

SolPEG Blendgutachten Solarpark Oelde

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Oelde in Nordrhein-Westfalen**

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	Ergebnisse am Messpunkt P1, A2 östlich.....	16
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, A2 südlich	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, A2 südwestlich	20
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Böckenfördeweg östlich	21
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude westlich.....	22
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude östlich	22
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	24
6	Schlussbemerkung	24
7	Anhang.....	25 - 40

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Oelde

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter im Bereich Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Oelde“ für die Verkehrsteilnehmer auf der Bundesautobahn A2 sowie für 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 eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der A2 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 Flächen des geplanten Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet südlich von Oelde, ca. 10 km nordöstlich von Beckum in Nordrhein-Westfalen. Südöstlich der Flächen verläuft die Autobahn A2. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen westlich der Ortschaft Oelde in Nordrhein-Westfalen. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (PV Feld 2 Mitte)	51.813°N, 8.145°O 110 m ü.N.N.
Abstand zur A2	ca. 40 m – 50 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 90 m – 100 m (relevante Blickrichtung)

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

² Das verwendete Kartenmaterial u.a. von Google Earth (und Partnern) erfolgt im Rahmen der geltenden Lizenzvereinbarungen

Detailansicht der PV Flächen und Umgebung



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

Detailansicht der PV Flächen

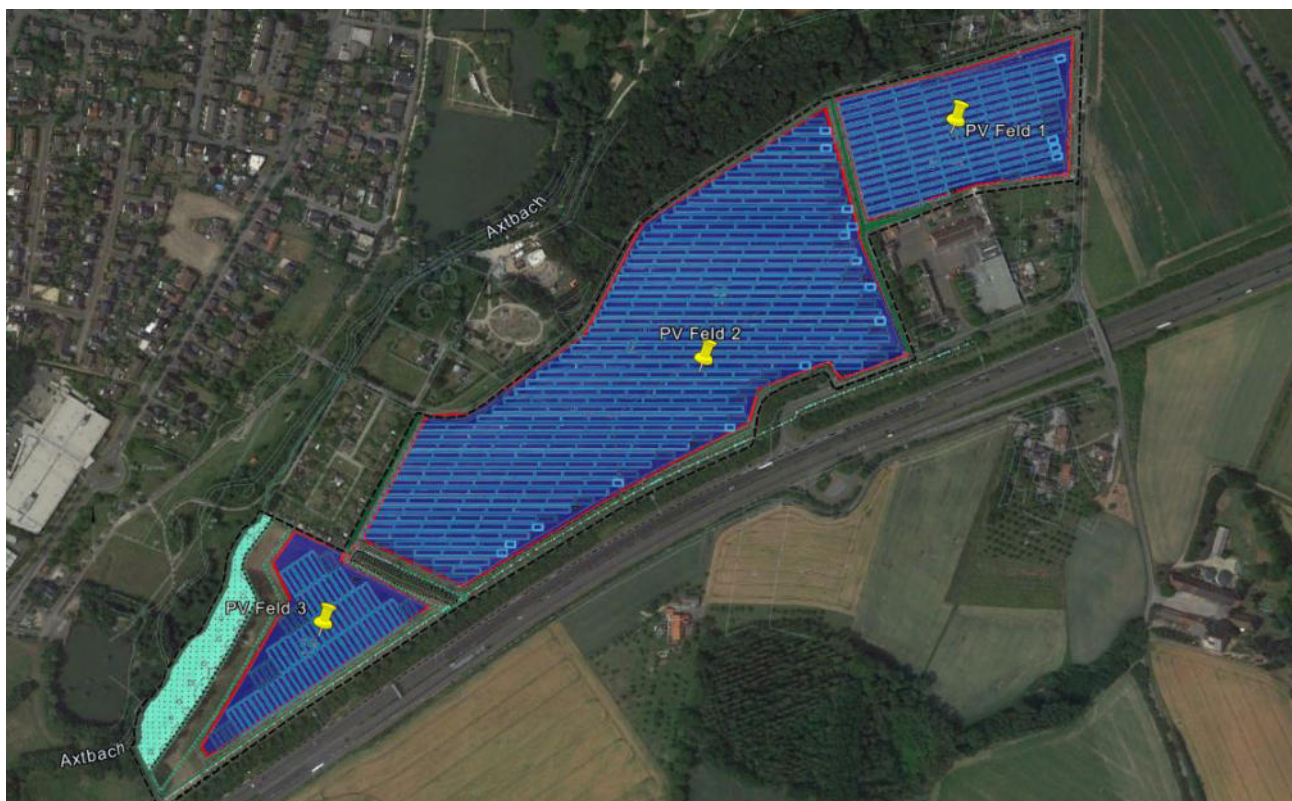


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Flächen Oelde (Quelle: Google Earth/SolPEG)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Anlage sowie umliegende Gebäude. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. In der Realität besteht allerdings überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage. Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen sind eher unwahrscheinlich aber die Standorte werden dennoch untersucht. Andere Gebäude in der Umgebung 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.

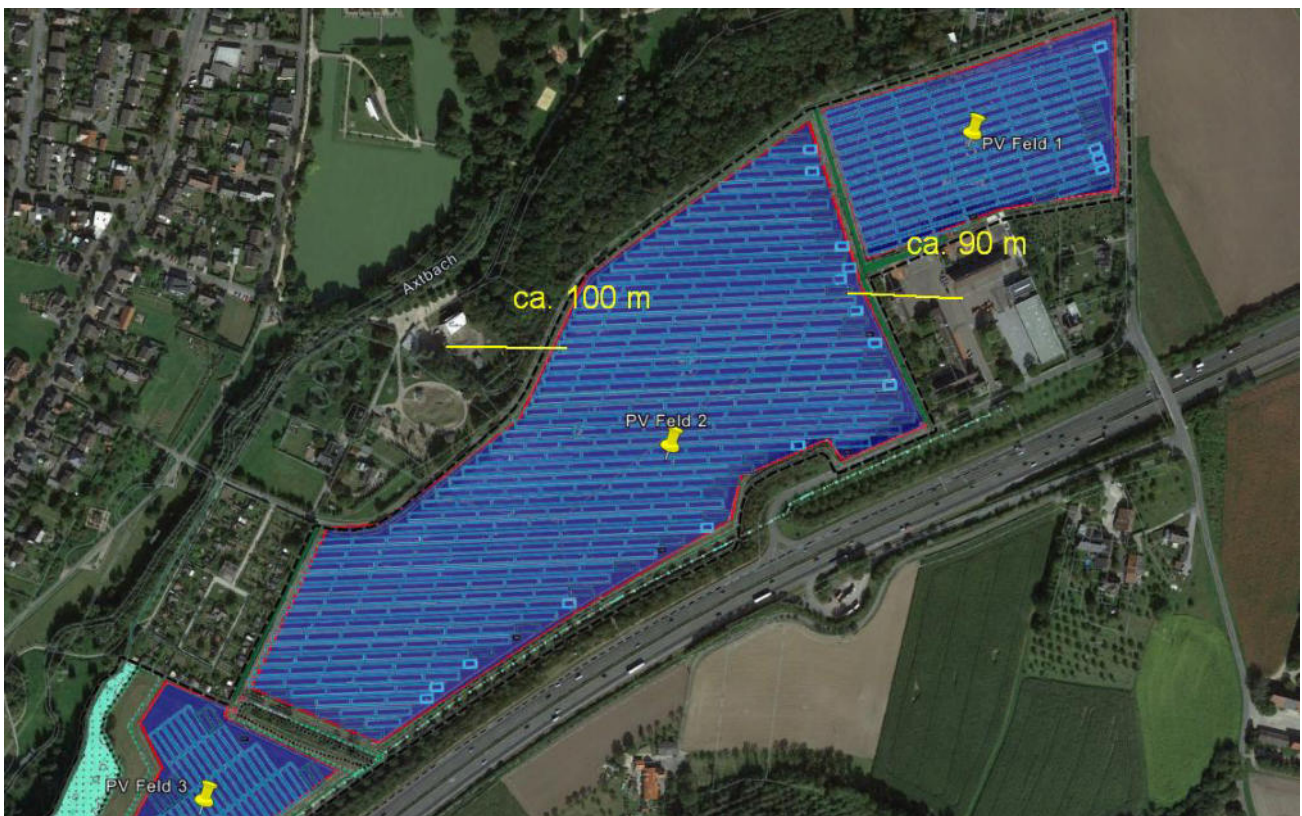


Bild 2.2.1: Gebäude angrenzend an die PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig³ die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

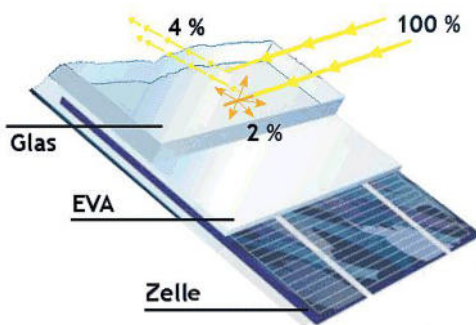


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

³ <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

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

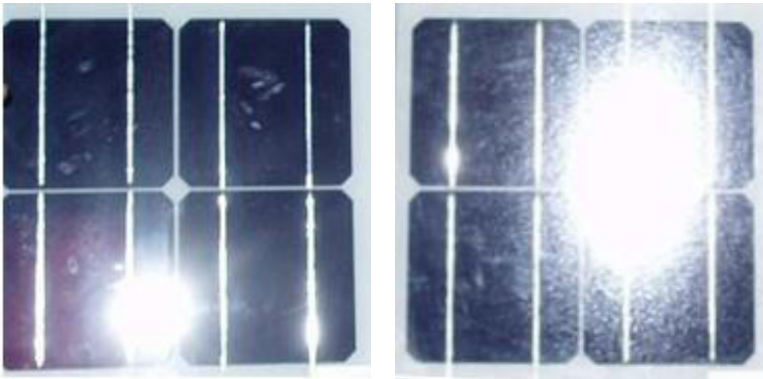


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

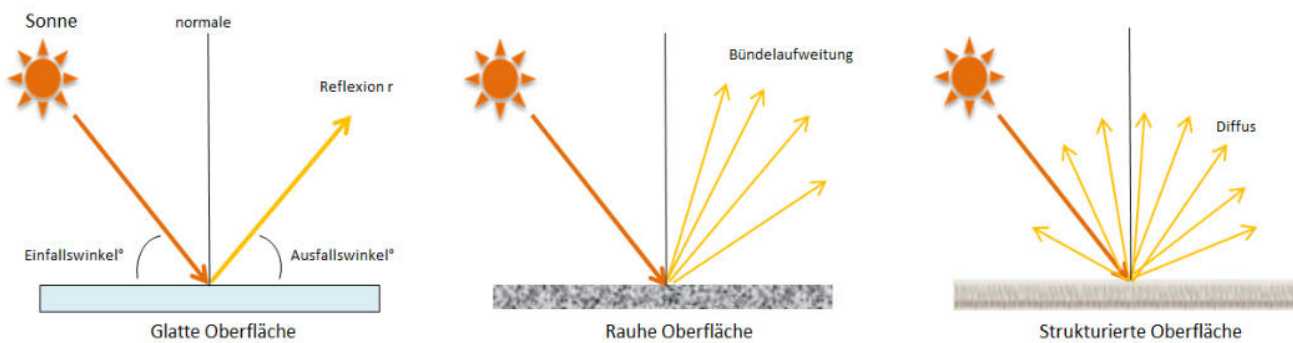


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers 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.

Mechanische Eigenschaften

Solarzelle	N-Typ monokristallines Silizium 182 mm
Anzahl der Zellen	144 (6 × 24)
Abmessungen	2279 × 1134 × 30 mm (89,7 × 44,6 × 1,2 Zoll)
Gewicht	32,8 kgs (72,3 lbs.)
Front-/Rückseitenglas	2,0+2,0 mm (0,079+ 0,079 Zoll) voll gehärtetes Glas
Ausgangskabel	4,0 mm ² symmetrische Längen (-) 350 mm, (+) 160 mm oder kundenspezifische Länge
Verteilerdose	Schutzklasse IP68 (3 Bypass-Dioden)

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 Standard Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft.

Die Neigung der Modultische beträgt 15° bzw. 10° . Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

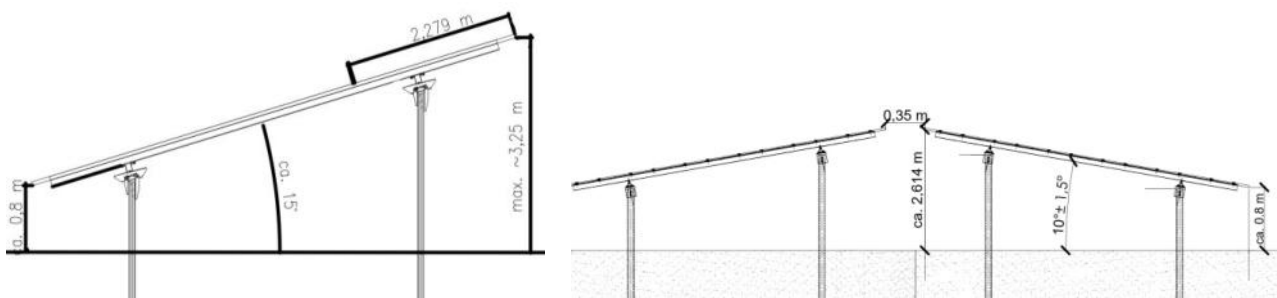


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Suntech (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische, fest aufgeständert
Modulinstallation	3 Module hochkant übereinander bzw. 6 quer übereinander
Ausrichtung (Azimut)	Feld 1: $235^\circ/55^\circ$. Feld 2: 180° (=Süden), Feld 3: 165°
Modulneigung	Feld 1: Ost-West 10° , Feld 2: 15° , Feld 3: 15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	min. ca. 0,80 m, max. 3,25 m (leichte Abweichungen möglich)
Mittlere Höhe der Modulfläche	2 m
Messpunkte auf der A2	3 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Messpunkte Straßen	1 Messpunkt
Messpunkte Gebäude	2 Messpunkt
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (mittlere Sitzhöhe PKW/LKW Fahrer)

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, 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 FAA⁴ 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:

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

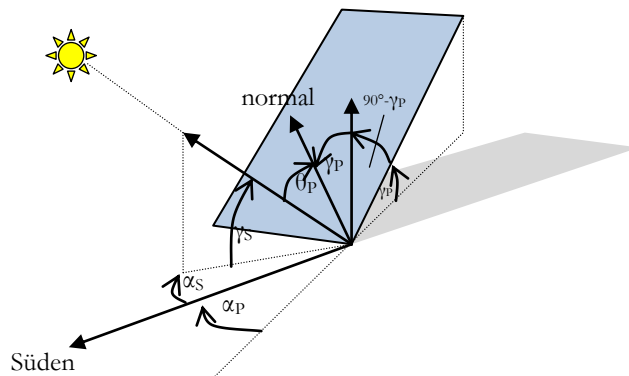


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-Leitlinie⁵ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁶, New Mexico überprüft.

⁴ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁵ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁶ 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 exemplarisch 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 von potentiellen Reflexionen nicht erreicht werden.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Oelde wurden insgesamt 5 exemplarische Messpunkte festgelegt und die im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. 3 Messpunkte im Verlauf der A2, 1 Messpunkt auf der östlich von PV Feld 3 verlaufenden Straße sowie 2 Messpunkte im Bereich der umliegenden Gebäude.

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

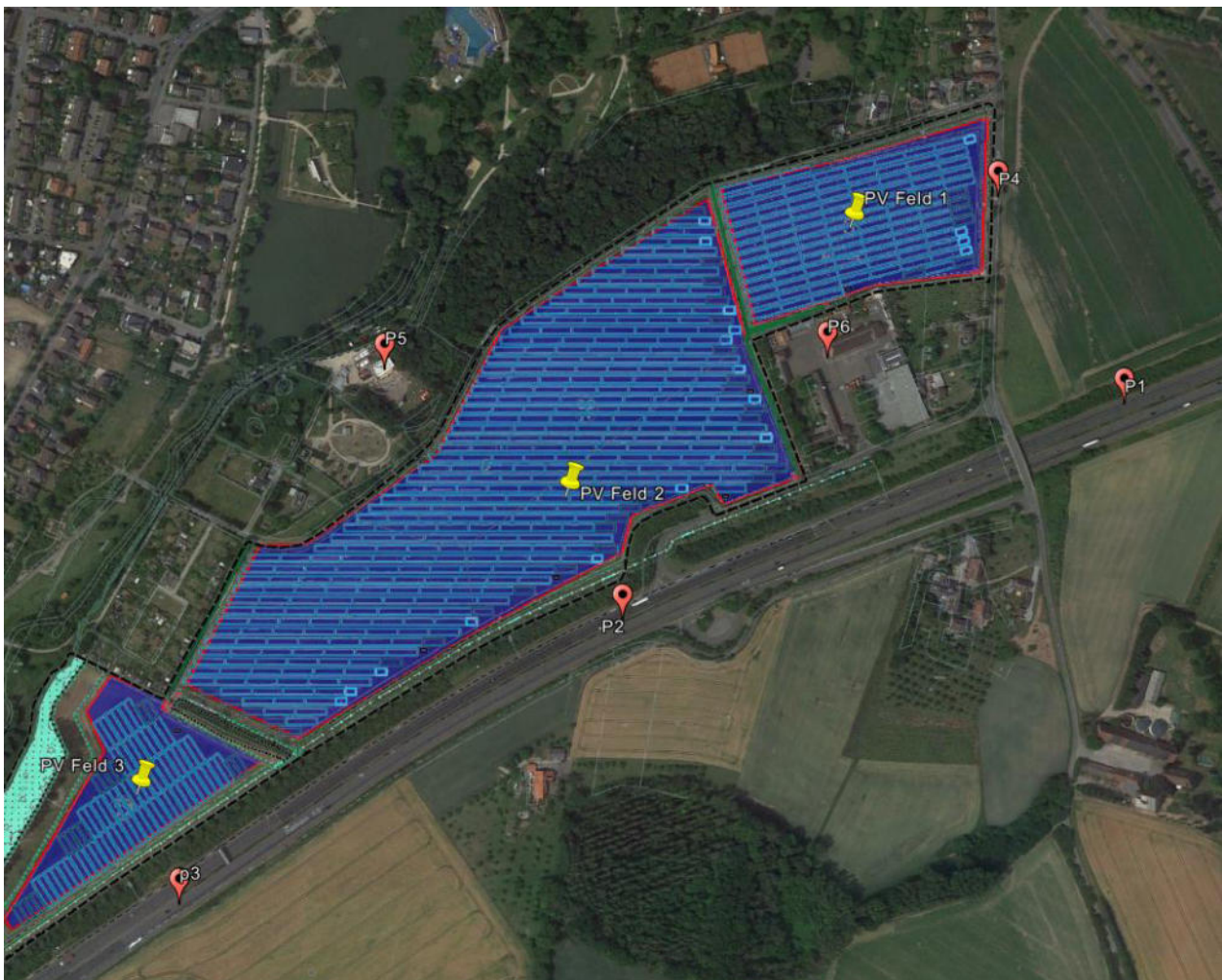


Bild 3.5.1: Übersicht PV Anlage und Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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 belastigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belastigter führt. Wie bereits erwähnt, stehen Untersuchungen dazu noch aus. .. Es existieren noch keine rechtlichen oder normativen Methoden zur Bewertung von Lichtimmissionen durch von Solaranlagen gespiegeltes Sonnenlicht.

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁷ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der 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 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. Lichtleitlinie "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.

⁷ 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. TMY⁸) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung⁹ von ca. 62,5 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den langjährigen Zeitraum 1991-2020 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 Lichtleitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

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

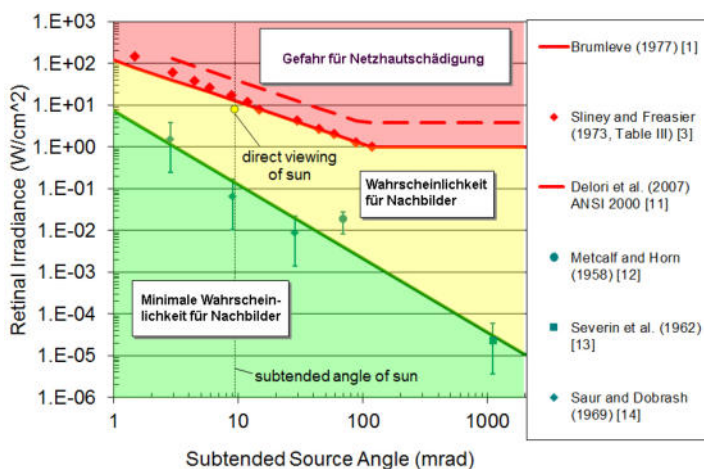


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁸ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

⁹ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2022_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Oelde wird für 6 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 LAI 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 im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

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.

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

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

Messpunkt	PV Feld 1	PV Feld 2	PV Feld 3 West	PV Feld 3 Ost
P1 A2 östlich	894 ^{WS}	-	-	-
P2 A2 südlich	-	529 ^{WS}	-	495 ^{ES}
P3 A2 südwestlich	-	-	-	3607 ^{WS}
P4 Böckenfördeweg	2342 ^W	-	-	-
P5 Gebäude westlich	-	61 ^D	-	991 ^{DES}
P5 Gebäude östlich	-	68 ^D	-	192 ^{DES}

^W Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

^E Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

^S Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

^D Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, A2 östlich

Am Messpunkt P1 auf der A2 können bei der Fahrt Richtung Südwesten (Oelde) theoretisch an insgesamt 894 Minuten Reflexionen pro Jahr durch das PV Feld 1 auftreten. Diese können zwischen dem 23. Mai und dem 21. Juli zwischen 18:32 - 18:58 Uhr für 5 bis max. 17 Minuten am Tag¹⁰ aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen rechts (westlich) der Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung +/-20°, ca. 100 m) und daher sind Reflexionen zu vernachlässigen. Entscheidend für die Beurteilung einer potentiellen Blendwirkung ist allerdings der Umstand, dass aufgrund der örtlichen Gegebenheiten kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist und daher sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht anwendbar.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

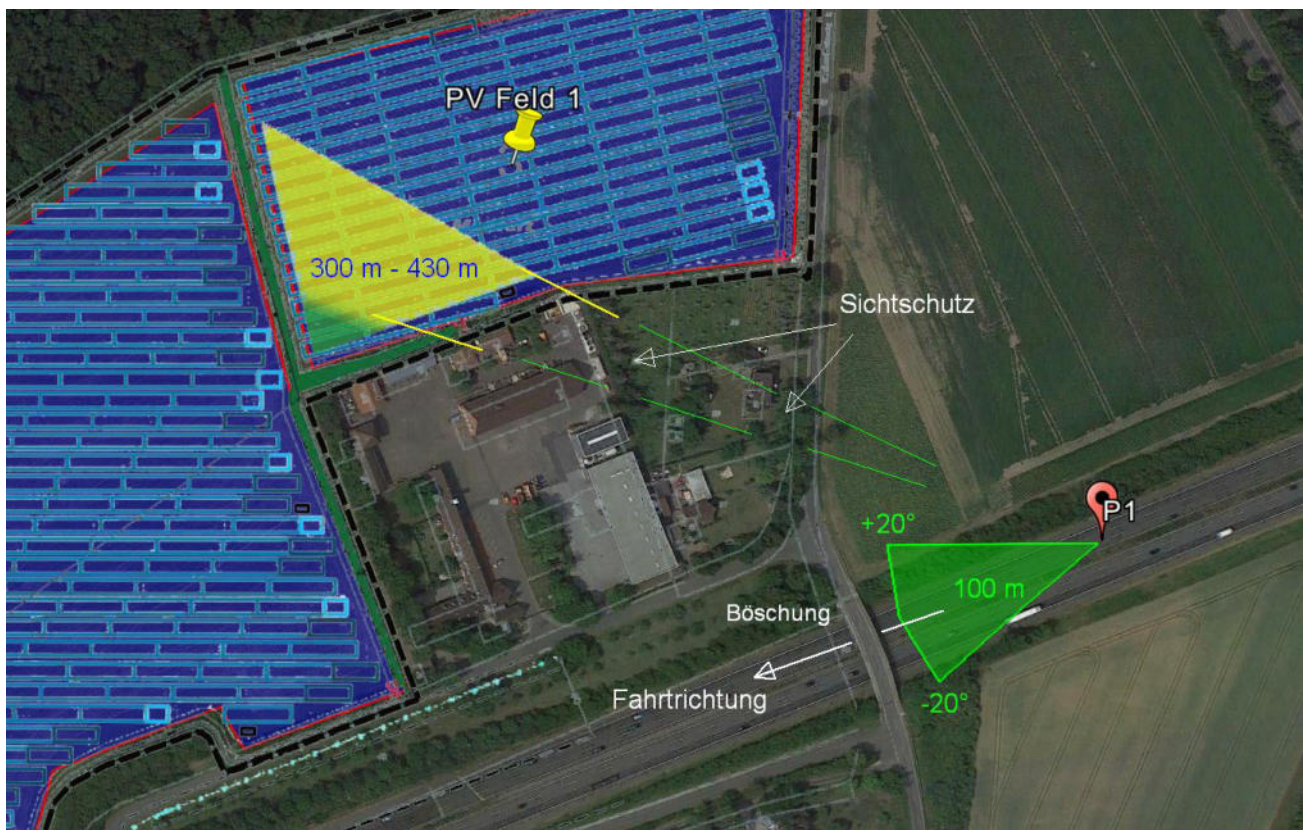


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grüne Bereich symbolisiert bei Fahrt Richtung Südwesten (Oelde) den relevanten Sichtwinkel. Im gelben/weißen Bereich könnten potentielle Reflexionen auftreten. Dieser Bereich liegt allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und somit sind keine Beeinträchtigungen für Fahrzeugführer zu erwarten. Die rechnerisch ermittelten Zahlen in Tabelle 3 können nicht bzw. nicht ohne Einschränkungen verwendet werden. Darüber hinaus ist im Randbereich der Fahrbahn eine Böschung vorhanden, sodass kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden ist.

¹⁰ Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P1 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Südwesten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das PV Feld 1 liegt rechts außerhalb des Bildes, nicht sichtbar.



Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1, Blick Richtung Südwesten (Quelle: Youtube [Video ypUxoHtr_7g](#), TOFIL, Minute 39:32)

Zum Vergleich zeigt das folgende Foto die Situation etwas südlich von Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Nordosten.



Bild 4.1.3: Foto am Messpunkt P1 (Quelle: Youtube [Video_N06R327Df8](#), TOFIL, Minute 43:31)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, A2 südlich

Messpunkt P2 befindet sich auf der A2 ca. 550 m südwestlich vom Messpunkt P1 und hier können bei der Fahrt Richtung Südwesten theoretisch an insgesamt 529 Minuten Reflexionen pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld 2 auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings auch hier deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind Reflexionen zu vernachlässigen. Entscheidend ist allerdings der Umstand, dass aufgrund der örtlichen Gegebenheiten auch in diesem Abschnitt kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist und daher sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht anwendbar.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

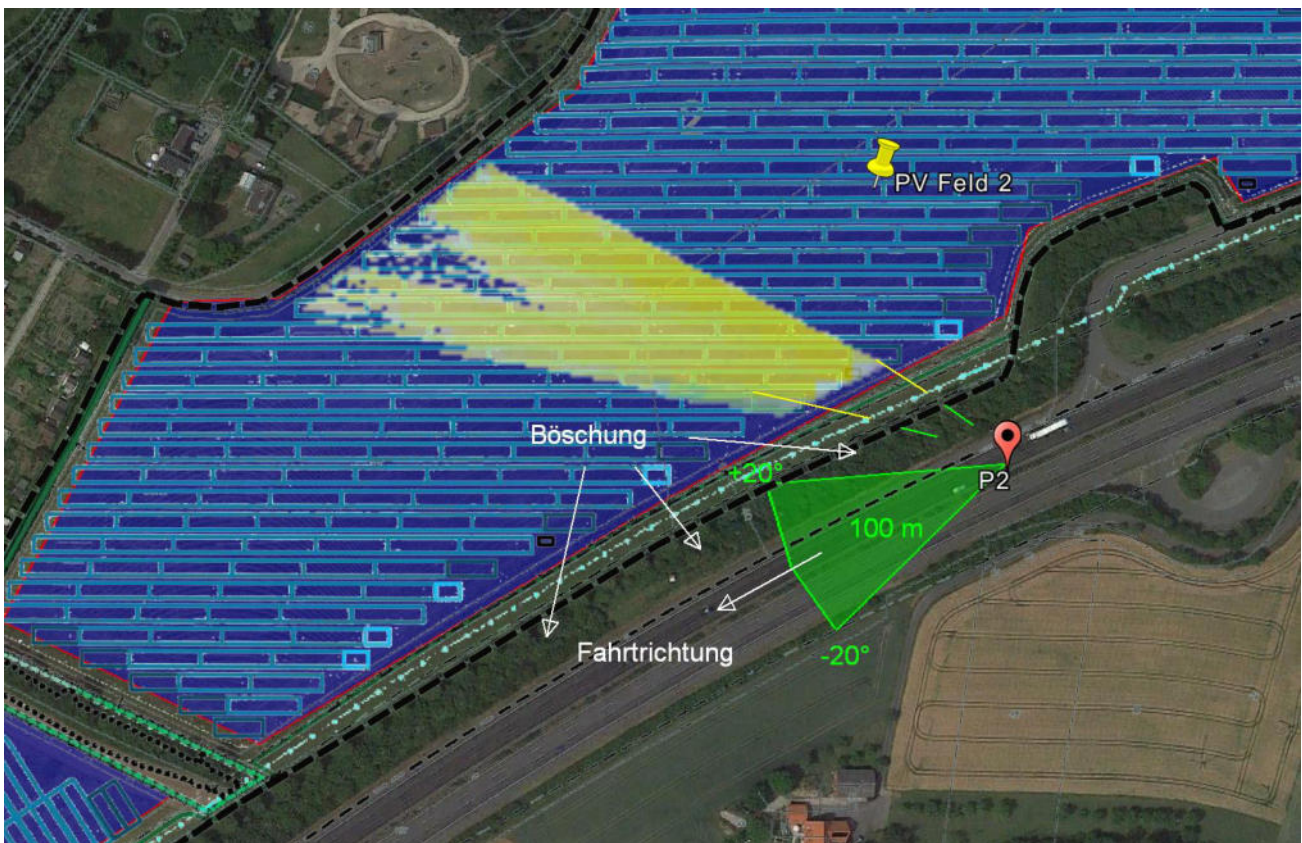


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grüne Bereich symbolisiert bei Fahrt Richtung Nordwesten den relevanten Blickwinkel (Fahrtrichtung +/- 20°). Im gelben/weißen Bereich könnten potentielle Reflexionen auftreten. Wie am Messpunkt P1 ist dieser Bereich allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und somit sind keine Beeinträchtigungen für Fahrzeugführer zu erwarten.

Rein rechnerisch sind auch Reflexionen durch das PV Feld 3 möglich aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten und insbesondere aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle sind diese zu vernachlässigen.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Nordwesten. Die PV Fläche Nord liegt rechts außerhalb des Bildes, nicht einsehbar.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Blick Richtung Südwesten (Quelle: Youtube [Video ypUxoHtr_7g](#), TOFIL, Minute 39:41)

Zum Vergleich zeigt das folgende Foto die Situation am Messpunkt P2 bei der Fahrt Richtung Nordosten.



Bild 4.2.3: Foto am Messpunkt P2 (Quelle: Youtube [Video_N06R327Df8](#), TOFIL, Minute 42:56)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, A2 südwestlich

Am Messpunkt P3 auf der A2 können bei der Fahrt Richtung Südwesten theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 3 auftreten. Wie auch an den anderen Messpunkten auf der A2 liegen auch hier die Einfallswinkel außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind Reflexionen zu vernachlässigen. Und auch in diesem Abschnitt ist kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden und daher sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht anwendbar.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

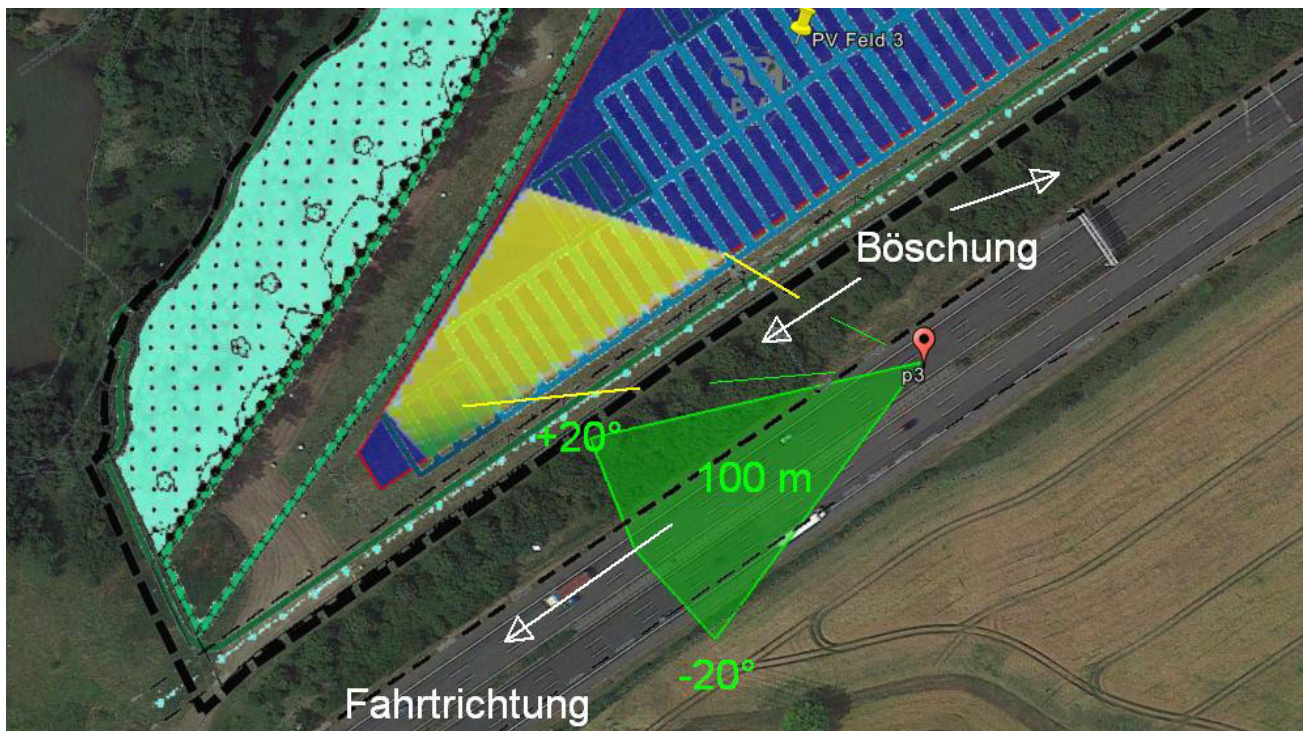


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Das folgende Foto zeigt den Bereich am Messpunkt P3, Blick Richtung Südwesten.



Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3, Blick Richtung Südwesten (Quelle: SolPEG)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Böckenfördeweg östlich

Am Messpunkt P4 auf dem Böckenfördeweg östlich von PV Feld 1 können bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 1 auftreten. Diese können zwischen dem 12. April und dem 31. August in den Abendstunden zwischen 18:14 - 19:00 Uhr für 5 bis max. 19 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit -66° bis -84° links (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P4 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

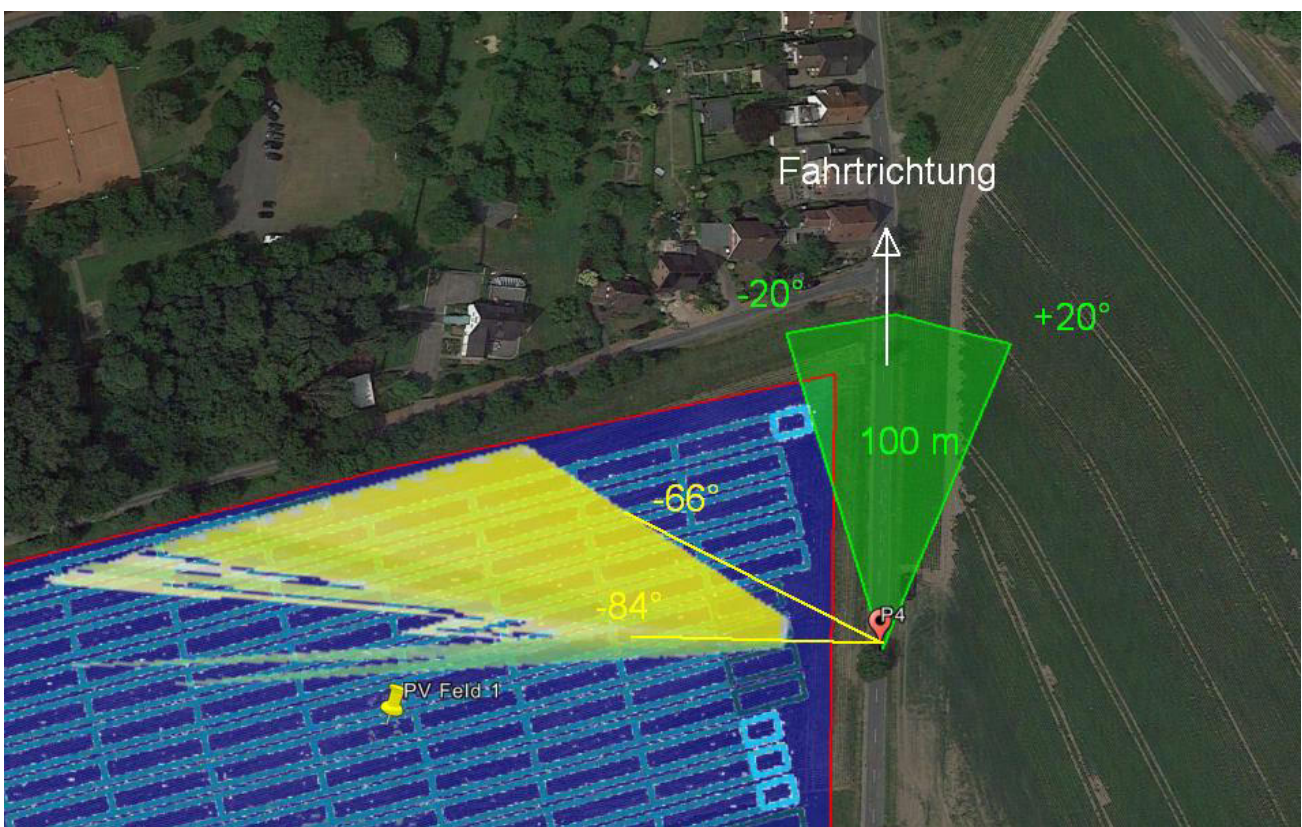


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grüne Bereich symbolisiert bei Fahrt Richtung Norden (Oelde) den relevanten Sichtwinkel. Im gelben/grünen Bereich könnten potentielle Reflexionen auftreten. Dieser Bereich liegt allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und somit sind keine Beeinträchtigungen für Fahrzeugführer zu erwarten. Die rechnerisch ermittelten Zahlen in Tabelle 3 können nicht bzw. nicht ohne Einschränkungen verwendet werden.

Theoretisch könnten die Reflexionen auch bei der Fahrt Richtung Süden auftreten, hier liegen die Einfallswinkel allerdings noch weiter außerhalb des relevanten Sichtwinkels und daher wird dieser Aspekt nicht weiter ausgeführt.

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude westlich

Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude der Sparkassen-Waldbühne im Vier-Jahreszeiten-Park Oelde wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund der örtlichen Gegebenheiten nicht mit relevanten Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation nur eine unbedeutende Anzahl von Minuten pro Jahr in denen Reflexionen auftreten können. Eine Beeinträchtigung von Gästen oder Mitarbeitern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude östlich

Messpunkt P6 im Bereich der Gebäude der Autobahnmeisterei Oelde wurde ebenfalls zu Kontrollzwecken untersucht da auch hier aufgrund der örtlichen Gegebenheiten nicht mit relevanten Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation auch hier nur eine unbedeutende Anzahl von Minuten pro Jahr in denen Reflexionen auftreten können. Eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus ist das Gebäude von einem ausgeprägten Bewuchs von Büschen und Bäumen umgeben sind, sodass kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden ist. Es handelt sich hier zwar um alten Baumbestand aber rechtlich gesehen ist es kein dauerhafter Sichtschutz. Dennoch können solche örtlichen Gegebenheiten nicht ignoriert werden. Auch unter diesem Aspekt sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse daher in der Realität nur bedingt anwendbar.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P4 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

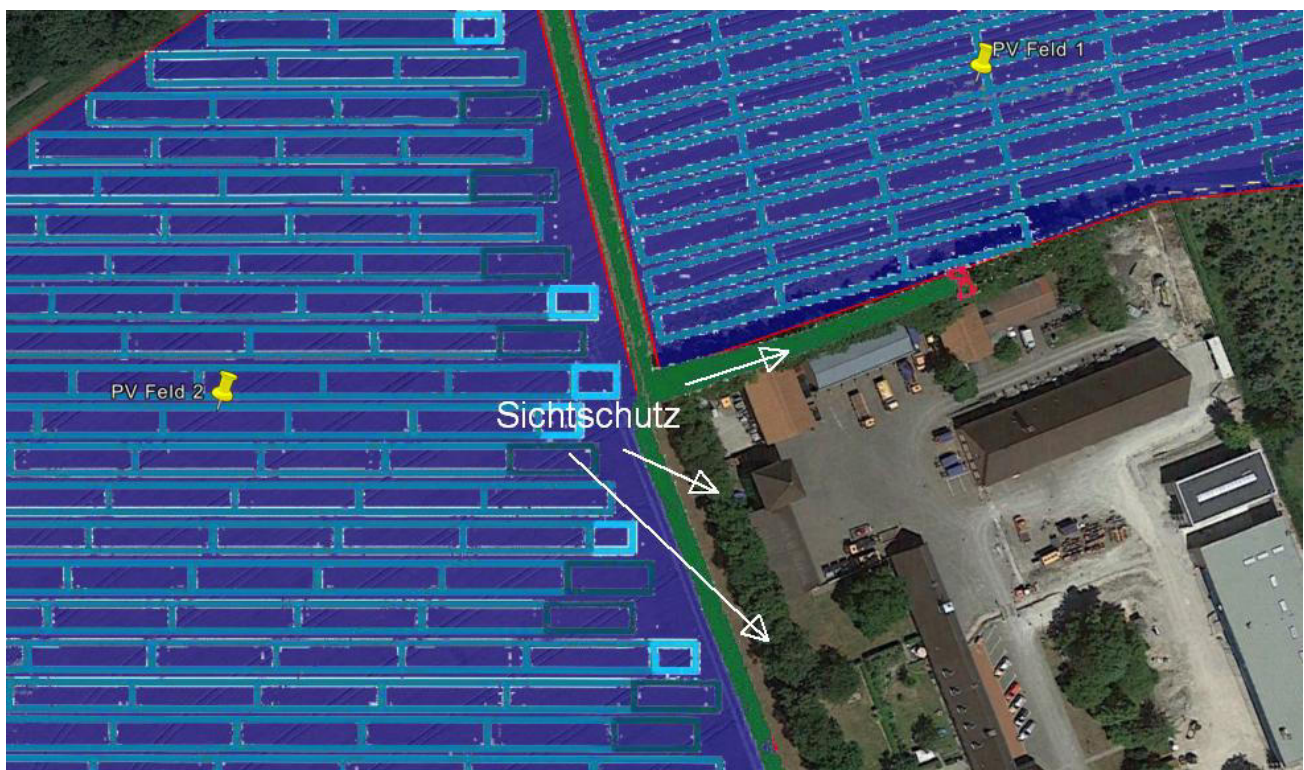


Bild 4.6.1 Simulation am Messpunkt P6 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P6 in Bezug auf das PV Feld 2. Die jeweiligen Farben 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 dargestellt die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 518 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten und ist ohnehin deutlich unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie.

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 6)

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

- 1,356 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 518 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.

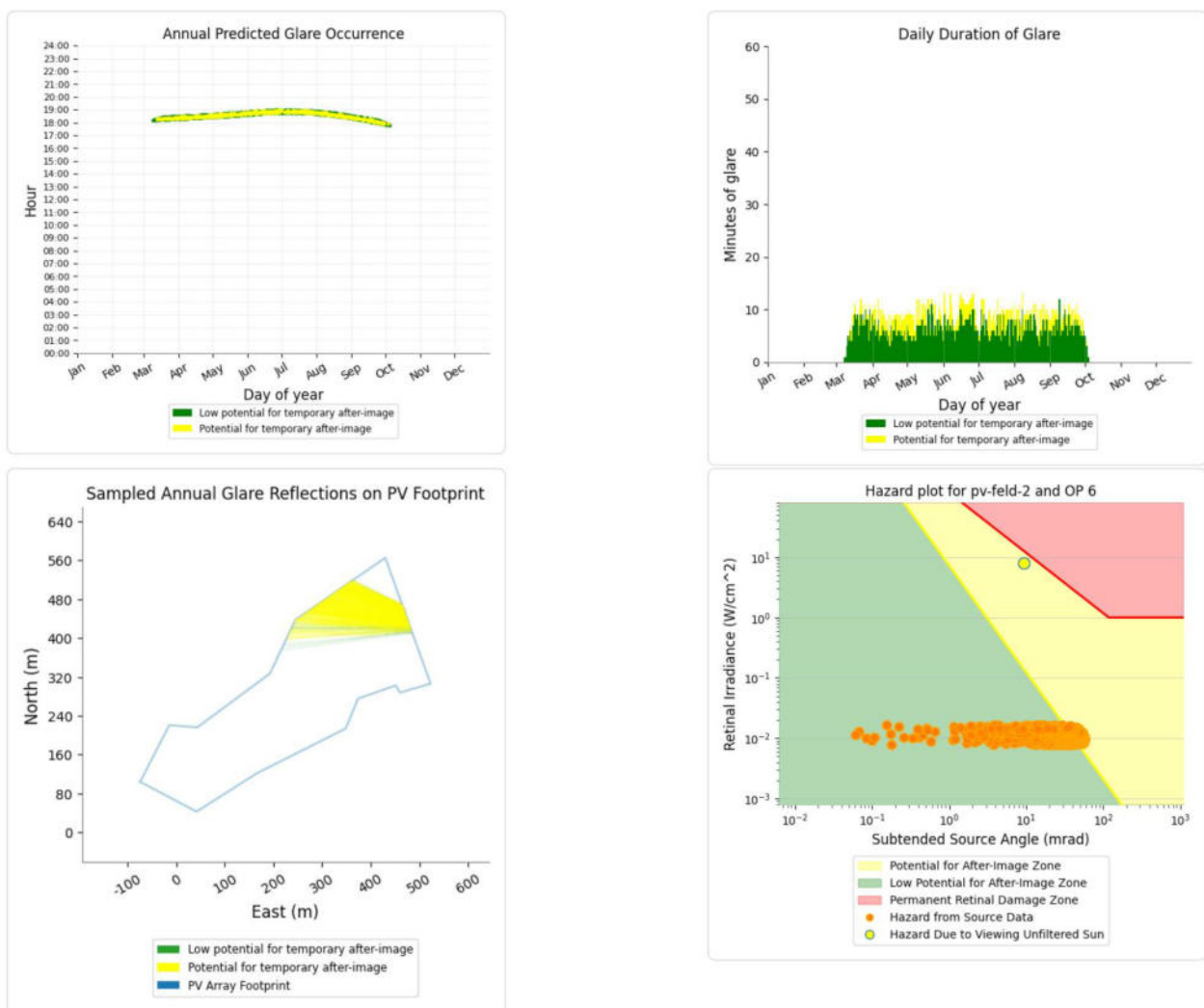


Bild 4.6.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P6 (Quelle: Simulationsergebnisse)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

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

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage Oelde mit dem Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen

Die Analyse von 6 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Der fließende Verkehr auf der A2 wird durch die PV Anlage nicht beeinträchtigt, da die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen überwiegend deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Darüber hinaus ist aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überwiegend kein Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden.

Auf dem Böckenfördeweg östlich von PV Feld 1 sind bei der Fahrt Richtung Norden theoretisch Reflexionen möglich. Diese sind aber als unkritisch zu bewerten, da auch hier die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels liegen.

Die untersuchten Immissionsorte im Bereich der Sparkassen-Waldbühne im Vier-Jahreszeiten-Park Oelde und im Bereich der Autobahnmeisterei Oelde haben überwiegend keinen direkten Sichtkontakt zur PV Anlage und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Mitarbeitern oder Gästen durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.


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 07.02.2023


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹¹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

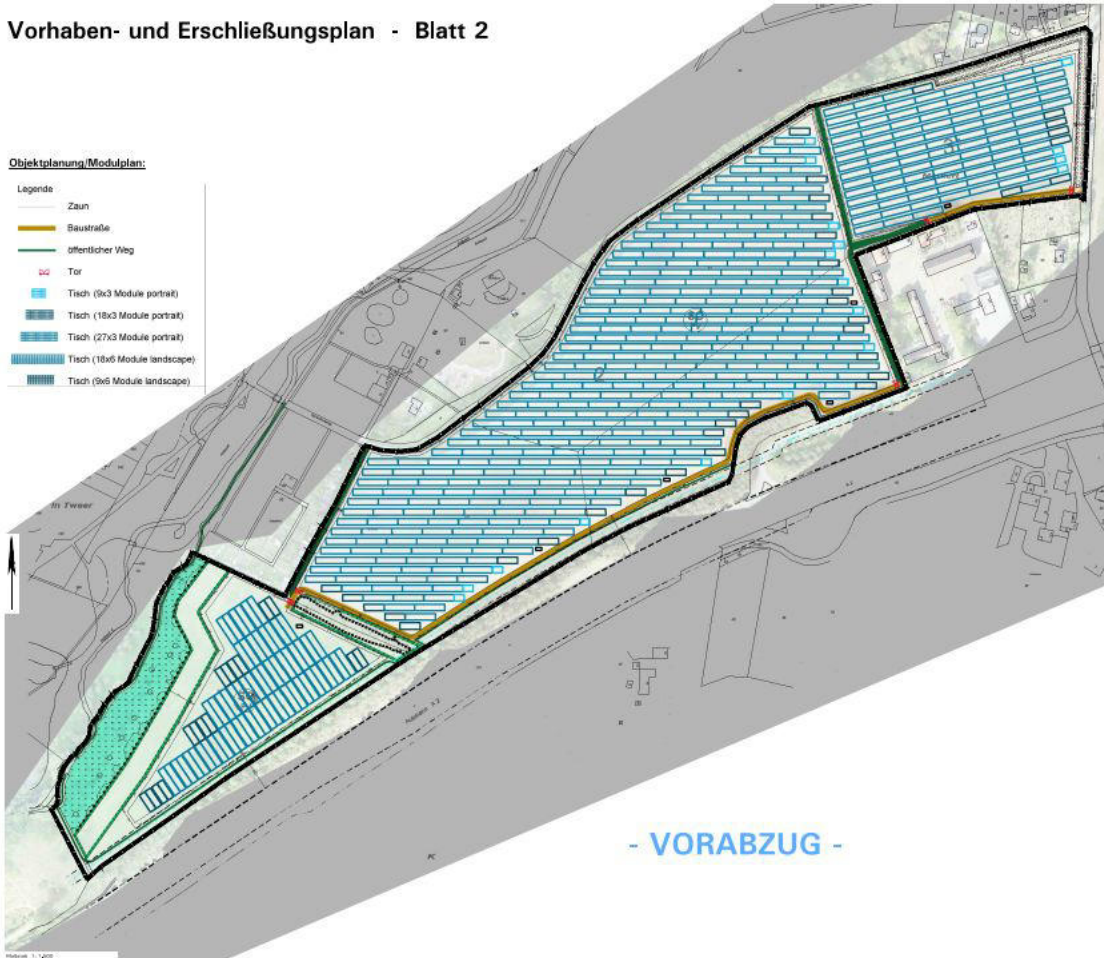
STADT OELDE:

VORHABENBEZOGENER BEBAUUNGSPLAN NR. 153 "Solarpark Oelde"

Vorhaben- und Erschließungsplan - Blatt 2

Objektplanung/Modulplan:

- Legende**
- Zaun
 - Baustraße
 - öffentlicher Weg
 - Tor
 - Tisch (18x3 Module portrait)
 - Tisch (18x3 Module portrait)
 - Tisch (27x3 Module portrait)
 - Tisch (18x6 Module landscape)
 - Tisch (9x6 Module landscape)



- VORABZUG -

Detail Modultische und technische Daten:

Solar Module

Modultyp	Suntech 550 Wp
Modulanzahl	ca. 45.117
Aufstellwinkel	ca. 15° / 10°
Schattenwinkel	ca. 35,5°
Astruz	siehe Zeichnung
Geländeneigung	-
Gesamtleistung	ca. 24.814,35 kWp

Detail Höhenentwicklung:

Blatt 1: Vorhabenbezogener Bebauungsplan (alt Plan) Nr. 153 „Solarpark Oelde“ der Stadt Oelde.
Blatt 2: Vorhaben- und Erschließungsplan zum alt. Plan Nr. 153 „Solarpark Oelde“ der Stadt Oelde als Fortbestand des alt. Plans Nr. 153 „Solarpark Oelde“ gemäß § 12 Abs. 1 Nr. 2 BauStättG.

STADT OELDE:
VORHABENBEZOGENER BEBAUUNGSPLAN NR. 153
„Solarpark Oelde“
Vorhaben- und Erschließungsplan - Blatt 2

Blattmaß: 1:1.000 Maßstab: 100m = 1cm

Bestandteile:

Vorbereitung und Inhaltliche Begleitung	Planungsbereich
Technische und rechtliche Begleitung	Vorbereitung und Inhaltliche Begleitung
Bereitstellung der notwendigen Unterlagen	Einreichung
Einreichung der Unterlagen	Begleitung

Kaufvertrag	Für den Entwurf	Hilfsvertrag	Öffentliche Ausweisung	Sanierungsvertrag	Bestandortvertrag	Planungvertrag
Die Aufhebung des vorhabenbezogenen Bebauungsplans ist gemäß § 12 Abs. 1 BauStättG vom Rat der Stadt Oelde in seiner Sitzung am ... beschlossen worden.		Nach Erstellung des Bebauungsplans ist ... im Rahmen der ... gemäß § 12 Abs. 1 BauStättG im Hinblick auf die Stadt Oelde erfolgt.	Der Rat der Stadt Oelde hat in seiner Sitzung am ... die Beauftragung der ... gemäß § 12 Abs. 1 BauStättG im Hinblick auf die Stadt Oelde beschlossen.	Der Rat der Stadt Oelde hat nach Abstimmung der ... im Rahmen der ... gemäß § 12 Abs. 1 BauStättG im Hinblick auf die Stadt Oelde beschlossen.	Mit der ... im Rahmen der ... gemäß § 12 Abs. 1 BauStättG im Hinblick auf die Stadt Oelde ...	Der ... im Rahmen der ... gemäß § 12 Abs. 1 BauStättG im Hinblick auf die Stadt Oelde ...
Name: ...	Name: ...	Name: ...	Name: ...	Name: ...	Name: ...	Name: ...
Bürgermeister	Fachbereich Stadtentwicklung, Planung, Bauverwaltung	Bürgermeister	Bürgermeister	Bürgermeister	Bürgermeister	Bürgermeister

Ultra V

HALF-CELL MONOFACIAL MODULE

TYPE: STPXXXS - C72/Vmh



POWER OUTPUT

530-550W

MAX EFFICIENCY

21.3%

Features



High module conversion efficiency

Module efficiency up to **21.3%** achieved through advanced cell technology and manufacturing process



Lower operating temperature

Lower operating temperature and temperature coefficient increases the power output



Suntech current sorting process

Up to **2%** power loss caused by current mismatch could be diminished by current sorting technique to maximize system power output



Extended wind and snow load tests

Module certified to withstand extreme wind (2400 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) *



Excellent weak light performance

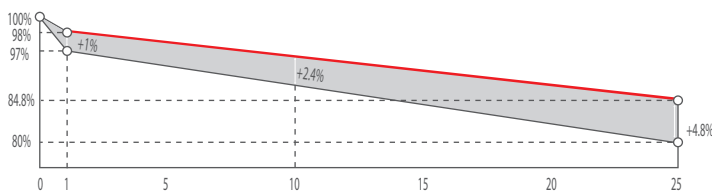
More power output in weak light condition, such as cloudy, morning and sunset



Withstanding harsh environment

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

Industry-leading Warranty **



- ◆ First year power degradation: 2%
- ◆ Annual degradation: 0.55%
- ◆ Product warranty: 12 years
- ◆ linear warranty: 25 years

Certifications and Standards

CE IEC 61730 IEC 61215
 SA 8000 Social Responsibility Standards
 ISO 9001 Quality Management System
 ISO 14001 Environment Management System
 ISO 45001 Occupational Health and Safety
 IEC TS 62941 Guideline for module design qualification and type approval



Munich RE ****

* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details.
 ** Please refer to Suntech Limited Warranty for details.

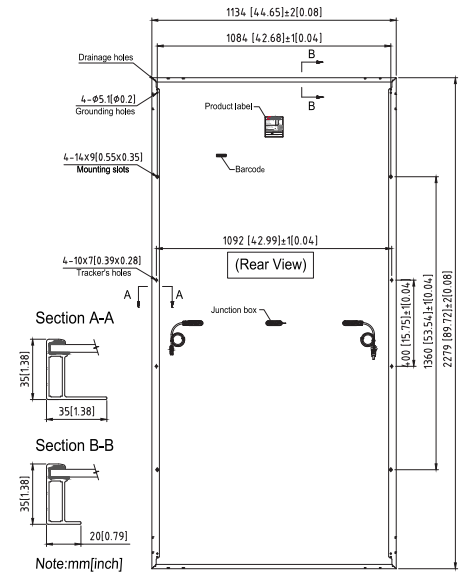
*** WEEE only for EU market.
 **** Suntech reserves the right to the final interpretation of the warranty by Munich RE.

Ultra V STPXXXS - C72/Vmh 530-550W

Mechanical Characteristics

Solar Cell	Monocrystalline silicon 182 mm
No. of Cells	144 (6 × 24)
Dimensions	2279 × 1134 × 35 mm (89.7 × 44.6 × 1.4 inches)
Weight	29.1 kgs (64.2 lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.126 inches) fully tempered glass
Output Cables	4.0 mm ² , (-) 350 mm (+) 160 mm in length or customized length
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C
Maximum System Voltage	1500 V DC (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	25 A
Power Tolerance	0/+5 W

For tracker installation, please turn to Suntech for mechanical load information.



Electrical Characteristics

Module Type	STP550S-C72/Vmh		STP545S-C72/Vmh		STP540S-C72/Vmh		STP535S-C72/Vmh		STP530S-C72/Vmh	
	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT
Maximum Power (Pmax/W)	550	415.0	545	411.5	540	408.0	535	404.3	530	400.6
Optimum Operating Voltage (Vmp/V)	42.05	38.9	41.87	38.7	41.75	38.6	41.57	38.4	41.39	38.2
Optimum Operating Current (Imp/A)	13.08	10.67	13.02	10.63	12.94	10.58	12.87	10.53	12.81	10.47
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.88	46.9	49.69	46.7	49.54	46.5	49.39	46.4	49.24	46.3
Short Circuit Current (Isc/A)	14.01	11.22	13.96	11.18	13.89	11.13	13.83	11.08	13.76	11.02
Module Efficiency (%)	21.3		21.1		20.9		20.7		20.5	

STC: Irradiance 1000 W/m², module temperature 25 °C, AM=1.5; NMOT: Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s; Tolerance of Pmax is within +/- 3%;

Temperature Characteristics

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42 ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.36%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.304%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.050%/°C

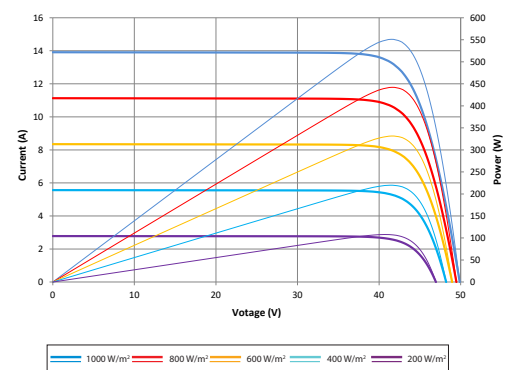
Packing Configuration

Container	40' HC
Pieces per pallet	31
Pallets per container	20
Pieces per container	620
Packaging box dimensions	2310×1130×1269 mm
Packaging box weight	965 kg

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.

Graphs

Current-Voltage & Power-Voltage Curve (550S)



Oelde

Oelde_West

Created Feb. 6, 2023
Updated Feb. 6, 2023
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Site ID 83740.14817

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**

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

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

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	15.0	165.0	3,070	3,730	-
PV Feld 2	15.0	180.0	7,229	2,280	-
PV Feld 3	10.0	235.0	425	591	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 171,653 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 30,835 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 deg
Orientation: 165.0 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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	51.816159	8.147213	107.77	2.00	109.77
2	51.816901	8.151161	101.92	2.00	103.92
3	51.815681	8.151086	106.05	2.00	108.05
4	51.815542	8.149455	110.90	2.00	112.90
5	51.815130	8.147749	110.61	2.00	112.61



Name: PV Feld 2
Footprint area: 116,373 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 15.0 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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	51.811967	8.139649	100.43	2.00	102.43
2	51.813015	8.140518	96.74	2.00	98.74
3	51.812975	8.141355	100.34	2.00	102.34
4	51.813970	8.143522	104.73	2.00	106.73
5	51.814965	8.144284	106.25	2.00	108.25
6	51.816112	8.146966	108.05	2.00	110.05
7	51.813784	8.148318	112.18	2.00	114.18
8	51.813618	8.147406	111.47	2.00	113.47
9	51.813751	8.147277	110.88	2.00	112.88
10	51.813505	8.146151	109.65	2.00	111.65
11	51.812955	8.145786	109.92	2.00	111.92
12	51.812126	8.143136	107.68	2.00	109.68
13	51.811416	8.141334	106.72	2.00	108.72



Name: PV Feld 3
Footprint area: 24,446 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orientation: 235.0 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 deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total elevation m
1	51.811031	8.140731	106.68	2.00	108.68
2	51.809539	8.137159	104.10	2.00	106.10
3	51.809678	8.136944	102.28	2.00	104.28
4	51.811224	8.138500	100.72	2.00	102.72
5	51.811516	8.138275	98.55	2.00	100.55
6	51.811807	8.138800	99.20	2.00	101.20
7	51.811230	8.140517	105.75	2.00	107.75



Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	51.814388	8.153275	99.42	2.00	101.42
OP 2	51.812497	8.145947	111.49	2.00	113.49
OP 3	51.809990	8.139392	108.67	2.00	110.67
OP 4	51.816217	8.151313	103.30	2.00	105.30
OP 5	51.814711	8.142390	95.27	2.00	97.27
OP 6	51.814807	8.148895	112.83	0.00	112.83

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld 1	15.0	165.0	3,070	3,730	-	
PV Feld 2	15.0	180.0	7,229	2,280	-	
PV Feld 3	10.0	235.0	425	591	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	33	218	519	106	363	366	67	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	83	421	536	540	551	497	205	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	232	564	1118	1159	1170	825	351	12	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	39	314	474	278	387	444	98	1	0	0
pv-feld-3 (green)	0	0	0	0	96	170	158	1	0	0	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	0	0	51	364	176	0	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

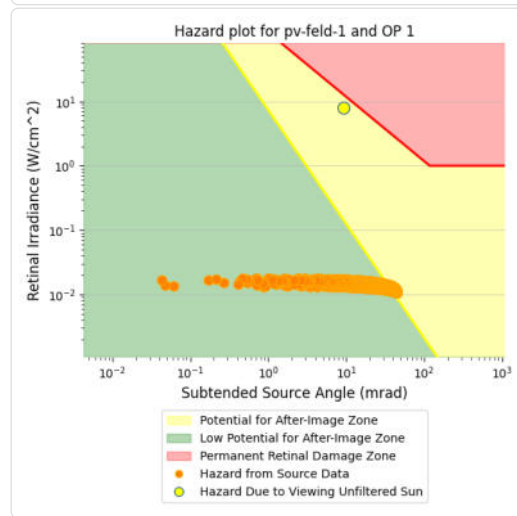
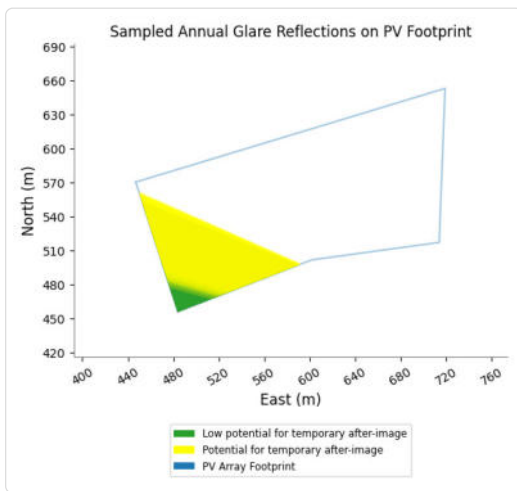
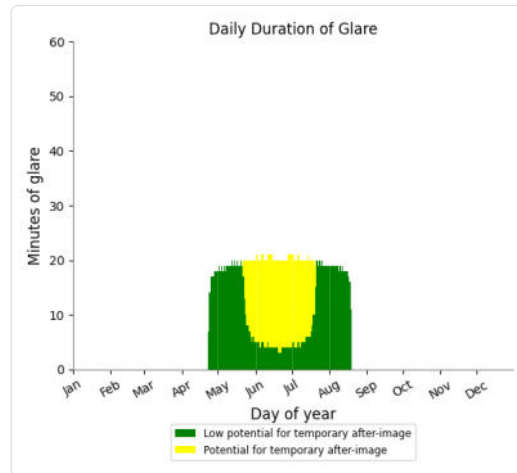
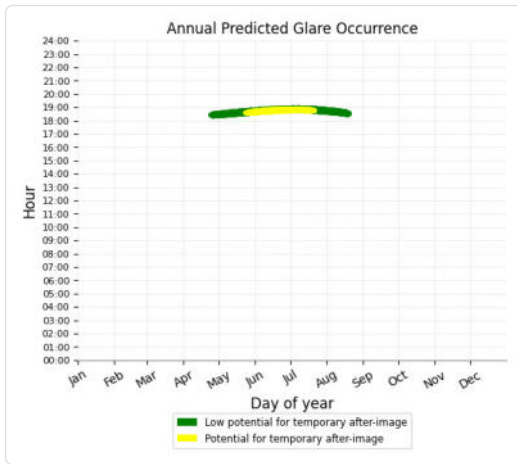
PV Feld 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1398	897
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	610	2833
OP: OP 5	1045	0
OP: OP 6	17	0

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 1)

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

- 1,398 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 897 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

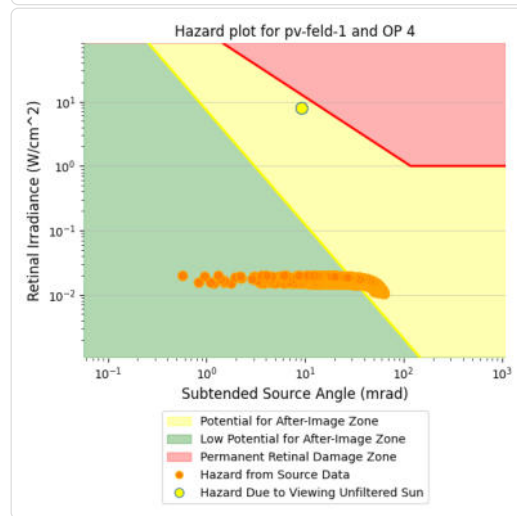
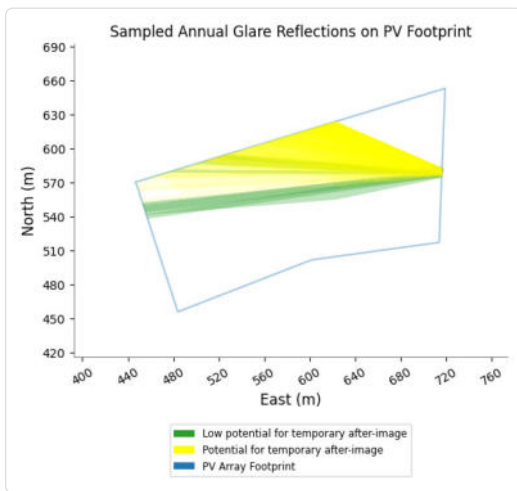
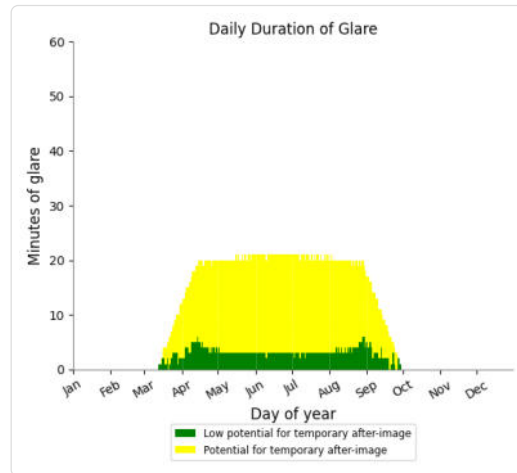
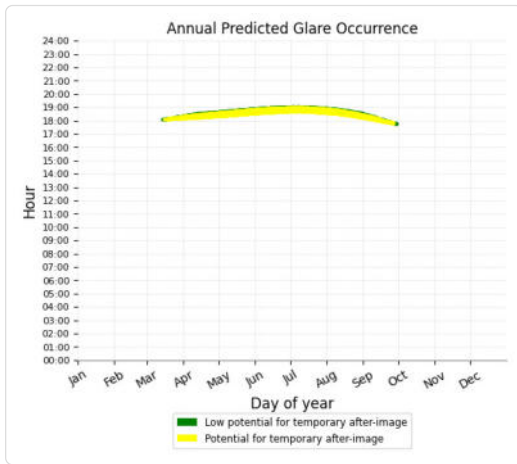
PV Feld 1 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 4)

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

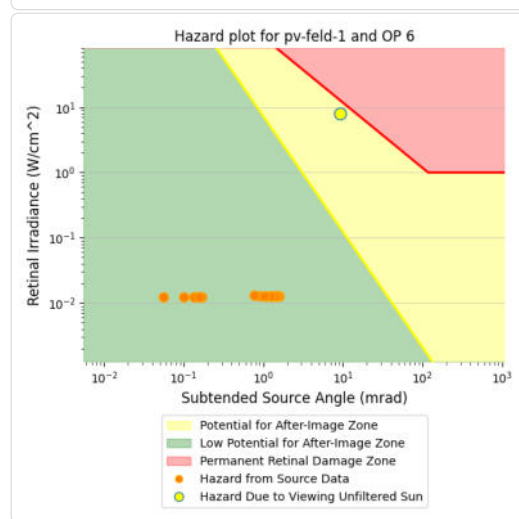
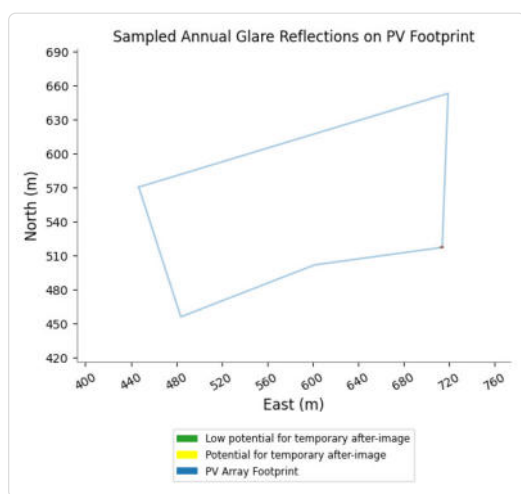
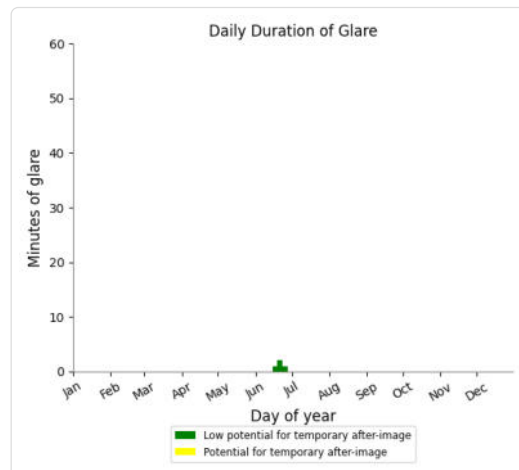
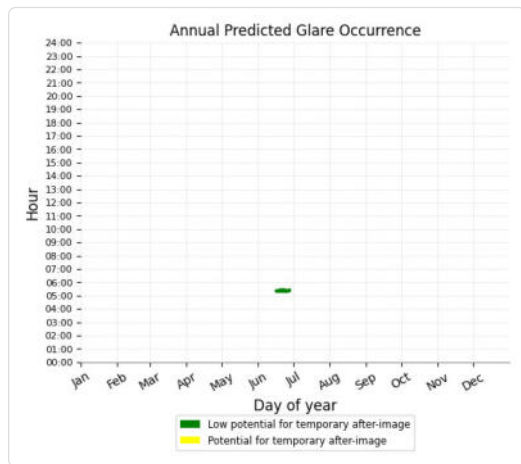
- 610 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,833 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 1 - OP Receptor (OP 6)

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

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



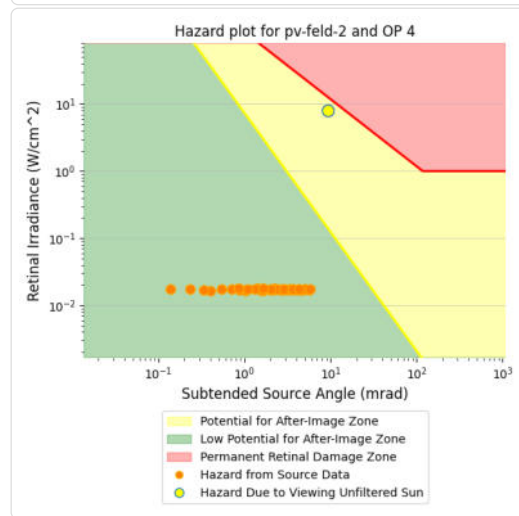
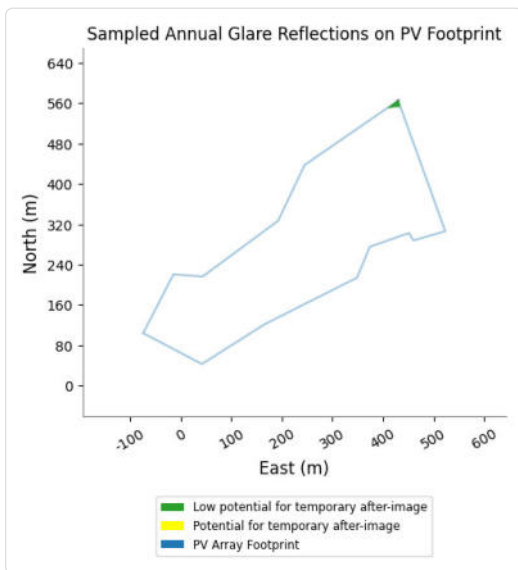
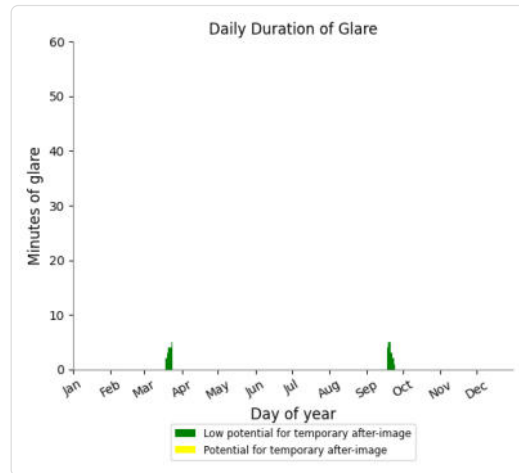
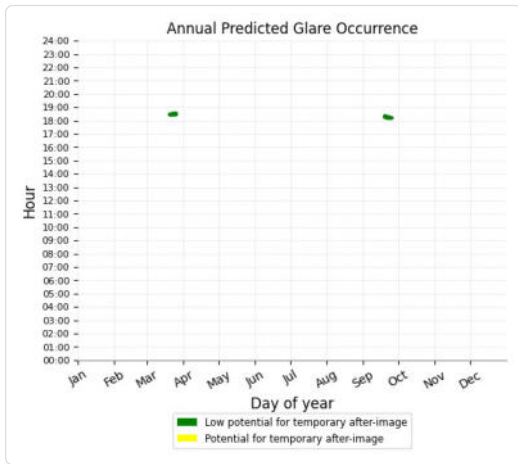
PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	3426	336
OP: OP 2	1117	777
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	45	0
OP: OP 5	1285	649
OP: OP 6	1356	518

PV Feld 2 - OP Receptor (OP 4)

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

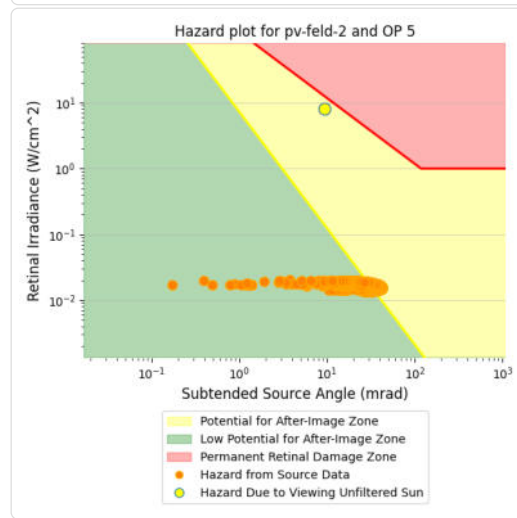
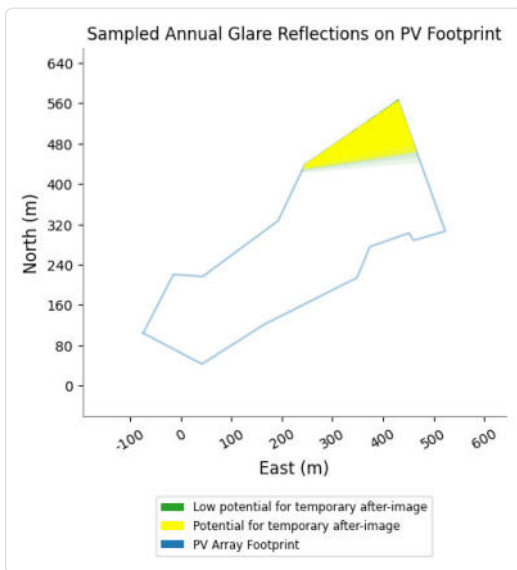
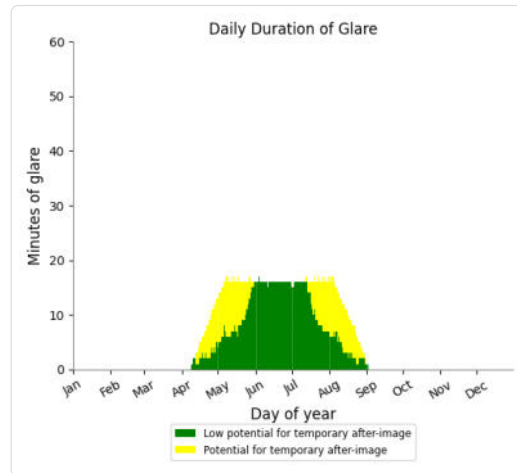
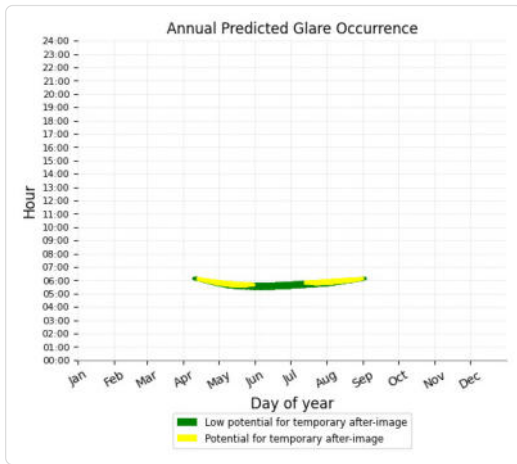
- 45 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 5)

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

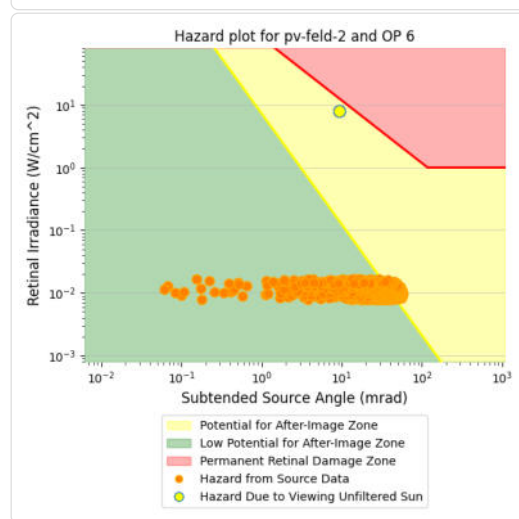
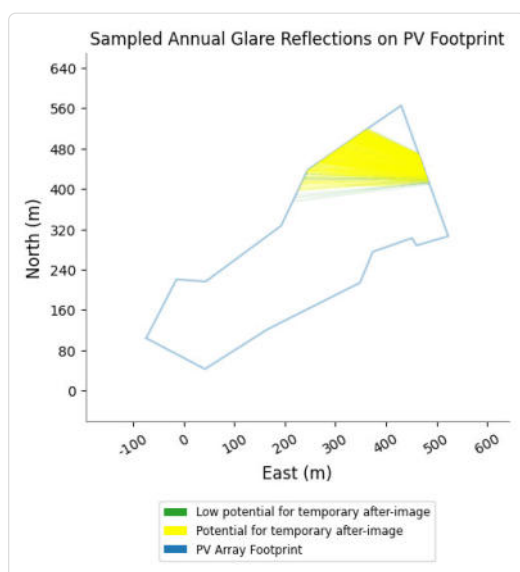
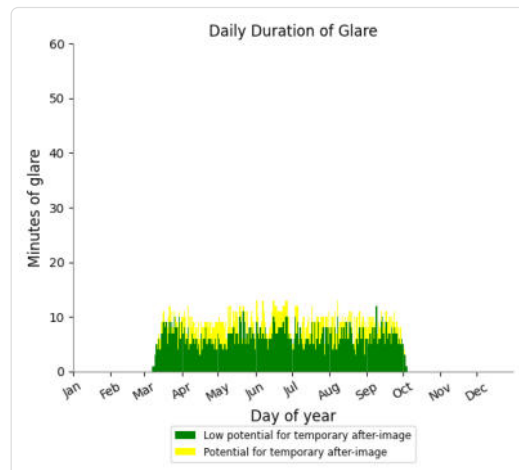
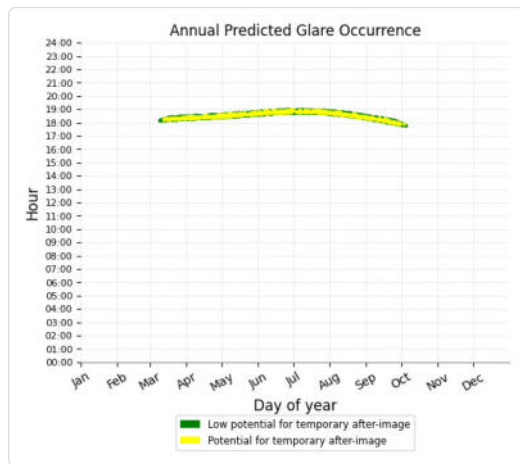
- 1,285 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 649 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 6)

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

- 1,356 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 518 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	425	591
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0
OP: OP 6	0	0

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 1)

No glare found

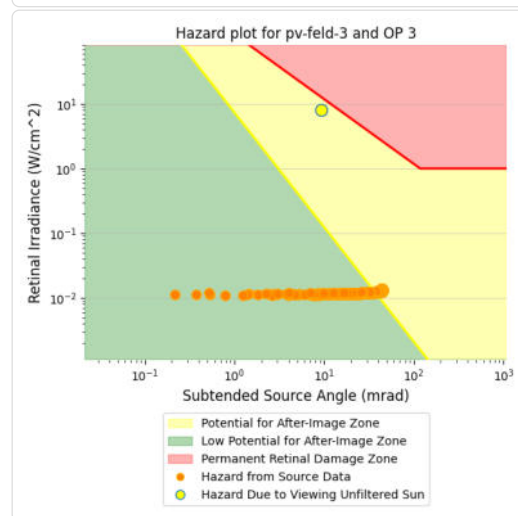
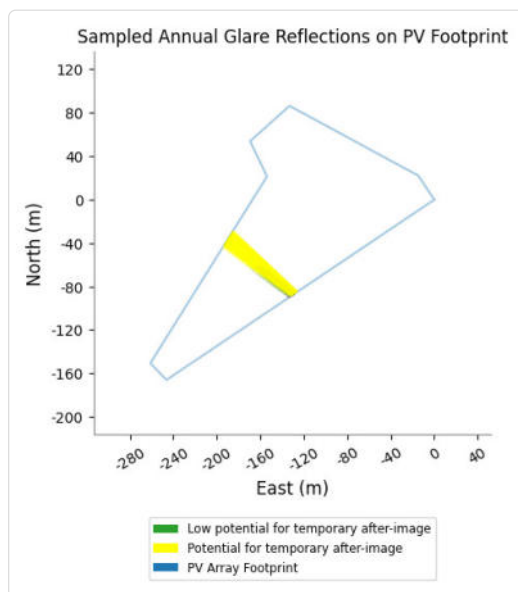
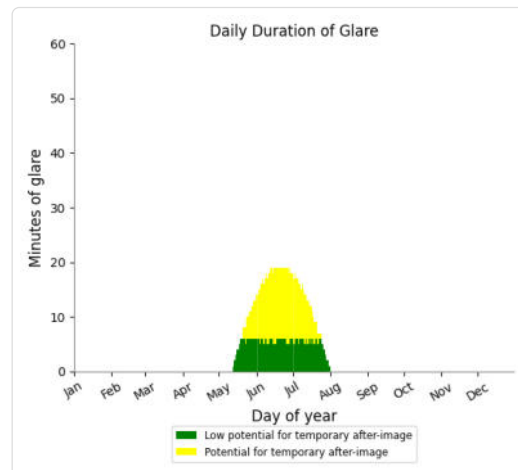
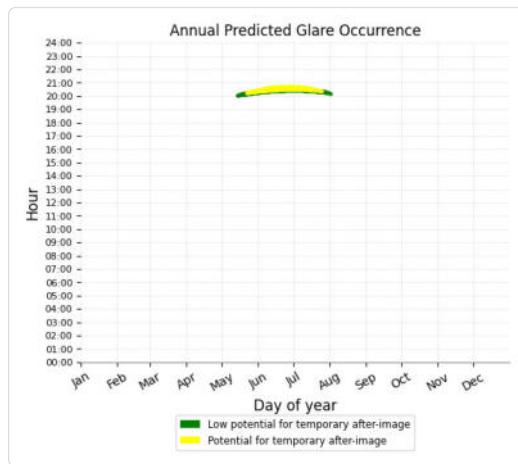
PV Feld 3 - OP Receptor (OP 2)

No glare found

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 3)

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

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



PV Feld 3 - OP Receptor (OP 4)

No glare found

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 5)

No glare found

PV Feld 3 - OP Receptor (OP 6)

No glare found

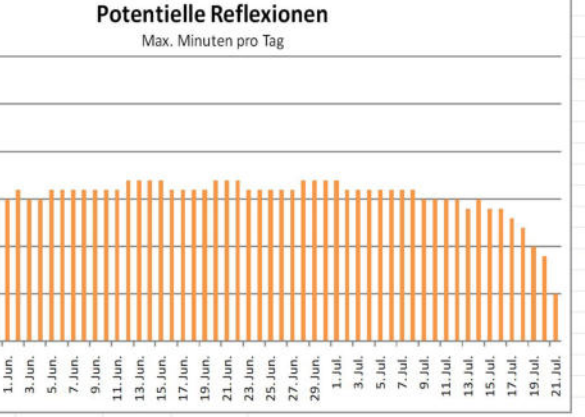
Assumptions

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

	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Se	Anzahl Minuten	Tag	Anfang	Ende	Minuten			
																					Zeitraum Start	Zeitraum Ende	pro Tag	Minuten im Zeitraum
2023-04-23 18:24:00	0,006645	663,8033	1	0,399476	0,01504	0,000265	9,9	277,3	-0,977	0,125	0,172	0,986	-0,16	-0,037	22. Mai	3	18:36	18:38	23. Mai	21. Juli	894	17	18:32	18:58
2023-04-23 18:25:00	0,006781	662,0375	1	0,407723	0,01531	0,000538	9,8	277,5	-0,977	0,128	0,17	0,986	-0,161	-0,041	23. Mai	7	18:34	18:40						
2023-04-23 18:26:00	0,006909	660,268	1	0,416135	0,015584	0,000642	9,6	277,7	-0,977	0,131	0,167	0,986	-0,163	-0,045	24. Mai	10	18:33	18:42						
2023-04-23 18:27:00	0,007037	658,4949	1	0,424716	0,015863	0,000703	9,5	277,9	-0,977	0,135	0,164	0,985	-0,165	-0,049	25. Mai	12	18:32	18:43						
2023-04-23 18:28:00	0,007155	656,7181	1	0,433469	0,016146	0,000591	9,3	278	-0,977	0,138	0,162	0,985	-0,166	-0,053	26. Mai	12	18:33	18:44						
2023-04-23 18:29:00	0,007272	654,9377	1	0,442396	0,016434	0,00043	9,2	278,2	-0,977	0,141	0,159	0,984	-0,168	-0,057	27. Mai	13	18:33	18:45						
2023-04-23 18:30:00	0,007384	653,1536	1	0,451502	0,016726	0,00017	9	278,4	-0,977	0,145	0,157	0,984	-0,17	-0,061	28. Mai	14	18:33	18:46						
2023-04-24 18:20:00	0,006066	673,3836	1	0,36019	0,013757	4,73E-05	10,8	276,7	-0,976	0,115	0,187	0,987	-0,158	-0,019	29. Mai	15	18:33	18:47						
2023-04-24 18:21:00	0,006214	671,6463	1	0,367635	0,014005	0,000722	10,7	276,9	-0,976	0,118	0,185	0,987	-0,16	-0,023	30. Mai	14	18:34	18:47						
2023-04-24 18:22:00	0,006358	669,9053	1	0,37523	0,014257	0,001287	10,5	277,1	-0,976	0,122	0,182	0,986	-0,162	-0,027	31. Mai	15	18:34	18:48						
2023-04-24 18:23:00	0,0065	668,1607	1	0,382977	0,014514	0,001746	10,3	277,3	-0,976	0,125	0,18	0,986	-0,163	-0,031	1. Jun.	15	18:34	18:48						
2023-04-24 18:24:00	0,006637	666,4123	1	0,390879	0,014774	0,002094	10,2	277,5	-0,976	0,128	0,177	0,986	-0,165	-0,035	2. Jun.	16	18:34	18:49						
2023-04-24 18:25:00	0,006771	664,6603	1	0,39894	0,015039	0,002321	10	277,7	-0,976	0,132	0,174	0,985	-0,167	-0,039	3. Jun.	15	18:36	18:50						
2023-04-24 18:26:00	0,006902	662,9046	1	0,407163	0,015309	0,002484	9,9	277,9	-0,976	0,135	0,172	0,985	-0,168	-0,043	4. Jun.	15	18:36	18:50						
2023-04-24 18:27:00	0,007027	661,1452	1	0,415549	0,015583	0,002508	9,7	278,1	-0,976	0,138	0,169	0,984	-0,17	-0,047	5. Jun.	16	18:36	18:51						
2023-04-24 18:28:00	0,007115	659,3822	1	0,424103	0,015861	0,002473	9,6	278,3	-0,976	0,142	0,166	0,984	-0,172	-0,051	6. Jun.	16	18:36	18:51						
2023-04-24 18:29:00	0,007264	657,6156	1	0,432828	0,016144	0,002267	9,4	278,5	-0,976	0,145	0,164	0,983	-0,173	-0,054	7. Jun.	16	18:36	18:51						
2023-04-24 18:30:00	0,00738	655,8454	1	0,441727	0,016432	0,00206	9,3	278,6	-0,976	0,148	0,161	0,983	-0,175	-0,058	8. Jun.	16	18:38	18:53						
2023-04-24 18:31:00	0,007485	654,0715	1	0,450803	0,016724	0,001688	9,1	278,8	-0,976	0,152	0,159	0,982	-0,177	-0,062	9. Jun.	16	18:38	18:53						
2023-04-24 18:32:00	0,007585	652,2941	1	0,46006	0,017021	0,001203	9	279	-0,976	0,155	0,156	0,982	-0,178	-0,066	10. Jun.	16	18:38	18:53						
2023-04-24 18:33:00	0,007672	650,513	1	0,4695	0,017323	0,000529	8,8	279,2	-0,975	0,158	0,153	0,981	-0,18	-0,07	11. Jun.	16	18:38	18:53						
2023-04-25 18:19:00	0,005898	677,6406	1	0,34542	0,013276	0,000862	11,2	276,7	-0,974	0,115	0,195	0,987	-0,162	-0,013	12. Jun.	17	18:38	18:54						
2023-04-25 18:20:00	0,006054	675,9205	1	0,352557	0,013516	0,001763	11,1	276,9	-0,974	0,119	0,192	0,986	-0,164	-0,017	13. Jun.	17	18:39	18:55						
2023-04-25 18:21:00	0,006204	674,1968	1	0,359836	0,01376	0,002481	10,9	277,1	-0,974	0,122	0,189	0,986	-0,165	-0,021	14. Jun.	17	18:39	18:55						
2023-04-25 18:22:00	0,006347	672,4694	1	0,367262	0,014008	0,003027	10,8	277,3	-0,974	0,125	0,187	0,986	-0,167	-0,025	15. Jun.	17	18:39	18:55						
2023-04-25 18:23:00	0,006491	670,7383	1	0,374837	0,01426	0,003524	10,6	277,5	-0,974	0,129	0,184	0,985	-0,169	-0,029	16. Jun.	16	18:40	18:55						
2023-04-25 18:24:00	0,006628	669,0035	1	0,382563	0,014516	0,003855	10,5	277,7	-0,975	0,132	0,181	0,985	-0,17	-0,033	17. Jun.	16	18:40	18:55						
2023-04-25 18:25:00	0,006763	667,2651	1	0,390444	0,014777	0,004112	10,3	277,9	-0,975	0,135	0,179	0,984	-0,172	-0,037	18. Jun.	16	18:41	18:56						
2023-04-25 18:26:00	0,006894	665,523	1	0,398482	0,015042	0,004277	10,1	278,1	-0,975	0,139	0,176	0,984	-0,174	-0,04	19. Jun.	16	18:41	18:56						
2023-04-25 18:27:00	0,007021	663,7773	1	0,406681	0,015311	0,004325	10	278,3	-0,975	0,142	0,174	0,984	-0,175	-0,044	20. Jun.	17	18:41	18:57						
2023-04-25 18:28:00	0,007144	662,028	1	0,415043	0,015584	0,004291	9,8	278,5	-0,975	0,145	0,171	0,983	-0,177	-0,048	21. Jun.	17	18:41	18:57						
2023-04-25 18:29:00	0,007261	660,2751	1	0,423572	0,015863	0,004129	9,7	278,7	-0,974	0,149	0,168	0,983	-0,179	-0,052	22. Jun.	17	18:41	18:57						
2023-04-25 18:30:00	0,007373	658,5186	1	0,43227	0,016145	0,00388	9,5	278,9	-0,974	0,152	0,166	0,982	-0,18	-0,056	23. Jun.	16	18:42	18:57						
2023-04-25 18:31:00	0,007483	656,7585	1	0,441142	0,016433	0,003575	9,4	279,1	-0,974	0,155	0,163	0,981	-0,182	-0,06	24. Jun.	16	18:42	18:57						
2023-04-25 18:32:00	0,007585	654,9947	1	0,450189	0,016725	0,003122	9,2	279,2	-0,974	0,159	0,16	0,981	-0,184	-0,064	25. Jun.	16	18:42	18:57						
2023-04-25 18:33:00	0,007675	653,2275	1	0,459416	0,017021	0,00249	9,1	279,4	-0,974	0,162	0,158	0,98	-0,185	-0,068	26. Jun.	16	18:42	18:57						
2023-04-25 18:34:00	0,007758	651,4566	1	0,468826	0,017323	0,001745	8,9	279,6	-0,974	0,165	0,155	0,98	-0,187	-0,071	27. Jun.	16	18:43	18:58						
2023-04-25 18:35:00	0,007822	649,6822	1	0,478422	0,017629	0,000722	8,8	279,8	-0,974	0,169	0,153	0,979	-0,189	-0,075	28. Jun.	17	18:42	18:58						
2023-04-26 18:20:00	0,006029	677,0263	1	0,345173	0,013255	0,00345	11,3	277,2	-0,973	0,122	0,196	0,985	-0,169	-0,015	29. Jun.	17	18:42	18:58						
2023-04-26 18:21:00	0,006179	675,309	1	0,352293	0,013494	0,004181	11,2	277,3	-0,973	0,125	0,194	0,985	-0,171	-0,019	30. Jun.	17	18:42	18:58						
2023-04-26 18:22:00	0,006324	673,5879	1	0,359555	0,013737	0,004753	11	277,5	-0,973	0,129	0,191	0,985	-0,172	-0,023	1. Jul.	17	18:42	18:58						
2023-04-26 18:23:00	0,006466	671,8632	1	0,366963	0,013984	0,005225	10,9	277,7	-0,973	0,132	0,189	0,984	-0,174	-0,026	2. Jul.	16	18:43	18:58						
2023-04-26 18:24:00	0,006605	670,1349	1	0,374518	0,014235	0,005598	10,7	277,9	-0,973	0,135	0,186	0,984	-0,176	-0,03	3. Jul.	16	18:43	18:58						
2023-04-26 18:25:00	0,00674	668,4029	1	0,382225	0,01449	0,005856	10,6	278,1	-0,973	0,139	0,183	0,984	-0,177	-0,034	4. Jul.	16	18:43	18:58						
2023-04-26 18:26:00	0,006871	666,6673	1	0,390085	0,01475	0,00603	10,4	278,3	-0,973	0,142	0,181	0,983	-0,179	-0,038	5. Jul.	16	18:43	18:58						
2023-04-26 18:27:00	0,006999	664,9281	1	0,398102	0,015014	0,006105	10,3	278,5	-0,973	0,145	0,178	0,983	-0,181	-0,042	6. Jul.	16	18:42	18:57						
2023-04-26 18:28:00	0,007122	663,1852	1	0,406279	0,015282	0,006076	10,1	278,7	-0,973	0,149	0,175	0,982	-0,182	-0,046	7. Jul.	16	18:43	18:58						
2023-04-26 18:29:00	0,007242	661,4388	1	0,414618	0,015555	0,005963	10	278,9	-0,973	0,152	0,173	0,982	-0,184	-0,05	8. Jul.	16	18:43	18:58						
2023-04-26 18:30:00	0,007354	659,6887	1	0,423123	0,015832	0,005713	9,8	279,1	-0,973	0,155	0,17	0,981	-0,186	-0,054	9. Jul.	15	18:43	18:57						

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 1:
 894 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
 782 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
 112 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
 17 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 2296 Einträgen /-1398):
 1.: Zeitraum ab 05:50 Uhr bis Sonnenuntergang
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 8° (Standard: min. 10°)
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Se	Anzahl Minuten
2023-03-13 18:05:00	0,010593	573,4402	1	0,575393	0,018714	0,025973	2,2	261,3	-0,988	-0,152	0,039	0,989	0,147	-0,021	9.	1
2023-03-14 18:06:00	0,010626	574,982	1	0,572755	0,018679	0,026455	2,4	261,7	-0,989	-0,144	0,042	0,99	0,139	-0,022	10.	3
2023-03-15 18:06:00	0,010864	578,8564	2	0,558332	0,018331	0,030403	2,7	262	-0,989	-0,14	0,047	0,991	0,133	-0,02	11.	4
2023-03-15 18:07:00	0,010754	576,4904	1	0,570108	0,018641	0,027811	2,6	262,2	-0,99	-0,136	0,045	0,991	0,131	-0,024	12.	5
2023-03-16 18:06:00	0,010745	582,6608	1	0,555728	0,018365	0,029166	2,9	262,4	-0,99	-0,132	0,05	0,992	0,124	-0,021	13.	7
2023-03-16 18:07:00	0,010812	580,3162	1	0,567456	0,018678	0,028143	2,7	262,6	-0,991	-0,129	0,047	0,992	0,123	-0,025	14.	8
2023-03-17 18:06:00	0,011003	586,3975	2	0,541686	0,018016	0,033241	3,2	262,7	-0,99	-0,128	0,056	0,993	0,118	-0,018	15.	15
2023-03-17 18:07:00	0,010945	584,0741	2	0,553122	0,018324	0,03114	3	262,9	-0,991	-0,124	0,053	0,993	0,116	-0,022	16.	11
2023-03-17 18:08:00	0,010396	581,7459	1	0,564802	0,018636	0,024547	2,9	263	-0,991	-0,121	0,05	0,993	0,115	-0,026	17.	13
2023-03-17 18:09:00	0,010855	579,413	1	0,576729	0,018953	0,027109	2,7	263,2	-0,992	-0,117	0,048	0,993	0,113	-0,03	18.	13
2023-03-18 18:07:00	0,011198	587,7663	2	0,539132	0,017973	0,035106	3,4	263,1	-0,991	-0,12	0,059	0,994	0,11	-0,02	19.	14
2023-03-18 18:08:00	0,011031	585,459	2	0,550519	0,018281	0,032108	3,2	263,3	-0,992	-0,117	0,056	0,994	0,108	-0,024	20.	16
2023-03-18 18:09:00	0,011174	583,1469	2	0,562148	0,018593	0,031725	3	263,5	-0,992	-0,113	0,053	0,994	0,107	-0,028	21.	16
2023-03-18 18:10:00	0,010856	580,8301	1	0,574025	0,01891	0,02734	2,9	263,7	-0,993	-0,11	0,05	0,994	0,105	-0,032	22.	16
2023-03-19 18:07:00	0,010777	591,3951	2	0,536583	0,017999	0,031372	3,5	263,5	-0,992	-0,112	0,061	0,995	0,102	-0,021	23.	16
2023-03-19 18:08:00	0,011051	589,1084	2	0,547921	0,018308	0,032142	3,4	263,7	-0,992	-0,109	0,059	0,995	0,1	-0,025	24.	17
2023-03-19 18:09:00	0,011033	586,8169	2	0,559499	0,018622	0,030369	3,2	263,9	-0,993	-0,105	0,056	0,995	0,098	-0,029	25.	16
2023-03-19 18:10:00	0,010687	584,5207	1	0,571323	0,018941	0,025654	3,1	264,1	-0,993	-0,102	0,053	0,995	0,097	-0,033	26.	16
2023-03-20 18:07:00	0,011326	594,9626	2	0,52299	0,017648	0,037833	3,8	263,8	-0,992	-0,108	0,067	0,995	0,095	-0,018	27.	16
2023-03-20 18:08:00	0,011172	592,6962	2	0,534043	0,017953	0,034993	3,7	264	-0,992	-0,104	0,064	0,995	0,094	-0,022	28.	16
2023-03-20 18:09:00	0,010513	590,425	1	0,54533	0,018262	0,027613	3,5	264,2	-0,993	-0,101	0,062	0,995	0,092	-0,026	29.	17
2023-03-20 18:10:00	0,011119	588,1492	2	0,556857	0,018576	0,031343	3,4	264,4	-0,993	-0,098	0,059	0,995	0,09	-0,03	30.	16
2023-03-20 18:11:00	0,010361	585,8687	1	0,568629	0,018895	0,022848	3,2	264,6	-0,994	-0,094	0,056	0,995	0,089	-0,034	1.	17
2023-03-21 18:08:00	0,011161	596,2245	2	0,520511	0,017602	0,03673	4	264,2	-0,993	-0,1	0,07	0,996	0,087	-0,02	2.	16
2023-03-21 18:09:00	0,011353	593,9734	2	0,531514	0,017906	0,036716	3,8	264,4	-0,993	-0,097	0,067	0,996	0,085	-0,024	3.	17
2023-03-21 18:10:00	0,010981	591,7176	2	0,542751	0,018215	0,032017	3,7	264,6	-0,994	-0,093	0,064	0,996	0,084	-0,028	4.	17
2023-03-21 18:11:00	0,011084	589,4572	2	0,554226	0,018529	0,031283	3,5	264,8	-0,994	-0,09	0,062	0,996	0,082	-0,032	5.	17
2023-03-21 18:12:00	0,011204	587,1921	2	0,565944	0,018848	0,030685	3,4	265	-0,994	-0,087	0,059	0,996	0,08	-0,036	6.	17
2023-03-22 18:08:00	0,011597	601,7557	2	0,518046	0,017681	0,039814	4,2	264,7	-0,993	-0,092	0,073	0,997	0,079	-0,021	7.	17
2023-03-22 18:09:00	0,010841	599,5348	2	0,528999	0,017988	0,031985	4	264,9	-0,994	-0,089	0,07	0,997	0,077	-0,025	8.	17
2023-03-22 18:10:00	0,010938	597,3093	2	0,540185	0,018301	0,031204	3,9	265,1	-0,994	-0,086	0,067	0,997	0,076	-0,029	9.	17
2023-03-22 18:11:00	0,011391	595,0792	2	0,551607	0,018618	0,033408	3,7	265,3	-0,995	-0,082	0,065	0,997	0,074	-0,033	10.	17
2023-03-22 18:12:00	0,01133	592,8445	2	0,563271	0,01894	0,031288	3,6	265,5	-0,995	-0,079	0,062	0,997	0,072	-0,037	11.	17
2023-03-22 18:13:00	0,010558	590,6052	1	0,575183	0,019267	0,022782	3,4	265,7	-0,995	-0,075	0,059	0,997	0,071	-0,041	12.	17
2023-03-23 18:08:00	0,01155	605,144	2	0,504922	0,01733	0,041256	4,5	264,9	-0,993	-0,088	0,078	0,997	0,073	-0,018	13.	17
2023-03-23 18:09:00	0,011683	602,9425	2	0,515599	0,017632	0,040737	4,3	265,1	-0,994	-0,085	0,076	0,997	0,071	-0,022	14.	17
2023-03-23 18:10:00	0,011058	600,7363	2	0,526502	0,017939	0,034107	4,2	265,3	-0,994	-0,081	0,073	0,997	0,069	-0,026	15.	17
2023-03-23 18:11:00	0,011576	598,5256	2	0,537635	0,018251	0,036751	4	265,5	-0,994	-0,078	0,07	0,997	0,068	-0,03	16.	17
2023-03-23 18:12:00	0,010711	596,3104	1	0,549005	0,018568	0,027801	3,9	265,7	-0,995	-0,074	0,067	0,997	0,066	-0,034	17.	17
2023-03-23 18:13:00	0,011241	594,0905	2	0,560615	0,01889	0,030782	3,7	265,9	-0,995	-0,071	0,065	0,997	0,064	-0,038	18.	17
2023-03-23 18:14:00	0,01059	591,8662	1	0,57247	0,019218	0,023335	3,6	266,1	-0,996	-0,068	0,062	0,997	0,062	-0,042	19.	17
2023-03-24 18:09:00	0,010936	606,297	2	0,502544	0,017282	0,036544	4,6	265,4	-0,993	-0,08	0,081	0,998	0,064	-0,02	20.	17
2023-03-24 18:10:00	0,011527	604,11	2	0,513171	0,017583	0,039771	4,5	265,6	-0,994	-0,077	0,078	0,998	0,063	-0,024	21.	17
2023-03-24 18:11:00	0,011264	601,9185	2	0,524024	0,01789	0,036076	4,3	265,8	-0,994	-0,073	0,076	0,998	0,061	-0,028	22.	17
2023-03-24 18:12:00	0,011612	599,7223	2	0,535105	0,018202	0,037285	4,2	266	-0,995	-0,07	0,073	0,998	0,059	-0,032	23.	17
2023-03-24 18:13:00	0,01155	597,5217	2	0,546421	0,018518	0,035201	4	266,2	-0,995	-0,067	0,07	0,998	0,058	-0,036	24.	17
2023-03-24 18:14:00	0,01098	595,3166	1	0,557976	0,01884	0,028798	3,9	266,4	-0,996	-0,063	0,068	0,998	0,056	-0,04	25.	17
2023-03-24 18:15:00	0,010868	593,1069	1	0,569776	0,019167	0,026136	3,7	266,6	-0,996	-0,06	0,065	0,998	0,054	-0,044	26.	17
2023-03-25 18:09:00	0,011596	609,6004	2	0,48983	0,016936	0,043665	5	265,6	-0,993	-0,076	0,087	0,998	0,058	-0,017	27.	17

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4
19	2342	18:14	19:00	
				Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4:
				2342 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)
				1547 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk
				795 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk
				19 Minuten pro Tag (Max)

