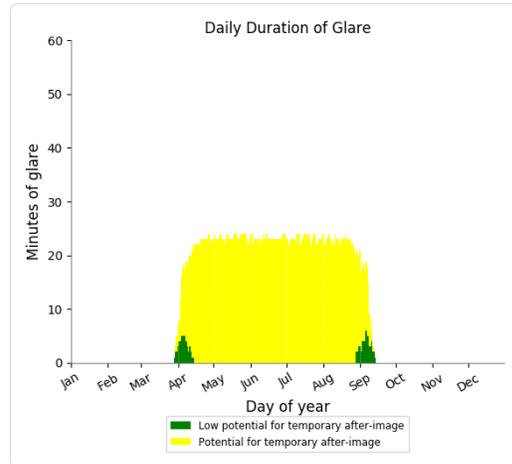
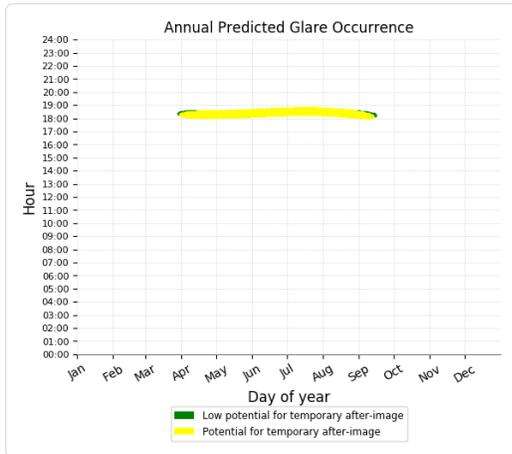
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,072 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld Ost - OP Receptor (OP 5)

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

- 107 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,509 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.





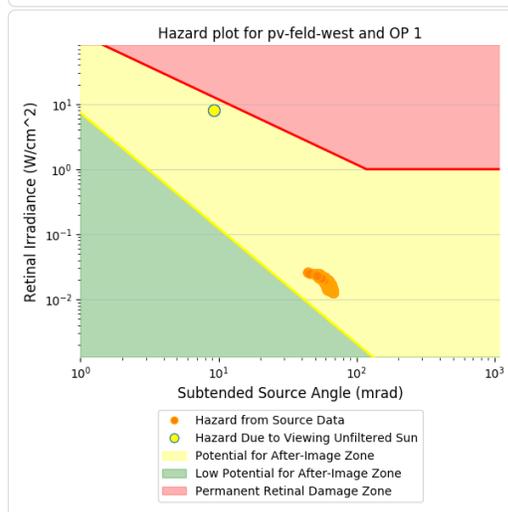
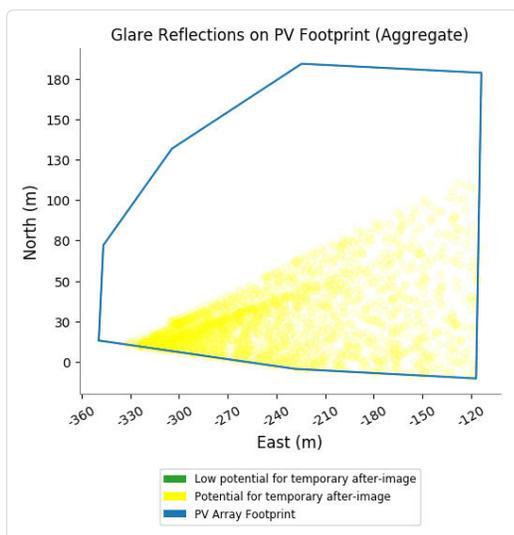
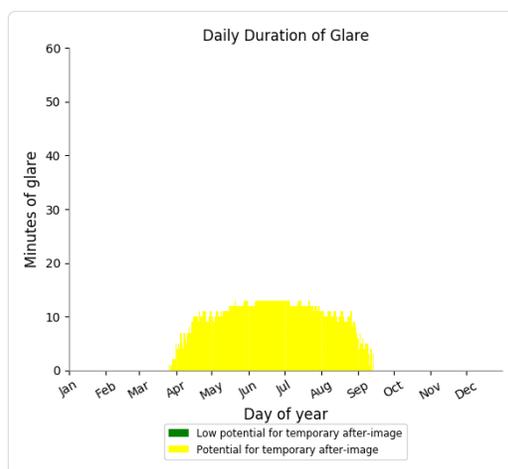
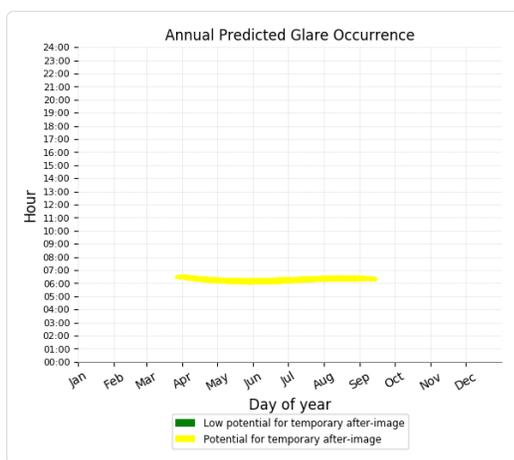
PV Feld West potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	1734
OP: OP 2	0	1424
OP: OP 3	0	3086
OP: OP 4	0	2818
OP: OP 5	24	1870

PV Feld West - OP Receptor (OP 1)

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

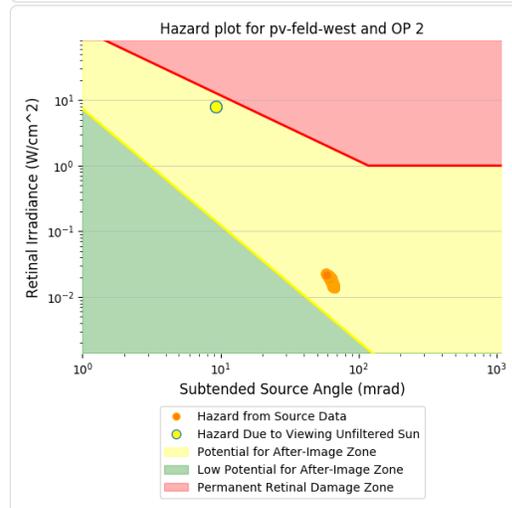
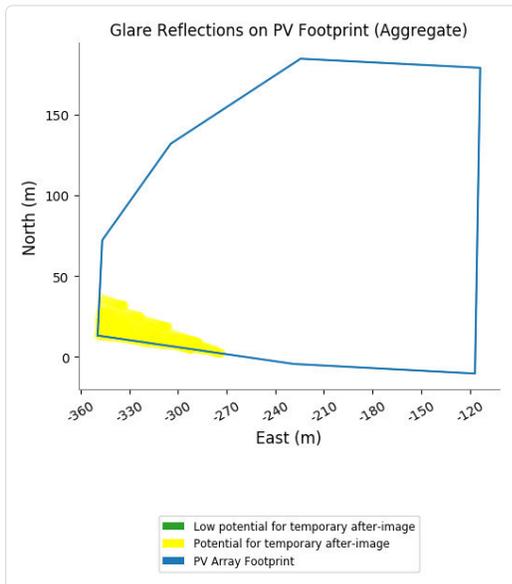
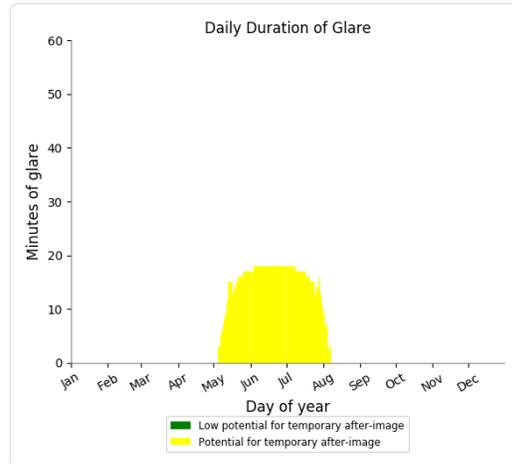
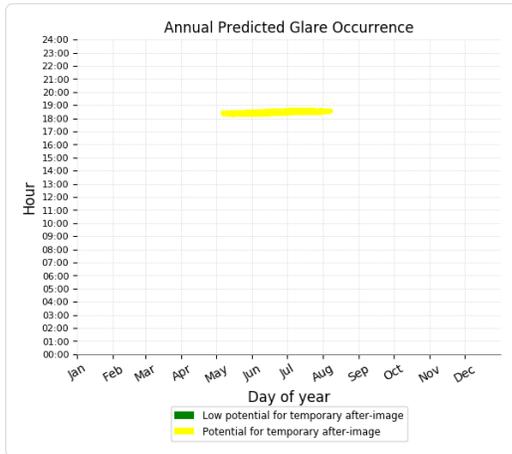
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,734 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld West - OP Receptor (OP 2)

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

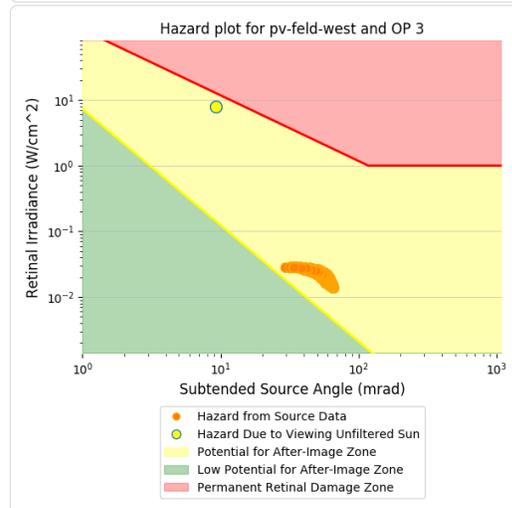
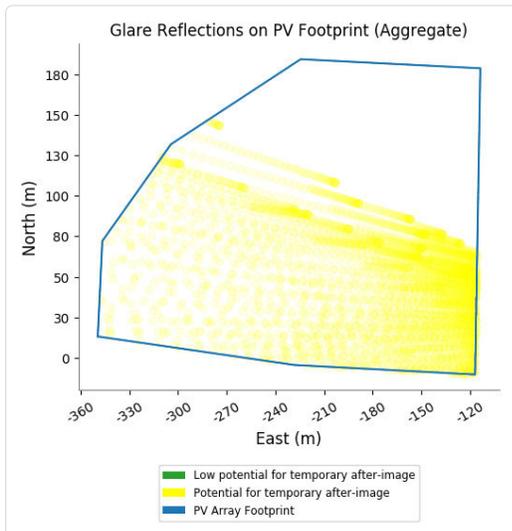
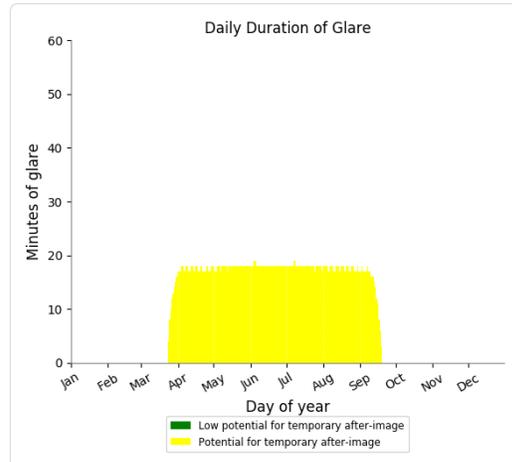
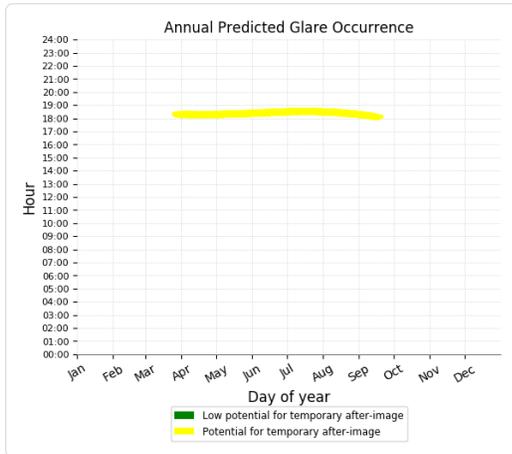
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,424 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld West - OP Receptor (OP 3)

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

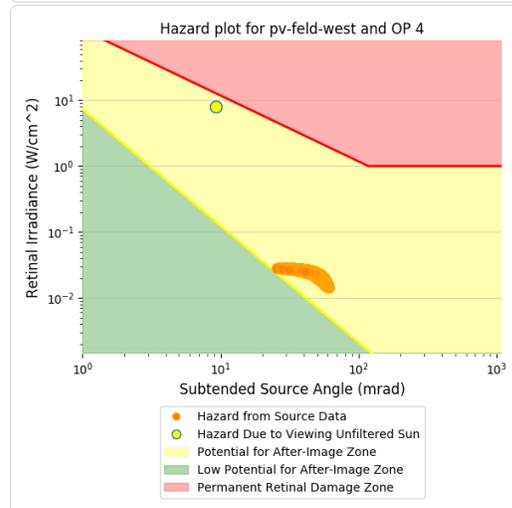
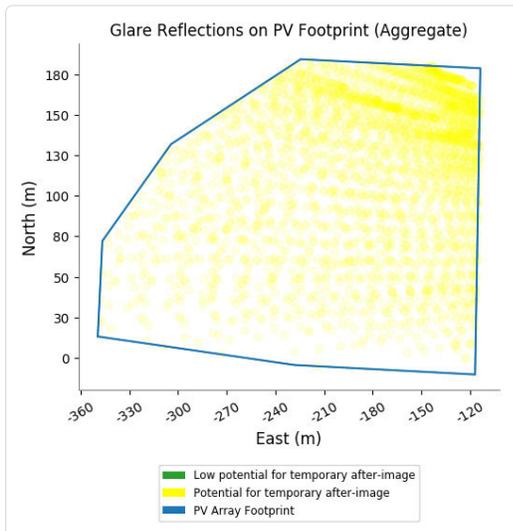
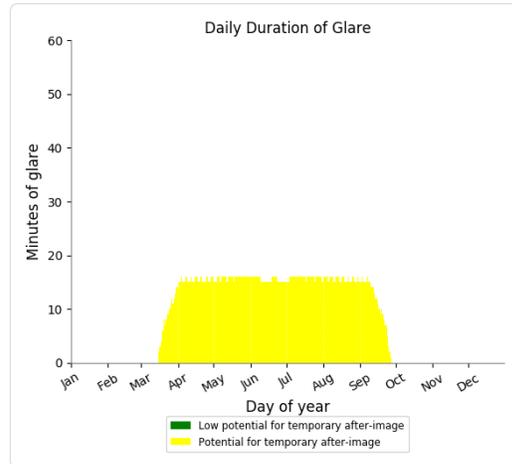
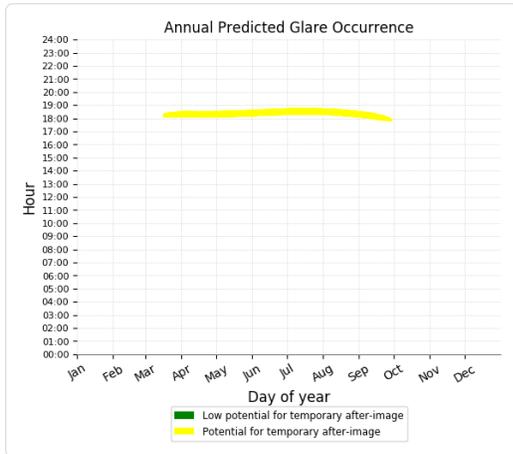
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,086 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld West - OP Receptor (OP 4)

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

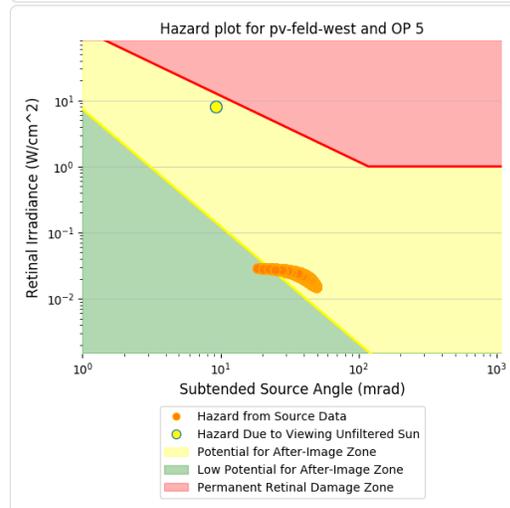
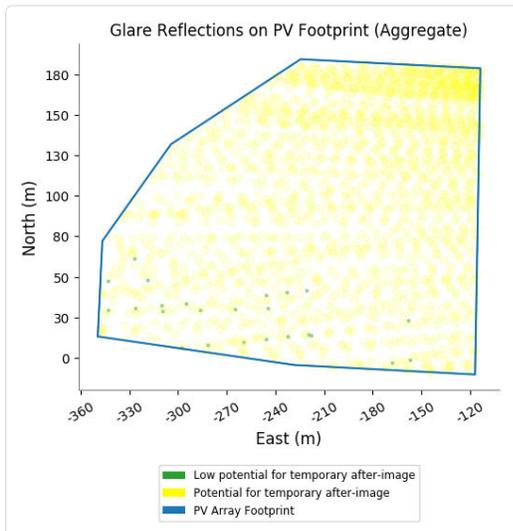
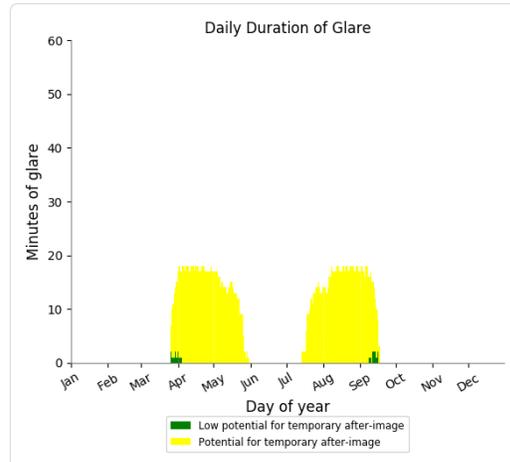
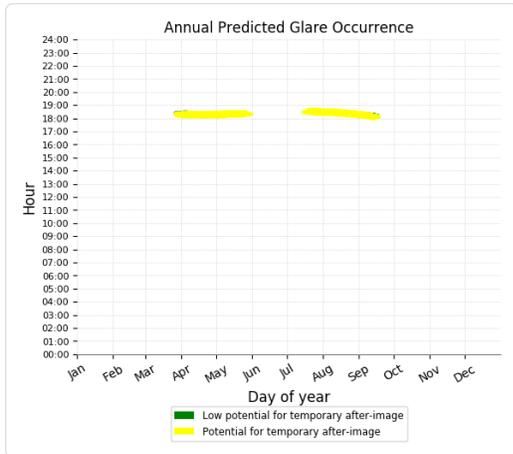
- 0 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,818 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld West - OP Receptor (OP 5)

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

- 24 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,870 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 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 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.
- Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.
- Glare analysis methods used: OP V1, FP V1, Route V1
- Refer to the **Help page** for assumptions and limitations not listed here.

	Cornel Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	Tag	Anzahl		Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste		Messpunkt 2					
																Minuten	Anfang					Ende	Zeit	Letzte Zeit	Zeit	Zeit			
2021-05-05 18:22:00	0,013108	660,3694	2	0,342543	0,020261	0,06033	282,5	10,4	-0,96	0,214	0,181	0,96	-0,28	0,002	5. Mai.	1	18:22	18:22	07.05.2021	04.08.2021	18	1409	18:15	18:41					
2021-05-05 18:26:00	0,013763	653,4364	2	0,37355	0,021863	0,05874	283,3	9,8	-0,959	0,226	0,17	0,959	-0,282	-0,015	6. Mai.	3	18:19	18:26											
2021-05-05 18:28:00	0,014082	649,9491	2	0,390063	0,022707	0,057858	283,6	9,5	-0,959	0,232	0,164	0,959	-0,284	-0,023	7. Mai.	5	18:18	18:27											
2021-05-06 18:19:00	0,012483	666,8187	2	0,316591	0,018909	0,061492	282,2	11,1	-0,959	0,207	0,193	0,959	-0,283	0,015	8. Mai.	5	18:20	18:27											
2021-05-06 18:25:00	0,013535	656,5006	2	0,360529	0,0212	0,059562	283,3	10,2	-0,958	0,226	0,177	0,958	-0,287	-0,01	9. Mai.	7	18:19	18:29											
2021-05-06 18:26:00	0,013698	654,7688	2	0,368408	0,021606	0,059156	283,5	10	-0,958	0,229	0,174	0,958	-0,287	-0,014	10. Mai.	8	18:18	18:29											
2021-05-07 18:18:00	0,012209	669,8148	2	0,305671	0,018338	0,06197	282,2	11,5	-0,958	0,207	0,2	0,958	-0,287	0,02	11. Mai.	9	18:18	18:27											
2021-05-07 18:21:00	0,01274	664,7016	2	0,326196	0,01942	0,061128	282,8	11	-0,957	0,217	0,191	0,957	-0,289	0,007	12. Mai.	11	18:18	18:29											
2021-05-07 18:24:00	0,013249	659,5571	2	0,348061	0,020562	0,060095	283,3	10,5	-0,957	0,226	0,183	0,957	-0,291	-0,005	13. Mai.	12	18:18	18:29											
2021-05-07 18:25:00	0,013479	657,8353	2	0,355662	0,020956	0,059993	283,5	10,4	-0,957	0,229	0,18	0,957	-0,291	-0,009	14. Mai.	15	18:15	18:30											
2021-05-07 18:27:00	0,013733	654,3815	2	0,371353	0,021766	0,058871	283,8	10,1	-0,956	0,235	0,175	0,956	-0,293	-0,017	15. Mai.	15	18:16	18:30											
2021-05-08 18:20:00	0,012475	669,1427	2	0,31502	0,01888	0,061541	282,8	11,4	-0,956	0,217	0,198	0,956	-0,293	0,012	16. Mai.	15	18:16	18:30											
2021-05-08 18:21:00	0,012705	667,4481	2	0,321906	0,019244	0,061491	283	11,2	-0,956	0,22	0,195	0,956	-0,294	0,008	17. Mai.	13	18:16	18:29											
2021-05-08 18:24:00	0,013184	662,3438	2	0,343456	0,020376	0,060338	283,5	10,7	-0,955	0,229	0,186	0,955	-0,295	-0,004	18. Mai.	13	18:16	18:29											
2021-05-08 18:25:00	0,013354	660,6355	2	0,350947	0,020766	0,05998	283,7	10,6	-0,955	0,232	0,184	0,955	-0,296	-0,008	19. Mai.	14	18:16	18:31											
2021-05-08 18:27:00	0,013694	657,2086	2	0,366409	0,021569	0,059236	284	10,3	-0,955	0,238	0,178	0,955	-0,297	-0,017	20. Mai.	15	18:16	18:31											
2021-05-08 18:29:00	0,013974	653,768	2	0,382533	0,0224	0,058209	284,4	9,9	-0,954	0,245	0,173	0,954	-0,298	-0,025	21. Mai.	15	18:16	18:31											
2021-05-09 18:19:00	0,012257	672,1381	2	0,304315	0,01832	0,06225	282,8	11,8	-0,955	0,217	0,204	0,955	-0,297	0,017	22. Mai.	16	18:16	18:31											
2021-05-09 18:20:00	0,012426	670,4536	2	0,310963	0,018674	0,061945	283	11,6	-0,955	0,22	0,201	0,955	-0,298	0,013	23. Mai.	16	18:16	18:31											
2021-05-09 18:21:00	0,01264	668,7656	2	0,317752	0,019033	0,061827	283,1	11,4	-0,954	0,223	0,198	0,954	-0,298	0,009	24. Mai.	16	18:16	18:31											
2021-05-09 18:24:00	0,013118	663,681	2	0,338997	0,020152	0,060683	283,7	10,9	-0,954	0,232	0,19	0,954	-0,3	-0,004	25. Mai.	16	18:16	18:31											
2021-05-09 18:25:00	0,013343	661,9792	2	0,346381	0,020538	0,060572	283,9	10,8	-0,954	0,235	0,187	0,954	-0,301	-0,008	26. Mai.	17	18:16	18:32											
2021-05-09 18:27:00	0,013623	658,5655	2	0,361621	0,021331	0,05958	284,2	10,5	-0,953	0,241	0,182	0,953	-0,302	-0,016	27. Mai.	17	18:16	18:32											
2021-05-09 18:29:00	0,013962	655,1381	2	0,377513	0,022152	0,058811	284,6	10,1	-0,953	0,248	0,176	0,953	-0,303	-0,024	28. Mai.	17	18:16	18:32											
2021-05-10 18:18:00	0,011964	676,5093	2	0,29406	0,017818	0,062455	282,8	12,1	-0,953	0,217	0,21	0,953	-0,301	0,022	29. Mai.	17	18:16	18:32											
2021-05-10 18:19:00	0,012167	674,8414	2	0,300479	0,018162	0,062324	283	12	-0,953	0,22	0,207	0,953	-0,302	0,018	30. Mai.	17	18:17	18:33											
2021-05-10 18:20:00	0,012399	673,1701	2	0,307035	0,018513	0,062311	283,2	11,8	-0,953	0,223	0,204	0,953	-0,302	0,014	31. Mai.	17	18:17	18:33											
2021-05-10 18:21:00	0,012508	671,4953	2	0,313373	0,018869	0,061723	283,3	11,6	-0,953	0,226	0,202	0,953	-0,303	0,009	1. Jun.	17	18:17	18:33											
2021-05-10 18:23:00	0,012854	668,1354	2	0,327549	0,019602	0,061104	283,7	11,3	-0,953	0,232	0,196	0,953	-0,304	0,001	2. Jun.	17	18:17	18:33											
2021-05-10 18:24:00	0,013078	666,4504	2	0,334679	0,019978	0,061006	283,9	11,1	-0,953	0,235	0,193	0,953	-0,304	-0,003	3. Jun.	17	18:17	18:33											
2021-05-10 18:27:00	0,013581	661,3748	2	0,356986	0,021147	0,059904	284,4	10,7	-0,952	0,244	0,185	0,952	-0,306	-0,015	4. Jun.	18	18:17	18:34											
2021-05-10 18:29:00	0,013968	657,9741	2	0,372654	0,021962	0,059934	284,8	10,3	-0,951	0,251	0,179	0,951	-0,307	-0,023	5. Jun.	18	18:18	18:35											
2021-05-11 18:18:00	0,011881	677,8161	2	0,290435	0,017633	0,062655	283	12,3	-0,952	0,22	0,213	0,952	-0,305	0,022	6. Jun.	18	18:18	18:35											
2021-05-11 18:19:00	0,012105	676,1547	2	0,296768	0,017973	0,062627	283,2	12,2	-0,952	0,223	0,211	0,952	-0,306	0,018	7. Jun.	18	18:18	18:35											
2021-05-11 18:20:00	0,012231	674,4898	2	0,303235	0,018319	0,062131	283,3	12	-0,952	0,226	0,208	0,952	-0,306	0,014	8. Jun.	18	18:18	18:35											
2021-05-11 18:21:00	0,012449	672,8216	2	0,309839	0,018672	0,062052	283,5	11,8	-0,952	0,229	0,205	0,952	-0,307	0,01	9. Jun.	18	18:18	18:35											
2021-05-11 18:23:00	0,012804	669,4748	2	0,323469	0,019396	0,061488	283,9	11,5	-0,951	0,235	0,199	0,951	-0,308	0,002	10. Jun.	18	18:18	18:35											
2021-05-11 18:24:00	0,013009	667,7962	2	0,330501	0,019768	0,06131	284,1	11,3	-0,951	0,238	0,197	0,951	-0,309	-0,002	11. Jun.	18	18:19	18:36											
2021-05-11 18:25:00	0,013099	666,1143	2	0,337682	0,020147	0,060616	284,2	11,2	-0,951	0,241	0,194	0,951	-0,309	-0,006	12. Jun.	18	18:19	18:36											
2021-05-11 18:26:00	0,013263	664,429	2	0,345014	0,020532	0,060239	284,4	11	-0,951	0,244	0,191	0,951	-0,31	-0,01	13. Jun.	18	18:19	18:36											
2021-05-11 18:27:00	0,01351	662,7402	2	0,352501	0,020925	0,06021	284,6	10,9	-0,95	0,247	0,188	0,95	-0,311	-0,015	14. Jun.	18	18:19	18:36											
2021-05-12 18:18:00	0,01185	680,4897	2	0,286929	0,017488	0,06297	283,2	12,5	-0,951	0,222	0,217																		

	Cornel		Ocular Hazard #	Reflectivity y	Retinal Irradiance	Subtend d Glare	Sun Azimuth	Sun Altitude	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun	Reflected Sun	Reflected Sun	Tag	Anzahl		Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste		Messpunkt 3	
	Irradiance	(W/m²)														Minuten	Minuten im Zeitraum					Zeit	Letzte Zeit		
2021-05-05 18:40:00	0,019277	628,7061	2	0,505078	0,018011	0,079147	285,8	7,5	-0,954	0,269	0,131	0,954	-0,291	-0,073	17. Mai.	3	18:35	18:38	27.05.2021	27.05.2021	5	5	18:38	18:47	
2021-05-06 18:34:00	0,018443	640,7579	2	0,435774	0,015837	0,085004	284,9	8,7	-0,955	0,254	0,151	0,955	-0,292	-0,047	18. Mai.	2	18:35	18:37	29.05.2021	02.06.2021	9	42	18:37	18:51	
2021-05-06 18:39:00	0,019151	631,9116	2	0,486818	0,017448	0,080924	285,8	7,9	-0,953	0,269	0,137	0,953	-0,295	-0,068	19. Mai.	2	18:35	18:37	05.06.2021	08.07.2021	11	254	18:38	18:58	
2021-05-06 18:43:00	0,019138	624,7746	2	0,531791	0,018845	0,075379	286,5	7,3	-0,951	0,282	0,126	0,951	-0,297	-0,084	20. Mai.	1	18:42	18:42	10.07.2021	16.07.2021	10	49	18:46	18:59	
2021-05-08 18:41:00	0,019376	632,8091	2	0,49441	0,017745	0,080557	286,5	8	-0,949	0,282	0,139	0,949	-0,305	-0,074	21. Mai.	2	18:38	18:43	20.07.2021	20.07.2021	6	6	18:46	18:54	
2021-05-09 18:44:00	0,019256	628,9733	2	0,520771	0,018578	0,076852	287,3	7,7	-0,946	0,294	0,134	0,946	-0,312	-0,086	22. Mai.	1	18:41	18:41							
2021-05-10 18:35:00	0,018498	647,6592	2	0,421408	0,01548	0,086747	285,8	9,4	-0,949	0,269	0,163	0,949	-0,311	-0,048	23. Mai.	4	18:36	18:44							
2021-05-10 18:36:00	0,018488	645,9337	2	0,430802	0,015783	0,085404	286	9,2	-0,949	0,272	0,16	0,949	-0,311	-0,052	24. Mai.	3	18:38	18:42							
2021-05-10 18:40:00	0,01911	638,9988	2	0,470451	0,01705	0,082378	286,7	8,6	-0,947	0,285	0,149	0,947	-0,314	-0,069	25. Mai.	3	18:43	18:46							
2021-05-10 18:45:00	0,019261	630,2567	2	0,525008	0,018767	0,076141	287,6	7,8	-0,944	0,3	0,135	0,944	-0,317	-0,089	26. Mai.	2	18:39	18:43							
2021-05-10 18:46:00	0,019211	628,4985	2	0,536631	0,019129	0,074562	287,8	7,6	-0,944	0,303	0,132	0,944	-0,317	-0,093	27. Mai.	5	18:38	18:47							
2021-05-11 18:39:00	0,018865	642,1823	2	0,454097	0,01654	0,083584	286,7	8,9	-0,946	0,284	0,155	0,946	-0,318	-0,064	28. Mai.	4	18:38	18:49							
2021-05-12 18:34:00	0,018121	653,6773	2	0,401546	0,014887	0,087977	286	9,9	-0,947	0,272	0,172	0,947	-0,319	-0,043	29. Mai.	9	18:37	18:49							
2021-05-12 18:40:00	0,019253	643,4145	2	0,458114	0,016718	0,084247	287,1	9	-0,944	0,29	0,156	0,944	-0,322	-0,067	30. Mai.	9	18:38	18:49							
2021-05-12 18:44:00	0,01966	636,5075	2	0,500037	0,018052	0,080376	287,8	8,3	-0,942	0,302	0,149	0,942	-0,325	-0,083	31. Mai.	8	18:38	18:51							
2021-05-12 18:46:00	0,019534	633,0347	2	0,522368	0,018755	0,077202	288,2	8	-0,941	0,308	0,135	0,941	-0,326	-0,092	1. Jun.	8	18:41	18:51							
2021-05-13 18:36:00	0,018368	651,702	2	0,414285	0,015313	0,086997	286,5	9,8	-0,945	0,281	0,17	0,945	-0,324	-0,05	2. Jun.	8	18:41	18:51							
2021-05-13 18:45:00	0,01963	636,2648	2	0,50447	0,018205	0,079674	288,1	8,4	-0,94	0,308	0,145	0,94	-0,329	-0,087	3. Jun.	3	18:45	18:51							
2021-05-14 18:41:00	0,019435	644,6317	2	0,466537	0,017058	0,083513	287,8	9	-0,94	0,302	0,157	0,94	-0,332	-0,074	4. Jun.	4	18:44	18:51							
2021-05-14 18:43:00	0,019688	641,2047	2	0,487343	0,017724	0,081759	288,1	8,7	-0,939	0,308	0,151	0,939	-0,333	-0,082	5. Jun.	6	18:44	18:51							
2021-05-14 18:44:00	0,019448	639,4863	2	0,49808	0,018066	0,079557	288,3	8,5	-0,939	0,311	0,148	0,939	-0,333	-0,086	6. Jun.	6	18:45	18:52							
2021-05-14 18:46:00	0,019488	636,0401	2	0,520243	0,018768	0,076984	288,7	8,2	-0,938	0,317	0,143	0,938	-0,335	-0,094	7. Jun.	7	18:40	18:52							
2021-05-15 18:40:00	0,019099	649,2832	2	0,450858	0,016603	0,084166	287,8	9,4	-0,94	0,301	0,163	0,94	-0,335	-0,069	8. Jun.	9	18:38	18:52							
2021-05-15 18:46:00	0,019586	639,0624	2	0,513768	0,018622	0,077902	288,8	8,4	-0,936	0,319	0,146	0,936	-0,339	-0,093	9. Jun.	8	18:38	18:50							
2021-05-16 18:42:00	0,019	647,3754	2	0,455261	0,016716	0,083347	288,1	9,4	-0,938	0,307	0,163	0,938	-0,34	-0,072	10. Jun.	10	18:38	18:53							
2021-05-17 18:35:00	0,017888	660,6004	2	0,386247	0,014472	0,088995	287	10,7	-0,94	0,288	0,185	0,94	-0,339	-0,043	11. Jun.	11	18:39	18:54							
2021-05-17 18:37:00	0,018211	657,2647	2	0,403491	0,015042	0,087621	287,4	10,3	-0,939	0,294	0,179	0,939	-0,341	-0,051	12. Jun.	9	18:42	18:54							
2021-05-17 18:38:00	0,018355	655,592	2	0,412389	0,015334	0,086859	287,6	10,2	-0,938	0,297	0,177	0,938	-0,341	-0,055	13. Jun.	8	18:42	18:54							
2021-05-17 18:40:00	0,018609	652,237	2	0,43076	0,015935	0,085193	287,9	9,9	-0,937	0,303	0,171	0,937	-0,342	-0,063	14. Jun.	8	18:42	18:54							
2021-05-17 18:45:00	0,019756	643,7933	2	0,480214	0,017535	0,08274	288,8	9,1	-0,935	0,318	0,158	0,935	-0,345	-0,084	15. Jun.	8	18:42	18:54							
2021-05-17 18:47:00	0,019679	640,3937	2	0,501493	0,018215	0,07981	289,2	8,8	-0,934	0,324	0,152	0,934	-0,346	-0,092	16. Jun.	8	18:43	18:55							
2021-05-18 18:35:00	0,01748	662,0552	2	0,381902	0,014341	0,088073	287,2	10,8	-0,938	0,29	0,188	0,938	-0,343	-0,042	17. Jun.	6	18:43	18:55							
2021-05-18 18:37:00	0,018221	658,7326	2	0,39893	0,014905	0,088264	287,5	10,5	-0,938	0,296	0,182	0,938	-0,344	-0,051	18. Jun.	6	18:43	18:55							
2021-05-18 18:41:00	0,018789	652,0487	2	0,435215	0,016096	0,085169	288,2	9,9	-0,936	0,308	0,171	0,936	-0,347	-0,067	19. Jun.	6	18:43	18:55							
2021-05-18 18:46:00	0,019391	643,622	2	0,485072	0,017708	0,08076	289,1	9,1	-0,933	0,324	0,158	0,933	-0,349	-0,087	20. Jun.	6	18:44	18:56							
2021-05-19 18:35:00	0,017681	664,9086	2	0,377716	0,014245	0,089272	287,3	10,1	-0,937	0,293	0,191	0,937	-0,347	-0,042	21. Jun.	7	18:44	18:56							
2021-05-19 18:37:00	0,018035	661,6118	2	0,394536	0,014805	0,088031	287,7	10,7	-0,936	0,299	0,185	0,936	-0,348	-0,05	22. Jun.	6	18:44	18:56							
2021-05-19 18:43:00	0,019246	651,6444	2	0,449454	0,016612	0,084656	288,7	9,7	-0,933	0,317	0,169	0,933	-0,351	-0,074	23. Jun.	6	18:44	18:56							
2021-05-19 18:45:00	0,019653	648,2966	2	0,469347	0,017258	0,083475	289,1	9,4	-0,932	0,323	0,163	0,932	-0,352	-0,082	24. Jun.	6	18:44	18:56							
2021-05-19 18:48:00	0,019783	643,2513	2	0,500789	0,018271	0,079966	289,6	8,9	-0,93	0,332	0,155	0,93	-0,354	-0,094	25. Jun.	5	18:45	18:57							
2021-05-20 18:42:00	0,018991	654,8184	2	0,435041	0,016157	0,085632	288,7	10	-0,933	0,316	0,174	0,933	-0,354	-0,069	26. Jun.	8	18:45	18:57							
2021-05-20 18:46:00	0,01963	648,1489	2	0,474353	0,017438	0,08268	289,4	9,4	-0,93	0,328	0,163	0,93	-0,356	-0,086	27. Jun.	8	18:45	18:57							
2021-05-20 18:48:00	0,0199	644,7953	2	0,495272	0,018113	0,080991	289,8	9,1	-0,929	0,334	0,158	0,929	-0,358	-0,094	28. Jun.	8	18:45	18:57							
2021-05-21 18:38:00	0,018294	662,9221	2	0,394714	0,014841	0,088814	288,2	10,8	-0,933	0,306	0,188	0,933	-0,355	-0,053	29. Jun.	8	18:45	18:57							
2021-05-21 18:43:00	0,01914	654,6731	2	0,43986	0,016333	0,085431	289	10	-0,931	0,321	0,174	0,931	-0,358	-0,073	30. Jun.	9	18:46	18:58							
2021-05-22 18:41:00	0,018768	659,4922	2	0,416926	0,015595	0,087222	288,8	10,5	-0,931	0,317	0,182	0,928	-0,36	-0,064	1. Jul.	10	18:43	18:58							
2021-05-22 18:46:00	0,019791	651,2285	2	0,464436	0,017155	0,084367	289,7	9,7	-0,928	0,332	0,169	0,928	-0,363	-0,084	2. Jul.	9	18:43	18:58							
2021-05-23 18:36:00	0,017511	669,16	2	0,370457	0,01406	0,089495	288,1	11,4	-0,932	0,304	0,198	0,932	-0,361	-0,043	3. Jul.	10	18:43	18:58							
2021-05-23 18:39:00	0,018114	664,2781	2	0,395324	0,014894	0,08792	288,6	11	-0,93	0,313	0,19	0,93	-0,362	-0,056	4. Jul.	8	18:43	18:55							
2021-05-23 18:41:00	0,018694	661,0077	2	0,412789	0,01547																				