

siehe auch Ergänzung
in Anhang 1a
und in Anhang 1b

SolPEG Blendgutachten

Solarpark Michelfeld

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Michelfeld in Unterfranken (Bayern)**

SolPEG GmbH
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	Technische Parameter der PV Anlage	9
3.4	Berechnung der Blendwirkung	10
3.5	Standorte für die Analyse	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	12
4	Ergebnisse	15
4.1	Ergebnisübersicht	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P1, St2420 Südwest	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P2, St2420 Süd / Kreisverkehr	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P1, St2420 Ost.....	19
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude MAS-Metallverarbeitung	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	22
6	Schlussbemerkung	22
7	Anhang.....	23 - 34

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Michelfeld

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Dienstleister im Bereich Photovoltaik ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Michelfeld“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Straße St2420 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“ (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. Lichtleitlinie¹, 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 Lichtleitlinie 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 „Michelfeld“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der St2420 und ggf. für Anwohner von umliegenden Gebäuden.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Lichtleitlinie 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 Lichtleitlinie werden an entsprechender Stelle wiedergegeben, eine weiterführende Beschreibung von theoretischen Hintergründen u.a. zu Berechnungsformeln kann im Rahmen dieses Dokumentes nicht erfolgen.

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich nordwestlich von Michelfeld in Unterfranken (Bayern). Südlich der Fläche verläuft auf einer Länge von ca. 360 m die Straße St2420. Lt. Planungsunterlagen sind Abstände zur St2420 berücksichtigt. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Ackerfläche nordwestlich von Michelfeld in Unterfranken (Bayern). Die Fläche ist leicht abfallend nach Süden
Koordinaten (Mitte)	49.700°N, 10.170°O, 218 m ü.N.N.
Grenzlänge entlang St2420	ca. 360 m
Abstand (PV Module) zum Fahrbahnrand	ca. 30 m – 50 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 140 m (kürzeste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

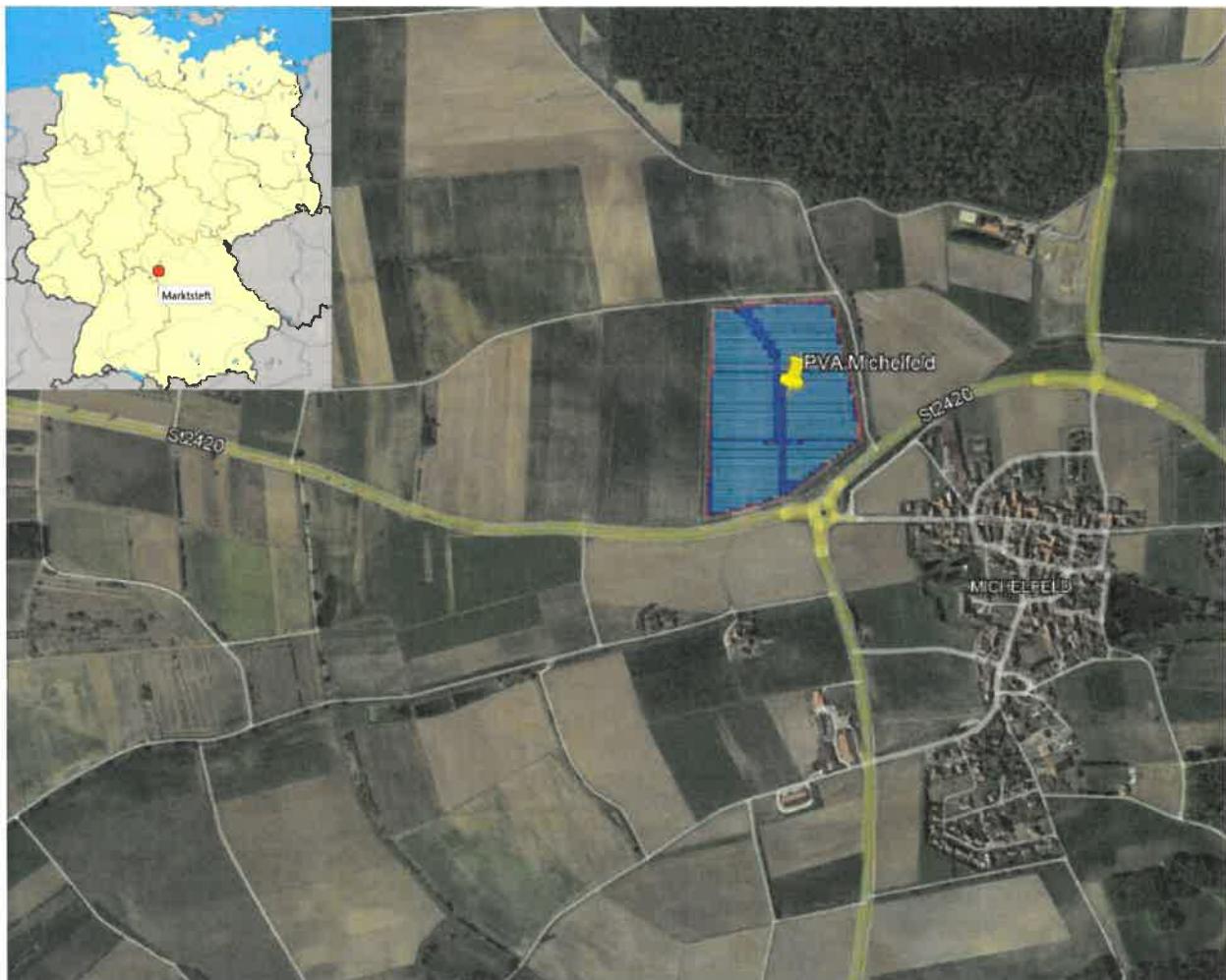


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



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

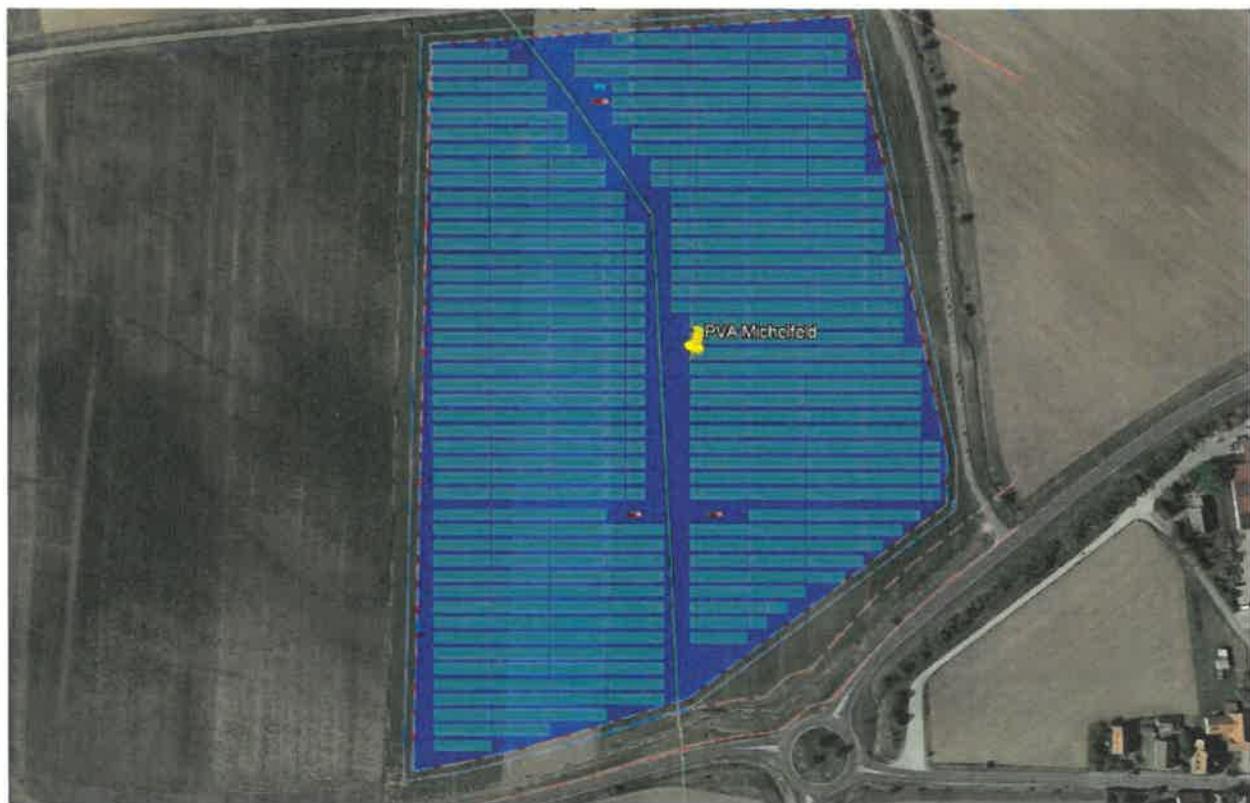


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

2.2 Umliegende Gebäude

Nicht alle wahrnehmbaren Reflexionen haben eine Blendwirkung zur Folge. In der Lichtleitlinie (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 und die relevante Umgebung. Gemäß Reflexionsgesetz könnten die Gebäude östlich der PV Anlage von potentiellen Reflexionen erreicht werden aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten ist nicht mit Beeinträchtigungen zu rechnen. Die Standorte werden dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung der PV Anlage sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.



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 Lichtleitlinie 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:

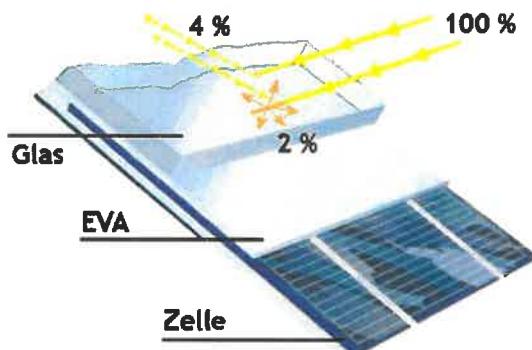


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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

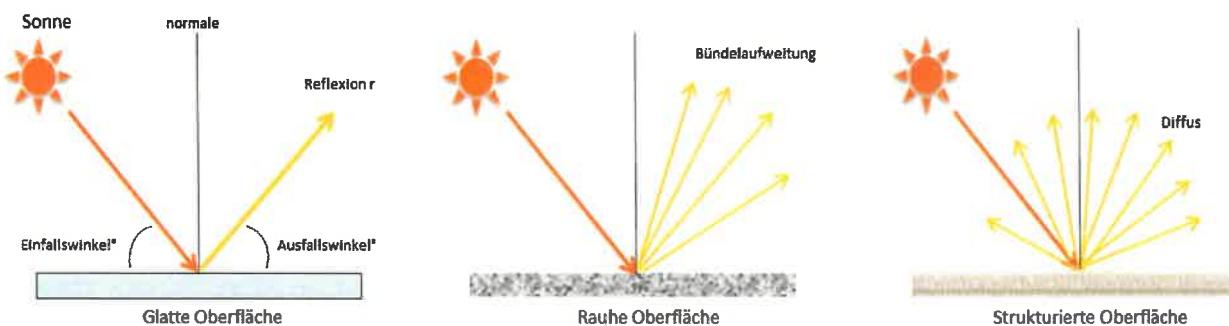


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Jolywood 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 Properties	
Cell Type	182.00mm*91.00mm
Number of Cells	144pcs(12*12)
Dimension	2285mm*1134mm*30mm
Weight	33.5kg
Front /Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP68 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm ² , 300mm

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 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 einfachen 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.

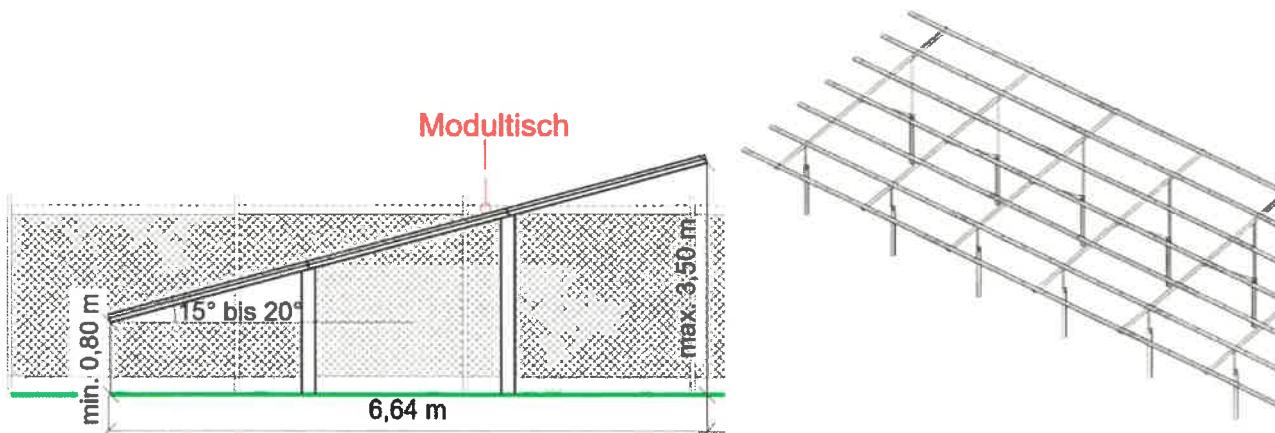


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV Modul	Jolywood Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander (3P)
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. 0,8 m, max. 3,5 m
Anzahl Messpunkte gesamt	4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Höhe Messpunkte	2 m über Boden
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer ²	Fahrtrichtung +/- 20°

Hinweis:

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

² 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.

3.4 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, Lambertsches Gesetz) sowie den entsprechenden Berechnungsformeln.

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Lichtleitlinie 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:

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

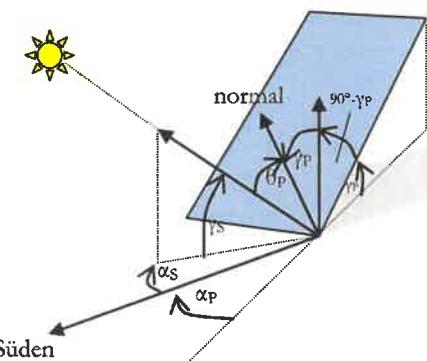


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexionschicht) 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 Lichtleitlinie⁴ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeföhrten 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 Lichtleitlinie 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>

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte (Immissionsorte) 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 Erfahrungswertem sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie 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 Michelfeld wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der St2420 (inkl. Kreisverkehr) sowie 1 Messpunkt im Bereich der umliegenden Gebäude. Weitere Gebäude wurden nicht 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 P1-P4:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte P1–P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Lichtleitlinie

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist in Deutschland die sog. Lichtleitlinie, die erstmals 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst wurde. Die Lichtleitlinie 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 Lichtleitlinie 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 belästigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belästigter 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 Lichtleitlinie 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 Lichtleitlinie 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 Schärfpunktes (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 Fahrrichtung +/- 20° definiert.

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Lichtleitlinie "erfahren Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen. Lediglich bei ausgedehnten Photovoltaik-parks 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 Lichtleitlinie "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 2020 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ von ca. 62,5 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aber auch der Geländeeverlauf 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 Lichtleitlinie 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 Labortories (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.

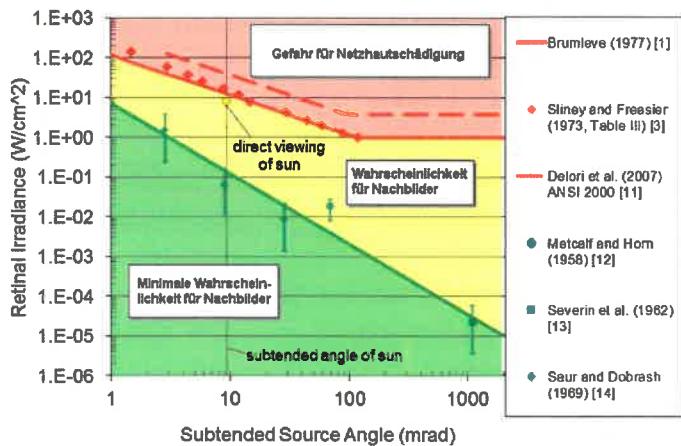


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Labortories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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

⁸ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rccm/int/rccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2020_17.png

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisübersicht

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Michelfeld wird für 4 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 Lichtleitlinie 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 geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

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 Einschränkungen zu verwenden. Details zu den jeweiligen Messpunkten werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 beschrieben.

Tabelle 2: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]

Messpunkt	PV Feld
P1 St2420 Südwest	2692 ^w
P2 St2420 Süd / Kreisverkehr	4961 ^w
P3 St2420 Ost	3827 ^w
P4 Gebäude Michelfeld	4529 ^s

^w Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^s Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

Hinweis:

Die weiteren Ausführungen beziehen sich auf 20° Modulneigung wie in Tabelle 1 beschrieben. Die Simulation wurde auch mit anderen Modulneigungen durchgeführt (u.a. 15°) und es zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leicht abweichende Minutenwerte. Insgesamt sind die Abweichungen allerdings vernachlässigbar und daher kann die PV Anlage mit einer Modulneigung zwischen 15° - 25° realisiert werden.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P1, St2420 Südwest

Am Messpunkt P1 auf der St2420 können theoretisch bei der Fahrt Richtung Osten Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 27. April und dem 16. August in den frühen Morgenstunden zwischen 06:01 - 06:38 Uhr für max. 26 Minuten am Tag aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen mit -18° bis -23° links zur Fahrtrichtung überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$) und sind daher zu vernachlässigen. Auch aufgrund der großen Entfernung von 130 m – 440 m zur Immissionsquelle sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Bei der weiteren Fahrt Richtung Osten verringert sich die Entfernung zur Immissionsquelle aber gleichzeitig vergrößert sich der Einfallswinkel, sodass potentielle Reflexionen weniger relevant werden.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P1 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung sind in der folgenden Skizze die auf Basis der unbereinigten Rohdaten berechneten Reflexionen für den Messpunkt P1 grafisch dargestellt.

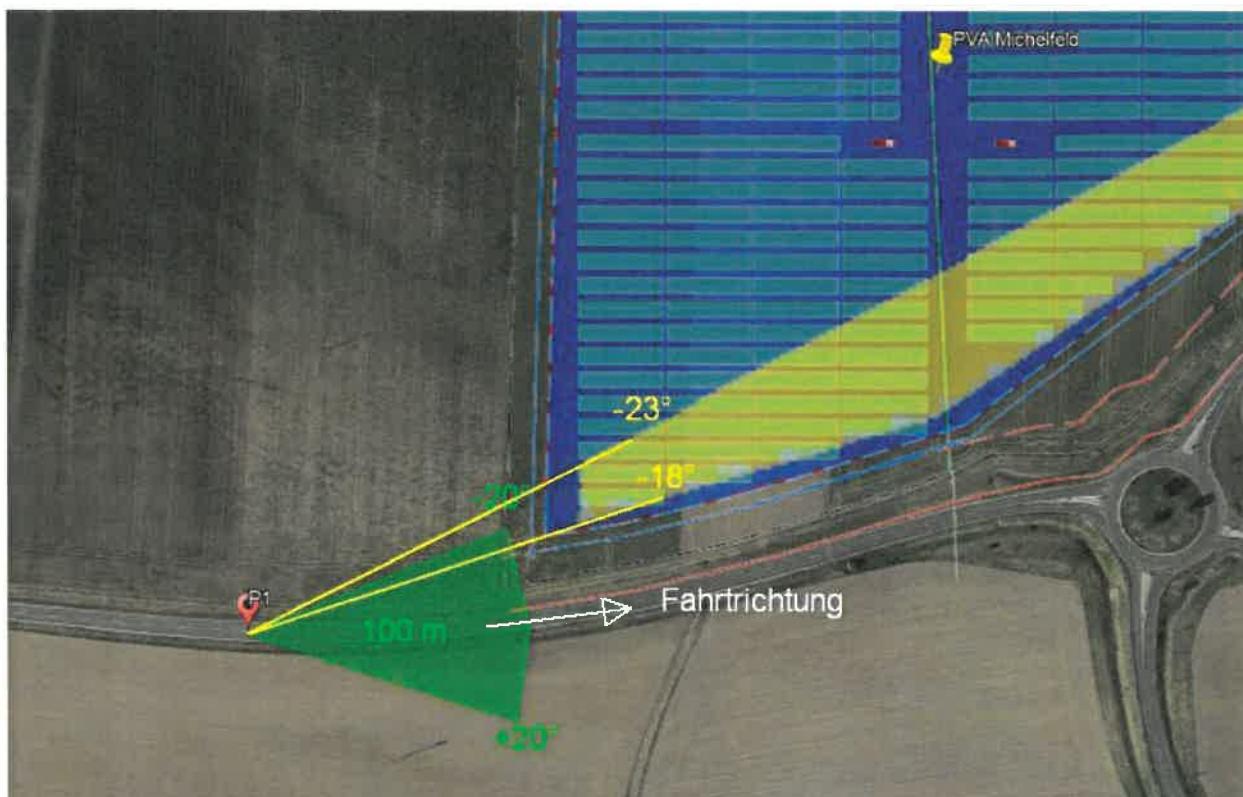


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100m). Im gelb/weiß markierten Bereich können bei der Fahrt Richtung Osten theoretisch früh morgens Reflexionen durch die PV Anlage auftreten.

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt die Situation am Messpunkt P1 am 09. Juni um 06:30 Uhr aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Osten. Der Strahlengang von direktem Licht und auch von Reflexionen ist durch gelbe Pfeile symbolisiert und verdeutlicht, dass in solchen Konstellationen die tief stehende Sonne überwiegend selbst Ursache für potentielle Blendwirkungen darstellt.

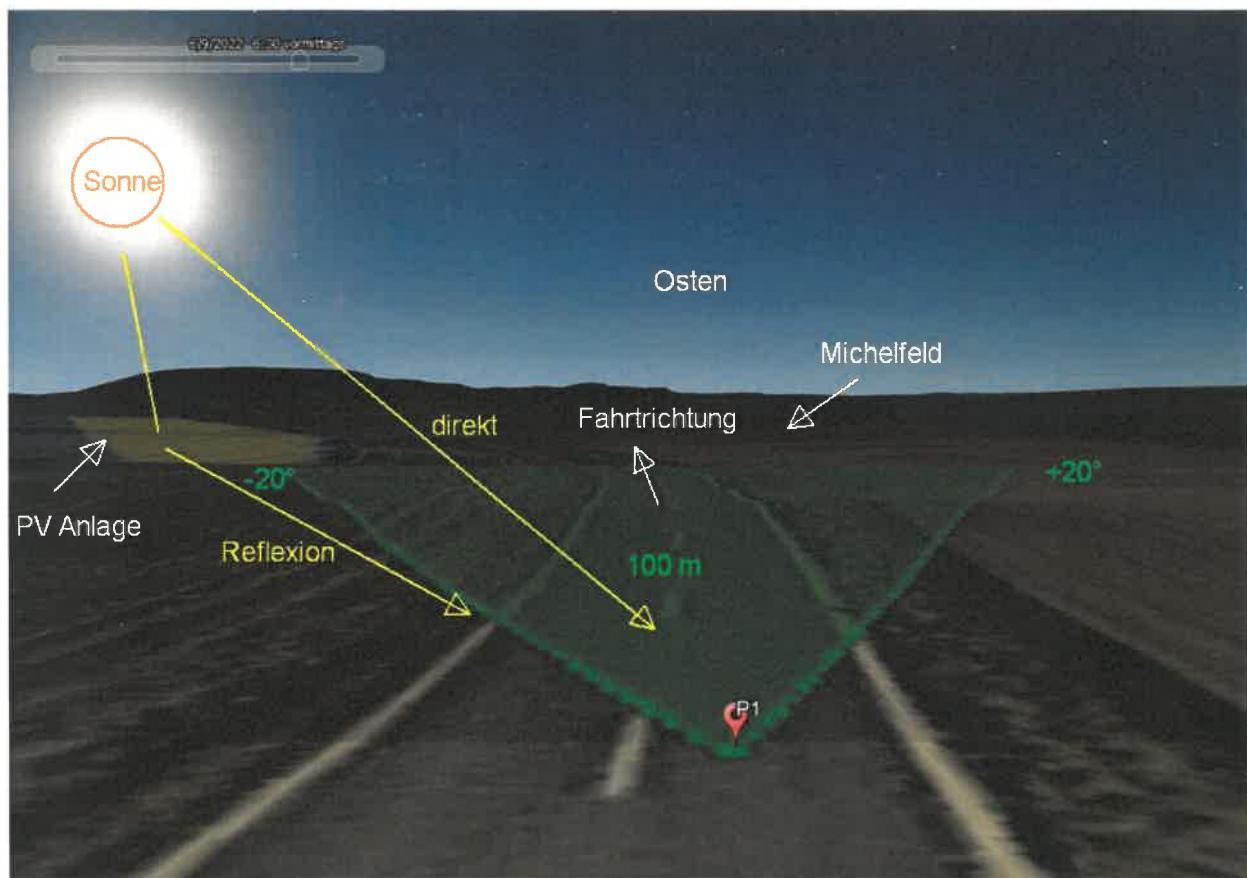


Bild 4.2.2: Simulation am Messpunkt P1, Pseudo 3D (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P2, St2420 Süd / Kreisverkehr

Am Messpunkt P2 auf der St2420 im Bereich des Kreisverkehrs können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können in bestimmten Jahreszeiten zwischen 17:51 – 18:45 Uhr an max. 30 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten.

Generell ist im Bereich eines Kreisverkehrs die Geschwindigkeit reduziert, sodass die Verkehrssicherheit gewährleistet ist und die Verkehrssituation als unbedenklich einzustufen ist. Da beim Einfahren in den Kreisverkehr stets nach links geblickt wird, können nur aus Süden (KT23) kommende Fahrzeugführer potentielle Reflexionen aus Richtung der PV Anlage wahrnehmen. Aufgrund der Entfernung von ca. 105 m – 240 m sind potentielle Reflexionen allerdings zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P2 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P2.

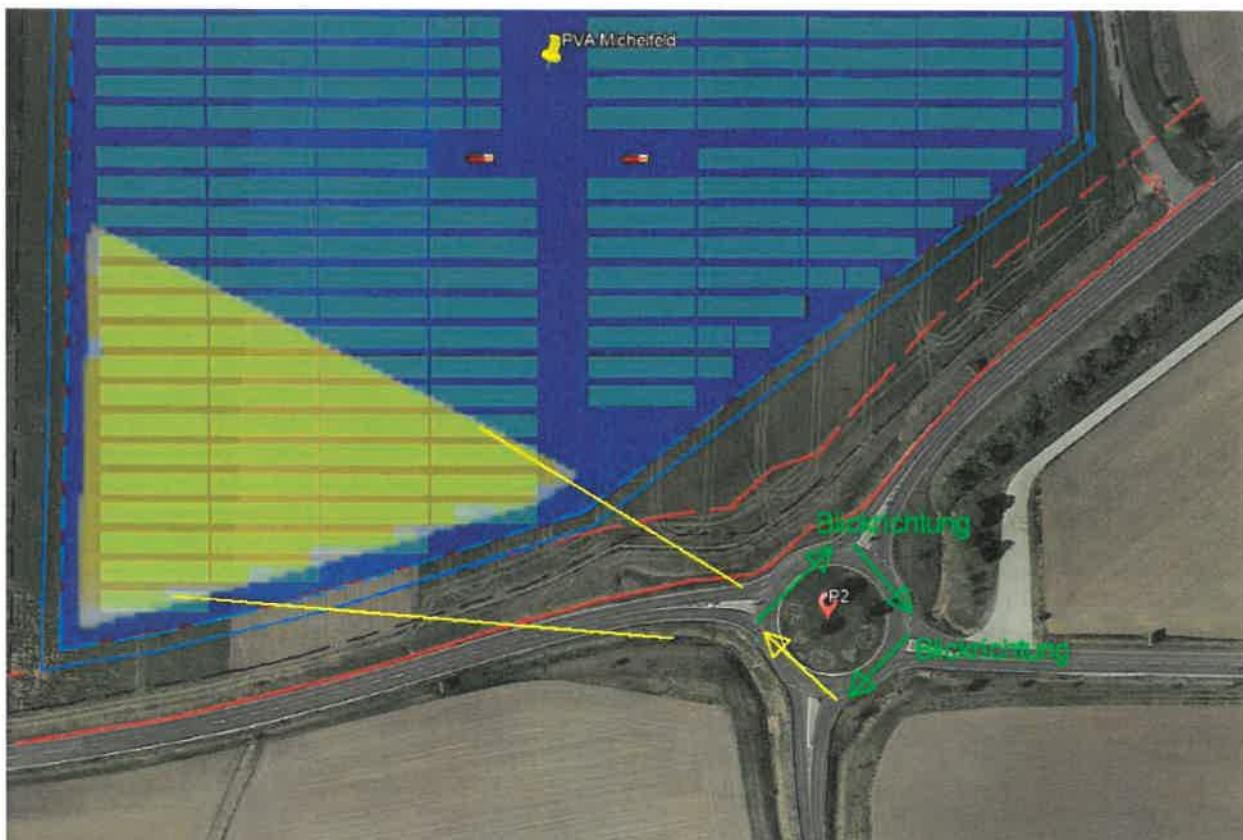


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P3, St2420 Ost

Am Messpunkt P3 auf der St2420 östlich der PV Anlage können theoretisch bei der Fahrt Richtung Südwesten Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 13. März und dem 29. September zwischen 17:49 - 18:45 Uhr für max. 21 Minuten am Tag aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen mit $+41^\circ$ bis $+75^\circ$ rechts (westlich) zur Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung $+/ - 20^\circ$) und sind daher zu vernachlässigen. Auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von 110 m – 410 m sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage im Bereich von Messpunkt P3 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung sind in der folgenden Skizze die auf Basis der unbereinigten Rohdaten berechneten Reflexionen für den Messpunkt P3 grafisch dargestellt.

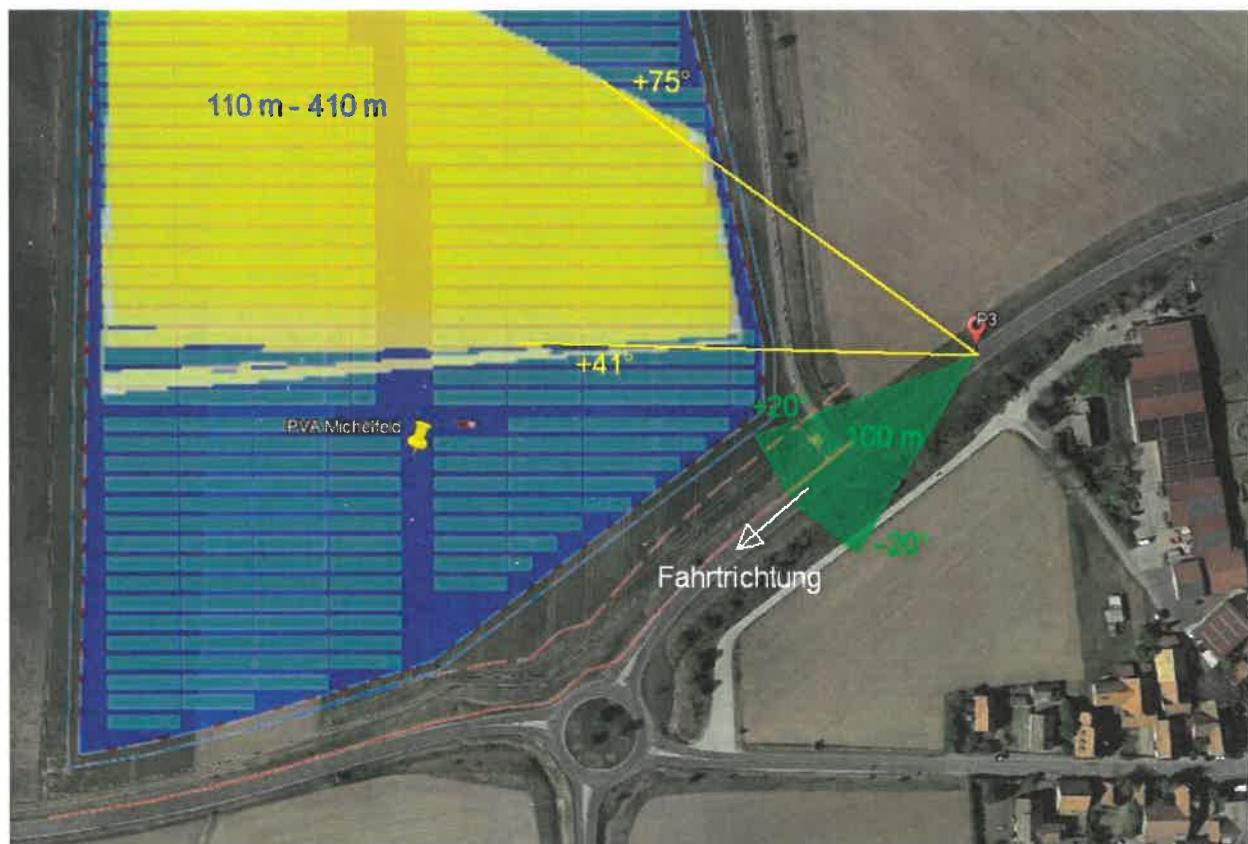


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $+/ - 20^\circ$, ca. 100m). Im gelb/weiß markierten Bereich können bei der Fahrt Richtung Südwesten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese liegen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude MAS-Metallverarbeitung

Messpunkt P4 im Bereich des Betriebsgeländes der MAS-Metallverarbeitung GmbH befindet sich ca. 60 m weiter südlich als der Messpunkt P3 und entsprechend können auch am Messpunkt P4 rein rechnerisch an ähnlichen Zeiten Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 13. März und dem 29. September zwischen 17:49 - 18:45 Uhr für max. 25 Minuten am Tag aus westlicher Richtung auftreten.

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

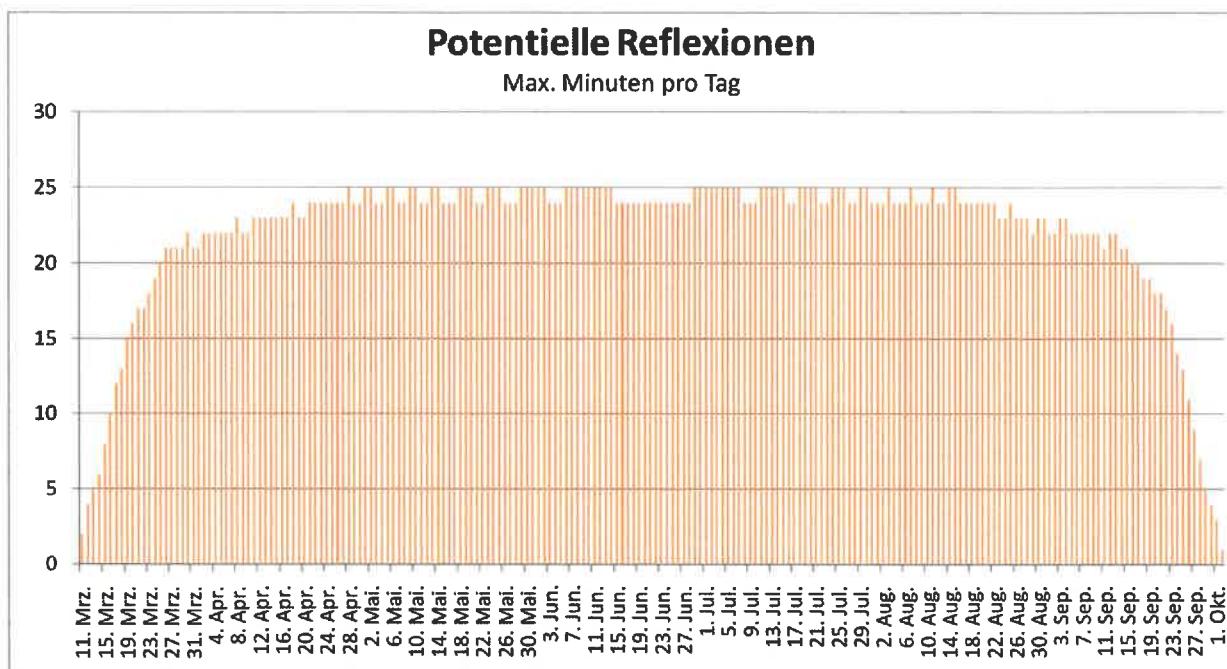


Bild 4.5.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Gesamtsumme von Minuten pro Jahr an denen Reflexionen auftreten können liegt über den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie, die max. Anzahl pro Tag liegt unter den Empfehlungen. Aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von 180 m – 480 m sind potentielle Reflexionen allerdings zu vernachlässigen.

Weiter südlich gelegene Gebäude können aufgrund der Lage kaum von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine nähere Analyse ist daher nicht zweckdienlich.

Zur Veranschaulichung sind in der folgenden Skizze die berechneten Reflexionen für den Messpunkt P4 grafisch dargestellt. Der vorhandene Bewuchs durch Büsche und Bäume sowie die Heck im Bereich des Betriebsgeländes kann als zusätzlicher Sichtschutz gewertet werden.



Bild 4.5.2: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Das folgende Foto zeigt die westliche Fassade der Werkshallen der MAS-Metallverarbeitung GmbH. Überwiegend sind nur im oberen Bereich der Werkstore Fenster vorhanden und im Bereich des Parkplatzes dient eine Hecke als Sichtschutz.



Bild 4.5.2: Fenster der Werkshallen der MAS-Metallverarbeitung GmbH (Quelle: Internetauftritt MAS GmbH, Ausschnitt)

Ein weiterer Aspekt für die Beurteilung von potentiellen Blendwirkungen ist der Umstand, dass in den betreffenden Zeiten der Betrieb bereits geschlossen ist (Betriebszeit 07:00 – 16:00 Uhr).

Demnach kann im Bereich von Messpunkt P4 eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern oder eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie durch Reflexionen durch die PV Anlage mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Michelfeld“ 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 durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage Michelfeld mit dem Einsatz von PV Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung 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 von 15° - 20° errichtet werden.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Der fließende Verkehr auf der St2420 wird durch die PV Anlage nicht beeinträchtigt, da die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen überwiegend deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen. In bestimmten Konstellationen könnten im Bereich des Kreisverkehrs aus Süden (KT23) kommende Fahrzeugführer ggf. Reflexionen durch die PV Anlage wahrnehmen. Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle und aufgrund der verringerten Geschwindigkeit kann eine Beeinträchtigung oder gar Gefährdung durch Reflexionen mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Im Bereich der Gebäude östlich der PV Anlage, u.a. der der MAS-Metallverarbeitung GmbH können theoretisch nur in den Abendstunden Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese würden allerdings außerhalb der offiziellen Öffnungszeiten auftreten und sind daher nicht relevant. Auch aufgrund der örtlichen Gegebenheiten mit Sichtschutz durch Büsche und Bäume kann eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern bzw. schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Weitere Gebäude in der Umgebung sind aufgrund der Lage und/oder Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen.

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 10.06.2022

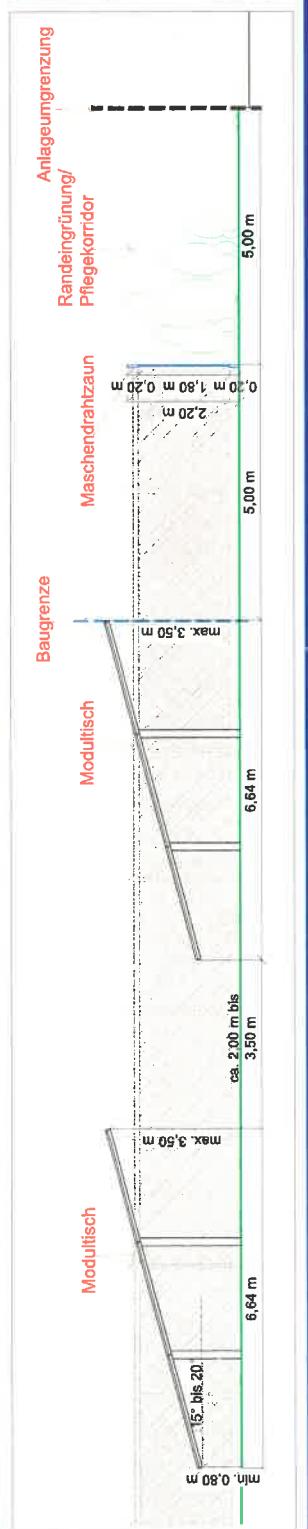

Dieko Jacobs / SolPEG GmbH

⁹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



Projektdaten	- ca. 11,62 ha - ca. 10,08 ha - ca. 9,45 ha
Gesamtfläche	
Umräumt	
Baugrenze	
Anzahl der Modultische/ Module	- 13x27) 261 / 21141 (3x9) 95 / 2392
Modultyp/ Modulleistung	- N-Type Series/ 570W
Anlagenleistung	- 13,5/7110 MW/p
Wechselfreier Bereich	- 3 x SMA SC 4400 UP (3 Standorte)
Reihenabstand	- 2,00 m
Legende	
	Modultisch
	Wechselfreierstandort
	Trafostation
	Zaun
	Baugrenze
	Bauverbotzone
	Elektroleitungen
	Wege
	Telekom Kabel

	Climagy we care about environment.
Projekt:	Michelfeld
Adresse/Koordinaten:	Bundesland: Bayern Kreis: Kitzingen Gemeinde: Marktsteußlingen Gemarkung: Michelfeld WGS 84: 49°59'6" N 10°17'11" O
Plankheit:	Vorplanung
Datum:	17.05.2022
Gezeichnet von:	Priscilla Schneider Masabali /Pangröße:
Revision	R04a
<small>Weitergabe nach Beendigung dieses Dokuments. Vereinigung und Nutzung dieses Dokuments ist nur mit schriftlicher Genehmigung des Erstelers erlaubt. Verwendung als Grundlage für andere Verteilungen ist zu verhindern.</small>	



JW-HD144N

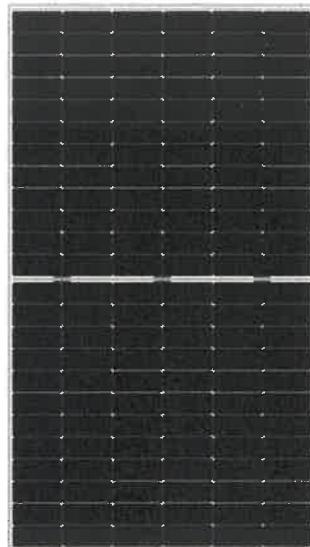
N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

545-570W

Cell Type



11BB



570W

Maximum Power Output

22.00%

Maximum Module Efficiency

0~+5W

Power Output Tolerance



Additional Power Generation Gain

At least 30-year product life, more than 10%-30% additional power gain comparing with conventional module



Better Weak Illumination Response

Wide spectral response, higher power output even under low-light settings like smog or cloudy days



ZERO LID (Light Induced Degradation)

N-type solar cell has no LID naturally, can increase power generation



Better Temperature Coefficient

Higher power generation under working conditions, thanks to passivating contact cell technology



Lower LCOE

High bifaciality, high power output, saving BOS cost



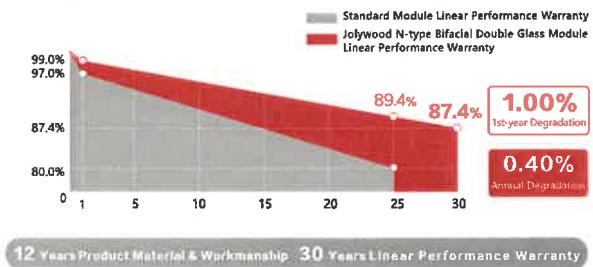
Wider Applicability

BIPV/vertical installation, snowfield, high-humid area, windy and dusty area

Jolywood Delivers Reliable Performance Over Time

- Leader of N-type bifacial technology
- Fully automatic facility and world-class technology
- Long term reliability tests passed
- 100% EL tests

Linear Performance Warranty



Additional Insurance Backed by Munich Re



JW-HD144N Series

N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

Electrical Properties | STC*

Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	545	550	555	560	565	570
MPP Voltage (Vmp) (V)	41.8	42.0	42.2	42.4	42.6	42.8
MPP Current (Imp) (A)	13.04	13.10	13.16	13.21	13.27	13.32
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	50.0	50.2	50.4	50.6	50.8	51.0
Short Circuit Current (Isc) (A)	13.81	13.87	13.93	13.99	14.05	14.11
Module Efficiency (%)	21.03	21.23	21.42	21.61	21.80	22.00

*STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, AM1.5
The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing

Electrical Properties | NOCT*

Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	412	416	420	424	427	431
MPP Voltage (Vmp) (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	39.9	40.2
MPP Current (Imp) (A)	10.51	10.56	10.61	10.65	10.70	10.74
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	47.8	48.0	48.2	48.4	48.6	48.7
Short Circuit Current (Isc) (A)	11.13	11.18	11.23	11.28	11.33	11.38

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

Operating Properties

Operating Temperature (°C)	-40°C ~ +85°C
Maximum System Voltage (V)	1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating(A)	30
Power Tolerance	0~+5W
Bifaciality*	75%

*Bifaciality = Pmaxrear (STC) / Pmaxfront (STC) Bifaciality tolerance: ±5%

Temperature Coefficient

Temperature Coefficient of Pmax*	-0.320%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.046%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42±2°C
Temperature Coefficient of Pmax±0.03%/°C	

Mechanical Properties

Cell Type	182.00mm*91.00mm
Number of Cells	144pcs(12*12)
Dimension	2285mm*1134mm*30mm
Weight	33.5kg
Front /Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP68 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm ² , 300mm
Connector	MC4 Compatible

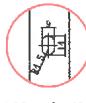
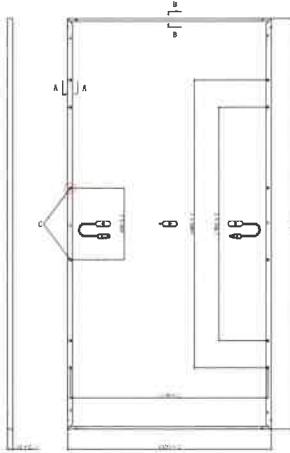
*High strength glass

*Cable lengths can be customized

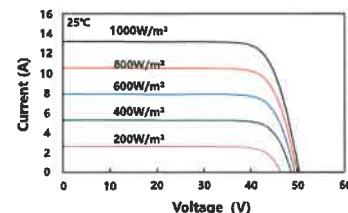
With Different Power Generation Gain (regarding 545W as an example)

Power Gain (%)	Peak Power (Pmax) (W)	MPP Voltage (Vmp) (V)	MPP Current (Imp) (A)	Open Circuit Voltage (Voc) (V)	Short Circuit Current (Isc) (A)
10	589	41.8	14.07	50.0	14.90
15	610	41.9	14.59	50.1	15.45
20	632	41.9	15.10	50.1	15.99
25	654	41.9	15.62	50.1	16.54
30	676	41.9	16.13	50.1	17.08

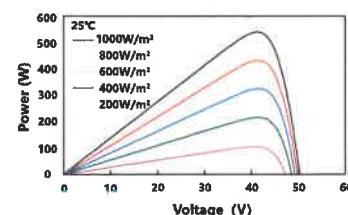
Engineering Drawing (unit: mm)



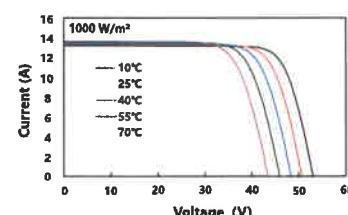
Characteristic Curves | HD144N-545



I-V Characteristics At Different Irradiations



P-V Characteristics At Different Irradiations



I-V Characteristics At Different Temperatures

Packaging Configuration

Packing Type	20'GP	40'GP	40'HQ
Piece/Pallet	35		
Pallet/Container	5	10	18
Piece/Container	175	350	630

*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the funding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

www.jolywood.cn



JOLYWOOD (TAIZHOU) SOLAR TECHNOLOGY CO.,LTD.

Add: No.6 Kaiyang Rd., Jiangyan Economic Development Zone,

Taizhou, Jiangsu Province, China, 225500

TEL: +86 523 80612799 Email: mkt@jolywood.cn

DOC.#: TZ-MP-160 REV: B

Version 2021.03 ©Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. All rights reserved





ForgeSolar

Michelfeld

Michelfeld

Created June 10, 2022**Updated** June 10, 2022**Time-step** 1 minute**Timezone offset** UTC1**Site ID** 70500.12457**Project type** Advanced**Project status:** active**Category** 5 MW to 10 MW

Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m² peak)

Ocular transmission coefficient: 0.5

Pupil diameter: 0.002 m

Eye focal length: 0.017 m

Sun subtended angle: 9.3 mrad

Analysis Methodologies:

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

Summary of Results

Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld	20.0	180.0	0	16,048	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 92,032 m²

Name: PV Feld Footprint area: 92,032 m ² 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	Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
		deg	deg	m	m	m
	1	49.701201	10.169172	220.07	1.90	221.97
	2	49.701215	10.172348	220.27	1.90	222.17
	3	49.698842	10.173034	212.91	1.90	214.81
	4	49.697940	10.170846	209.94	1.90	211.84
	5	49.697593	10.168958	210.80	1.90	212.70



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	49.697284	10.167432	213.07	2.00	215.07
OP 2	49.697700	10.172002	212.06	2.00	214.06
OP 3	49.699338	10.174620	215.14	2.00	217.14
OP 4	49.698505	10.175242	216.00	2.00	218.00

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	20.0	180.0	0	16,048	-	

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 (green)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld (yellow)	0	0	311	759	1643	1675	1713	1103	540	4	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

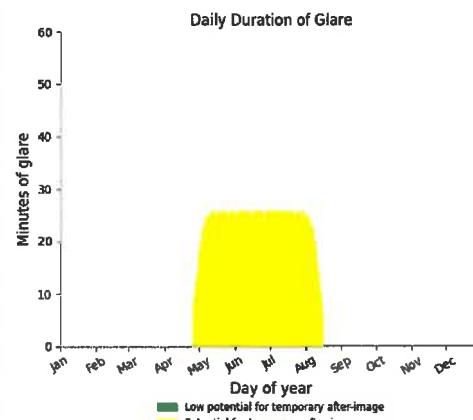
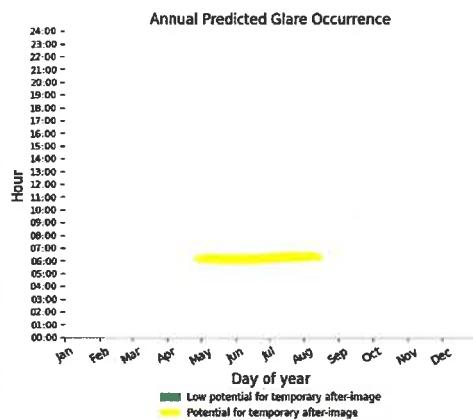
PV Feld potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	2693
OP: OP 2	0	4970
OP: OP 3	0	3842
OP: OP 4	0	4543

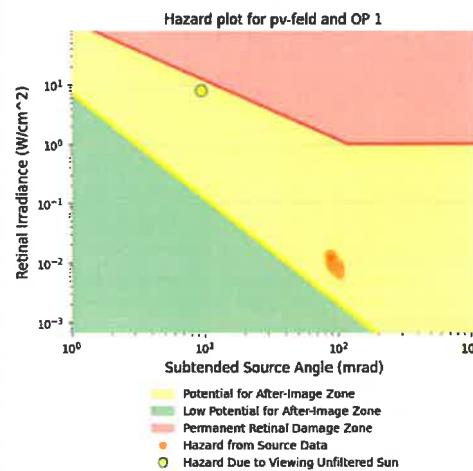
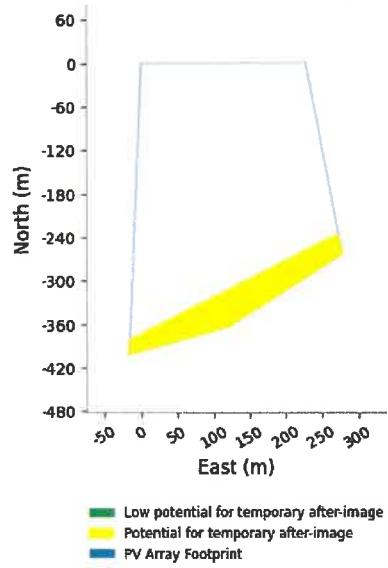
PV Feld - OP Receptor (OP 1)

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.
- 2,693 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



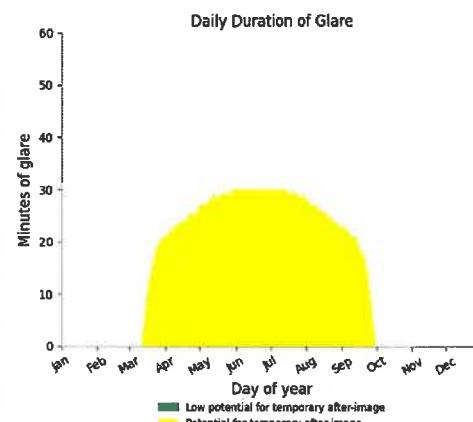
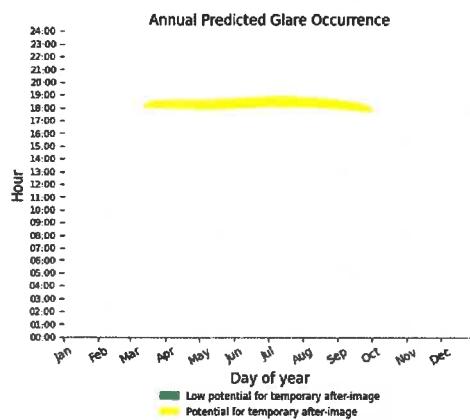
Sampled Annual Glare Reflections on PV Footprint



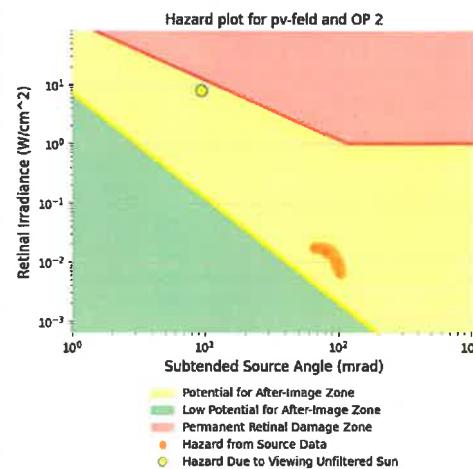
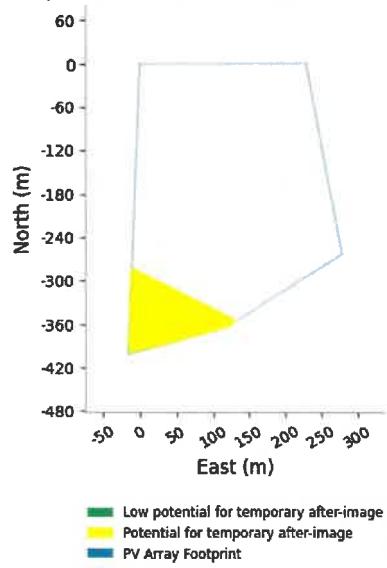
PV Feld - OP Receptor (OP 2)

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.
- 4,970 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



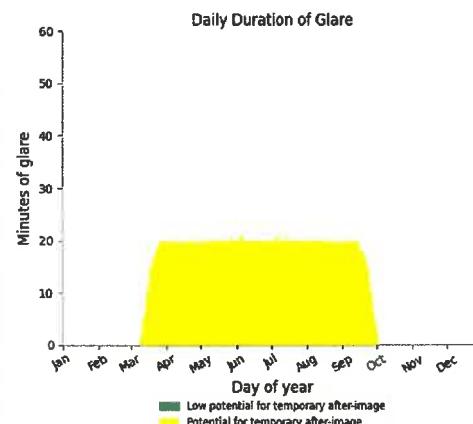
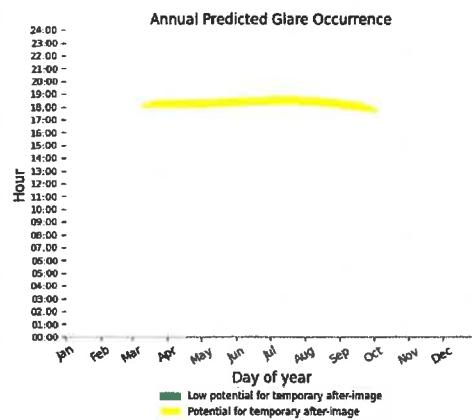
Sampled Annual Glare Reflections on PV Footprint



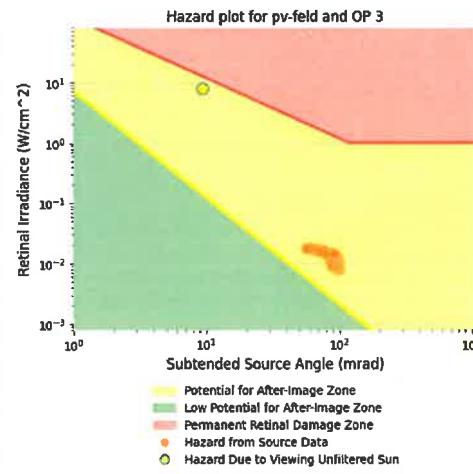
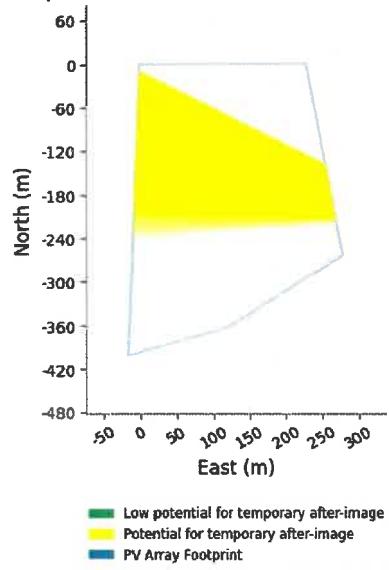
PV Feld - OP Receptor (OP 3)

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.
- 3,842 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



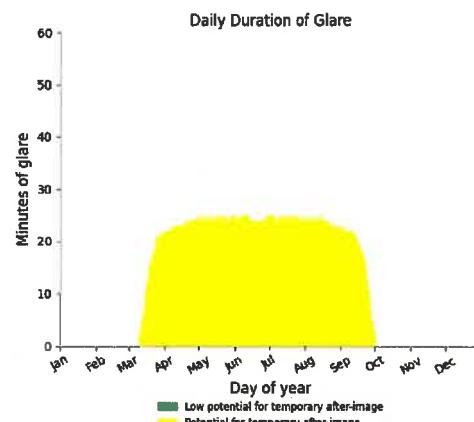
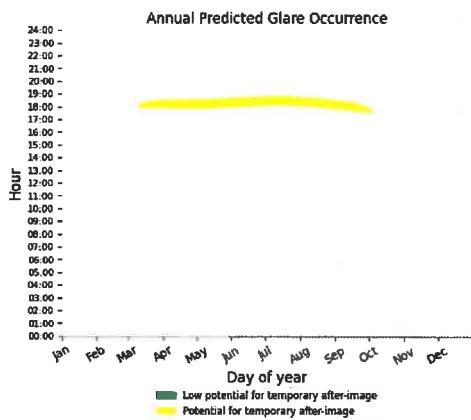
Sampled Annual Glare Reflections on PV Footprint



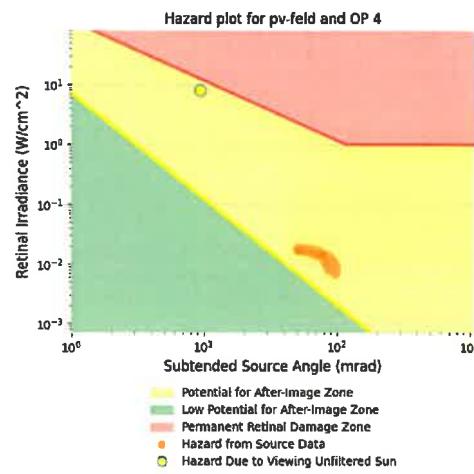
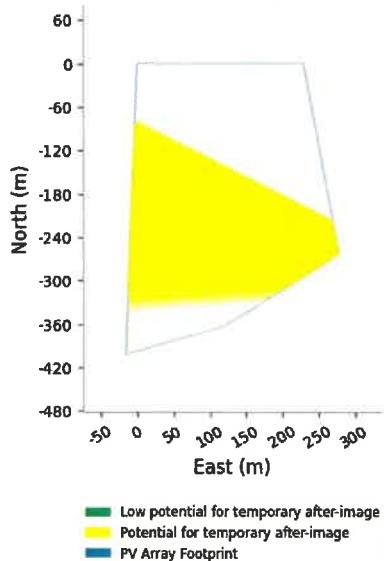
PV Feld - OP Receptor (OP 4)

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.
- 4,543 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

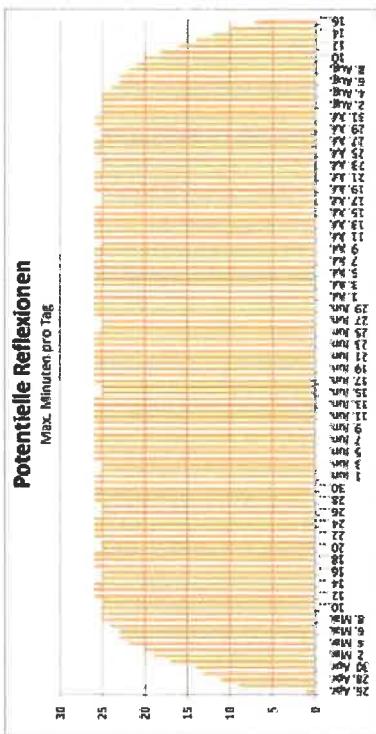


Sampled Annual Glare Reflections on PV Footprint



Assumptions

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



Potentielle Reflexionen am Meßpunkt OP 1:

Parameter für Daten Berechnung (Datensatz mit 2694 Einträgen):

- 1. Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (nur Sonnenuntergang)
- 2. Minuten pro Jahr ohne Schichtschutz durch Blattwerk (Oktober-November)
- 3. Minuten pro Tag (Mittel)

Parameter für Daten Berechnung (Datensatz mit 1883 Einträgen):

- 1. Zeitraum zwischen 06:00 - 22:00 Uhr (nur Sonnenuntergang)
- 2. Minuten pro Jahr ohne Schichtschutz durch Blattwerk (Oktober-November)
- 3. Minuten pro Tag (Mittel)

Index	DNI	Urdurch	Reflektivität	Infrarot	Wasser (W/m²)	Horizont (Sonne)	Altitude	Astronomisch	Position	Position	Summenzeit	Zeitwerte	Letzte Zeit	Letzte Zeit	Messperiode OP 1	
0	0022-04-26 06:11:00	649.8347	2	0.557962	0.013119	0.0168556	9	80	0.973	0.173	0.156	-0.973	-0.232	0.009	26. Apr.	
1	0022-04-27 06:12:00	649.8344	2	0.616214	0.013102	0.0168552	8	80	0.973	0.173	0.156	-0.971	-0.238	0.007	27. Apr.	
2	0022-04-27 06:13:00	649.8322	2	0.595729	0.013156	0.01687006	9	91	79.4	0.971	0.178	0.158	-0.971	-0.206	0.005	28. Apr.
3	0022-04-27 06:14:00	649.8300	2	0.319182	0.012959	0.01687552	9	92	79.8	0.971	0.175	0.156	-0.971	-0.237	0.01	29. Apr.
4	0022-04-27 06:15:00	649.8277	2	0.051555	0.012748	0.01688566	9	94	80	0.972	0.163	0.163	-0.972	-0.236	0.015	30. Apr.
5	0022-04-27 06:16:00	649.8252	2	0.236492	0.0121501	0.01689278	9	95	80.2	0.972	0.168	0.166	-0.972	-0.236	0.019	1. Mai.
6	0022-04-27 06:17:00	649.8228	2	0.329575	0.01212538	0.01693524	9	97	80.3	0.972	0.165	0.169	-0.972	-0.235	0.023	2. Mai.
7	0022-04-27 06:18:00	649.8199	2	0.221818	0.01205319	0.01696319	9	98	80.5	0.972	0.162	0.162	-0.972	-0.234	0.027	3. Mai.
8	0022-04-27 06:19:00	649.8175	2	0.315747	0.011767	0.01699279	10	80.7	0.972	0.159	0.174	-0.972	-0.234	0.031	4. Mai.	
9	0022-04-27 06:20:00	649.8153	2	0.307772	0.011557	0.01698894	10	80.9	0.972	0.156	0.177	-0.972	-0.233	0.036	5. Mai.	
10	0022-04-27 06:21:00	649.8130	2	0.361633	0.011356	0.01698039	9	92	79.2	0.972	0.155	0.159	-0.97	-0.234	0.003	6. Mai.
11	0022-04-27 06:22:00	649.8106	2	0.255755	0.011303	0.01698562	9	93	79.4	0.97	0.182	0.162	-0.97	-0.207	0.007	7. Mai.
12	0022-04-27 06:23:00	649.8082	2	0.346492	0.012846	0.01691113	9	95	79.6	0.97	0.178	0.165	-0.97	-0.243	0.011	8. Mai.
13	0022-04-27 06:24:00	649.8059	2	0.338347	0.012599	0.01699776	9	96	79.8	0.97	0.175	0.167	-0.97	-0.242	0.016	9. Mai.
14	0022-04-27 06:25:00	649.8036	2	0.315747	0.011767	0.01699279	9	98	79.9	0.97	0.172	0.17	-0.97	-0.241	0.02	10. Mai.
15	0022-04-27 06:26:00	649.8013	2	0.307772	0.011557	0.01698894	10	80.1	0.97	0.169	0.173	-0.97	-0.241	0.024	11. Mai.	
16	0022-04-27 06:27:00	649.7989	2	0.326215	0.012115	0.01694665	10	80.3	0.97	0.165	0.176	-0.97	-0.24	0.024	12. Mai.	
17	0022-04-27 06:28:00	649.7966	2	0.326215	0.012115	0.01694665	10	80.5	0.97	0.165	0.176	-0.97	-0.24	0.025	13. Mai.	
18	0022-04-27 06:29:00	649.7943	2	0.318465	0.011688	0.01690779	10	80.7	0.97	0.165	0.176	-0.97	-0.24	0.028	14. Mai.	
19	0022-04-27 06:30:00	649.7911	2	0.304512	0.011649	0.01691169	10	80.5	0.97	0.162	0.178	-0.97	-0.239	0.032	15. Mai.	
20	0022-04-27 06:31:00	649.7887	2	0.302687	0.011422	0.01691167	10	80.4	0.97	0.159	0.181	-0.971	-0.238	0.036	16. Mai.	
21	0022-04-27 06:32:00	649.7864	2	0.296001	0.011199	0.01691206	10	80.6	0.973	0.156	0.184	-0.971	-0.238	0.041	17. Mai.	
22	0022-04-27 06:33:00	649.7841	2	0.289479	0.012185	0.01697054	10	80.8	0.971	0.153	0.187	-0.971	-0.247	0.045	18. Mai.	
23	0022-04-27 06:34:00	649.7818	2	0.289479	0.012185	0.01697054	11	81.1	0.971	0.153	0.187	-0.965	-0.247	0.045	19. Mai.	
24	0022-04-27 06:35:00	649.7795	2	0.257738	0.013716	0.01698893	9	94	79.8	0.968	0.188	0.163	-0.968	-0.249	0.004	20. Mai.
25	0022-04-27 06:36:00	649.7772	2	0.160593	0.012951	0.01698933	9	96	79.2	0.969						

