


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

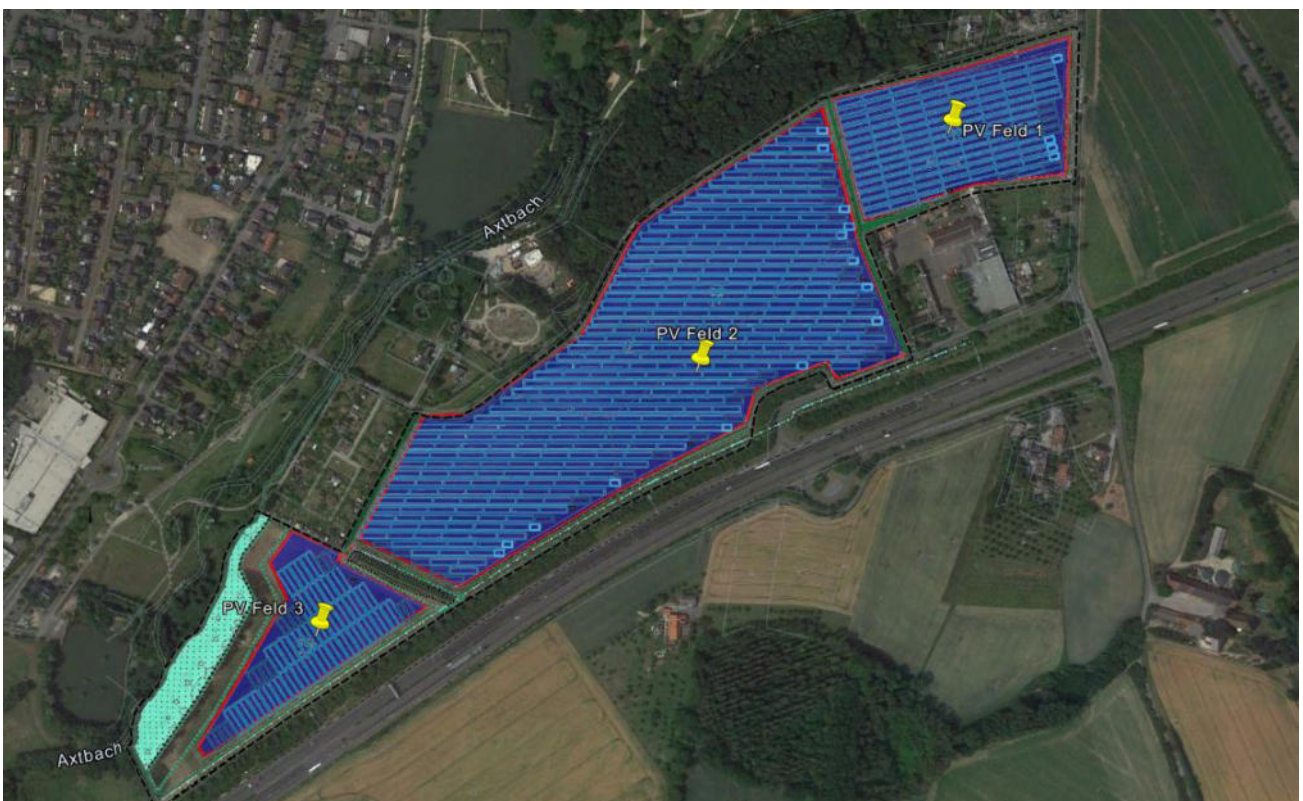


Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Flächen Oelde (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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.

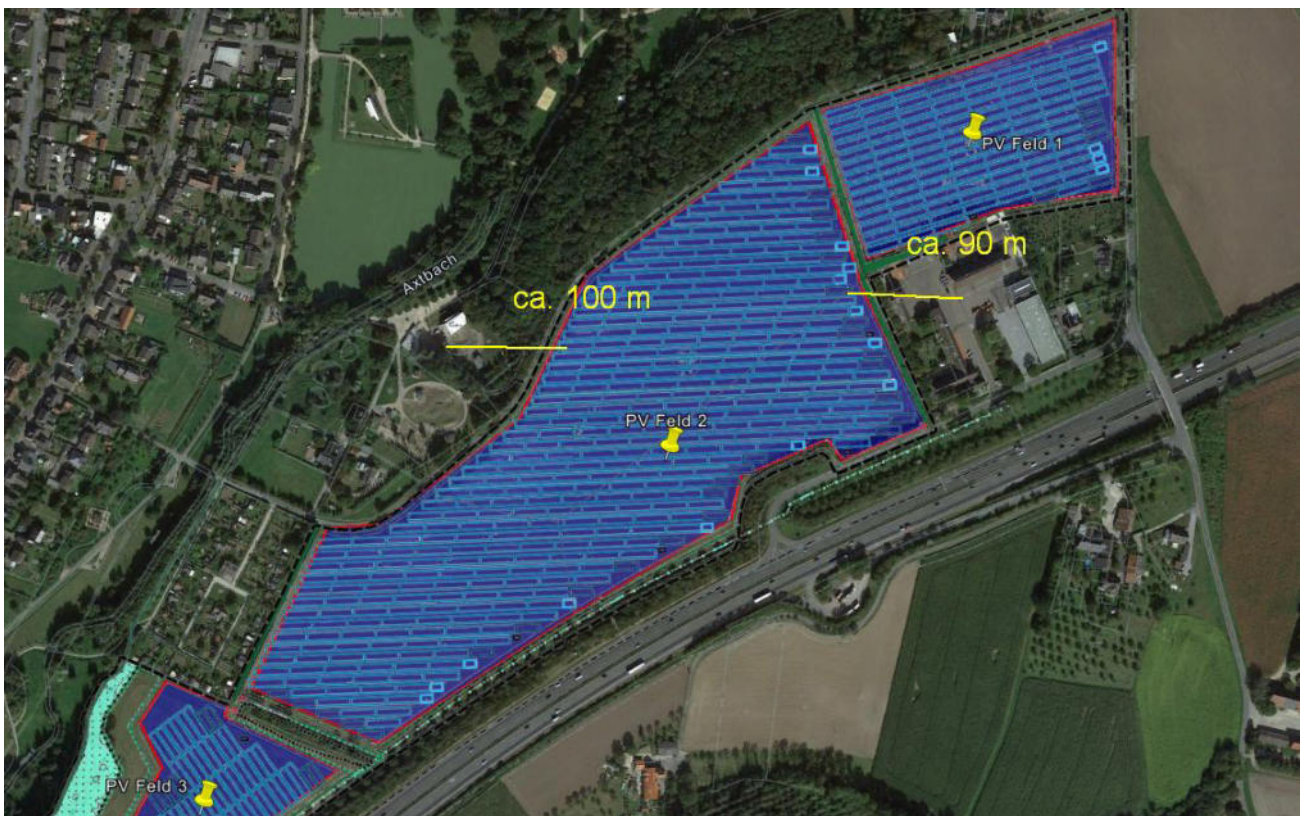


Bild 2.2.1: Gebäude angrenzend an die PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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:

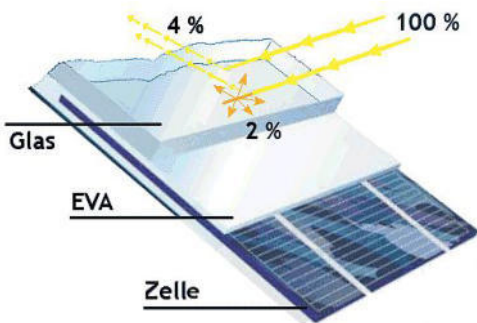


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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:

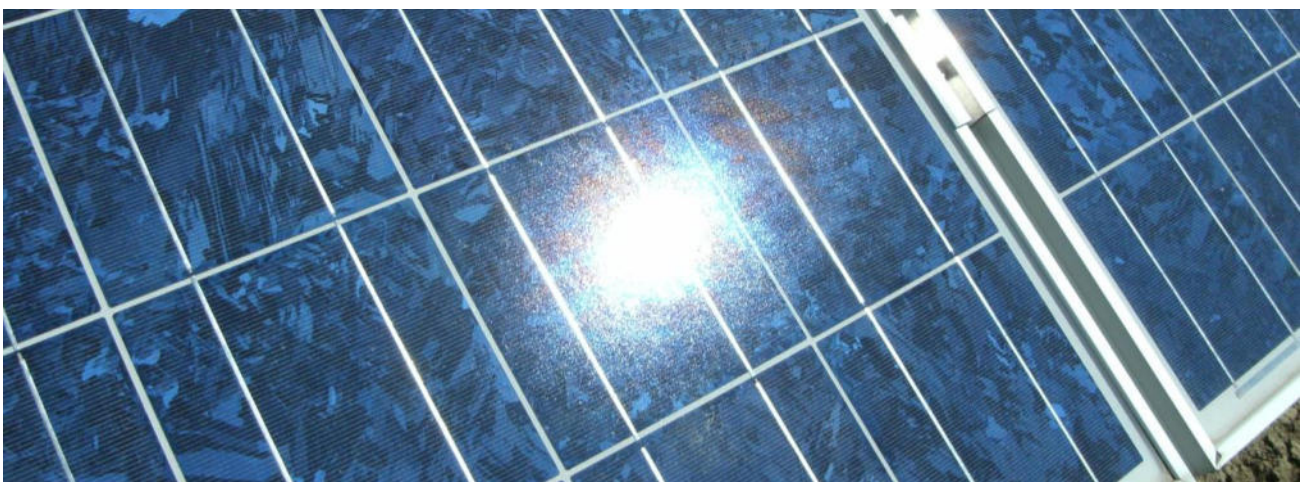


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m²) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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.

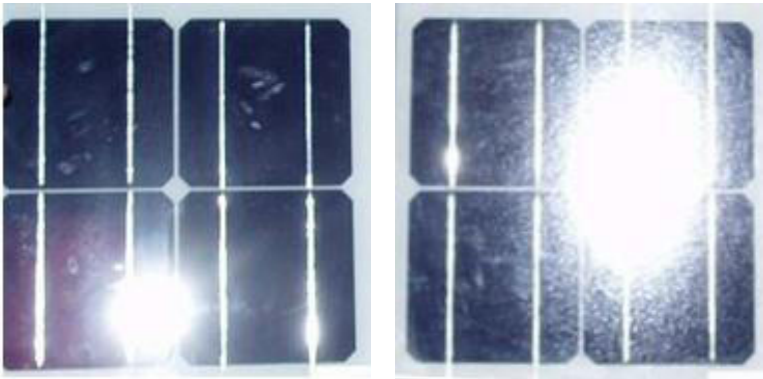


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

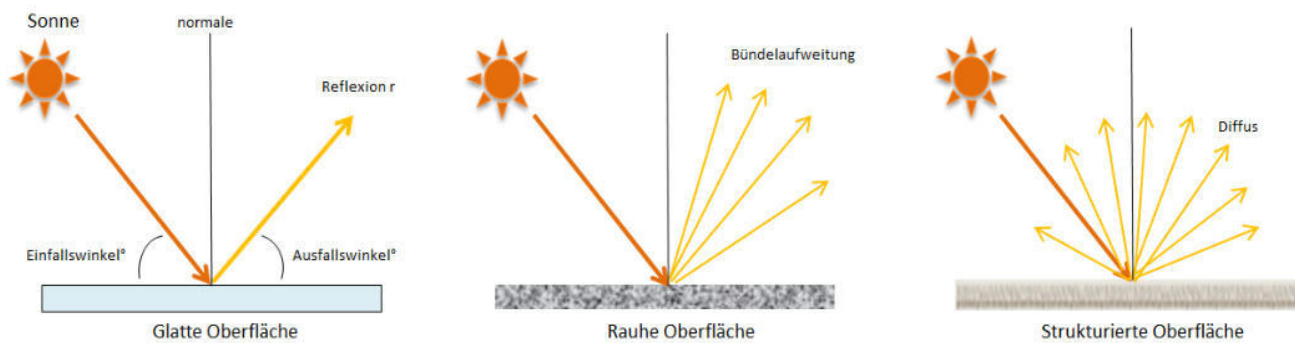


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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.

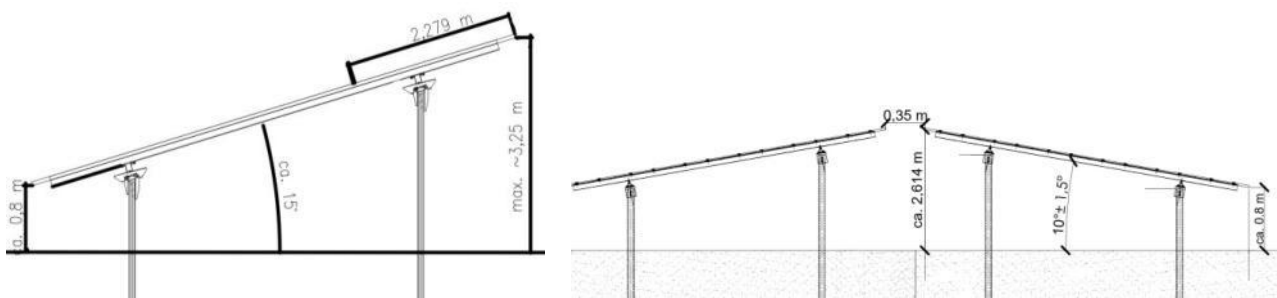


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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°/55°. 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:

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

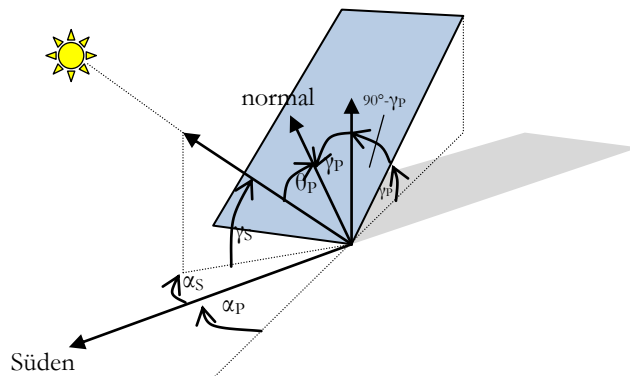


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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:

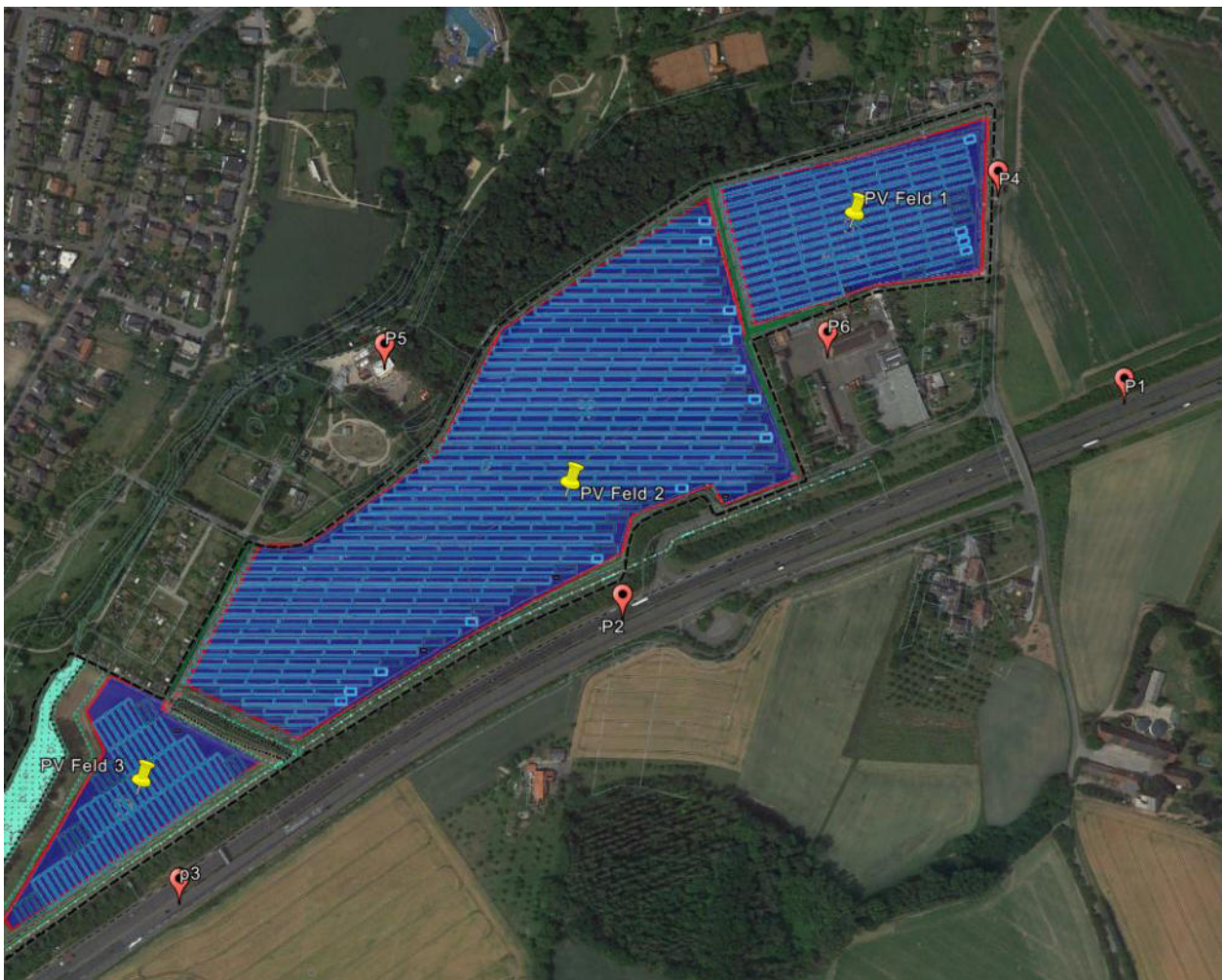


Bild 3.5.1: Übersicht PV Anlage und Messpunkte (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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.

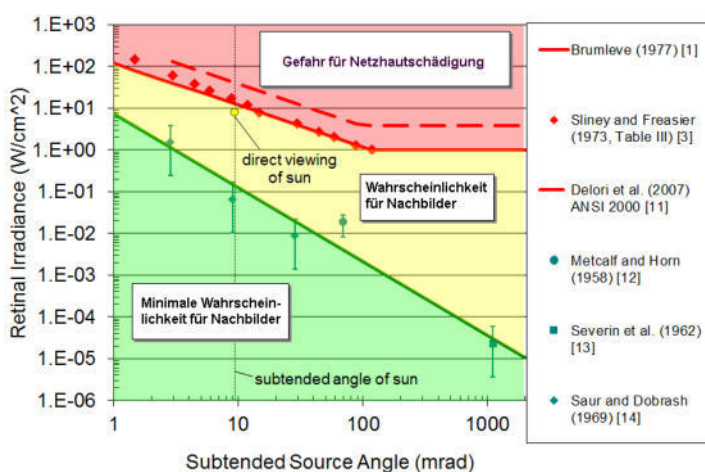


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

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.

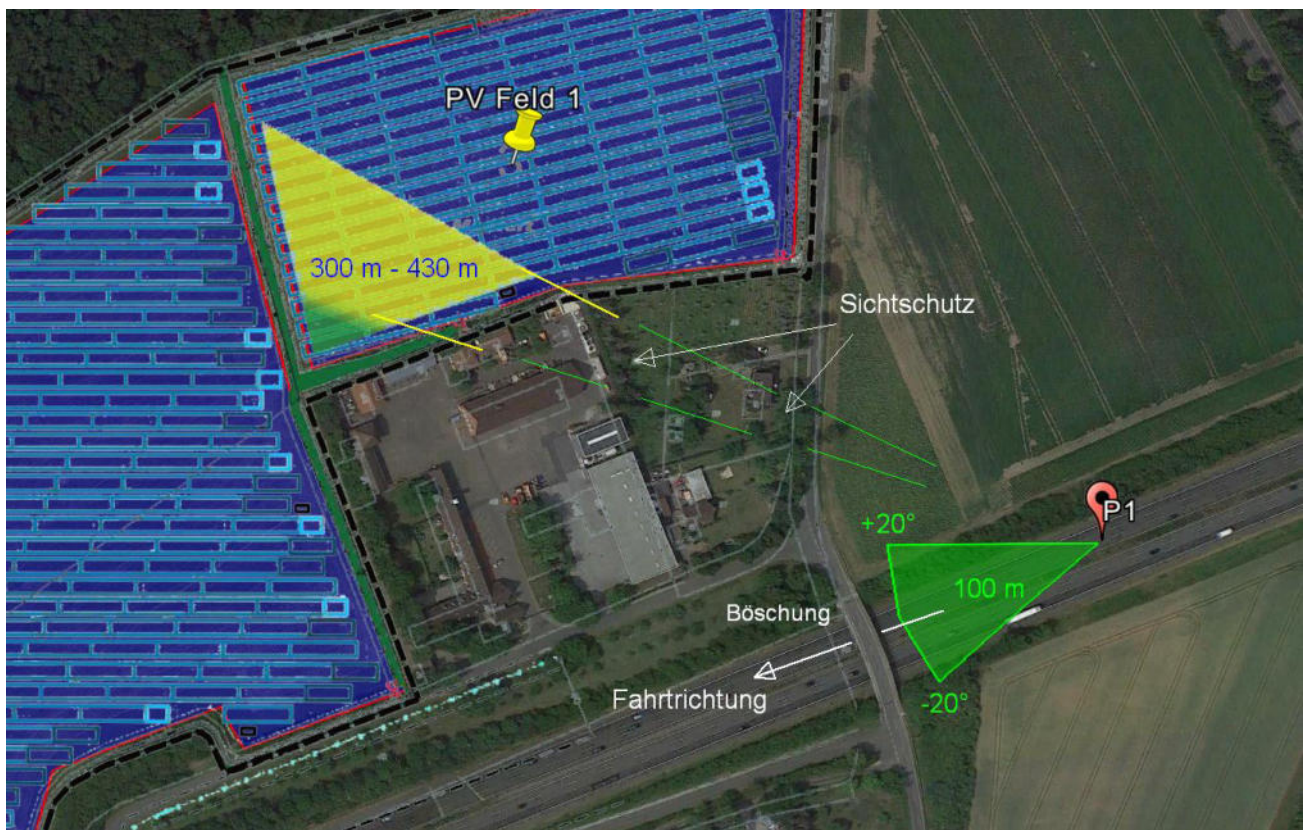


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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.

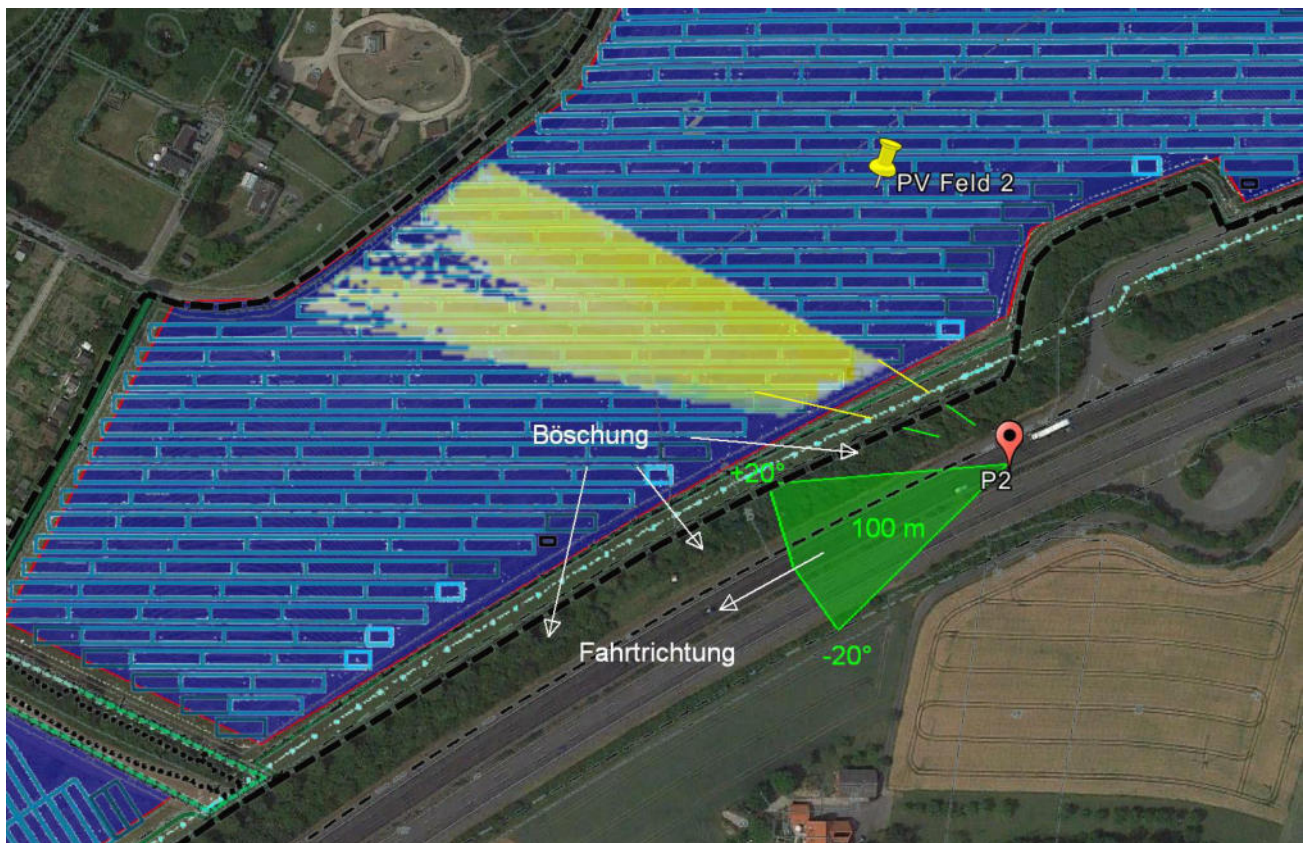


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grüne Bereich symbolisiert bei Fahrt Richtung Nordwesten den relevanten Blickwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$). 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.

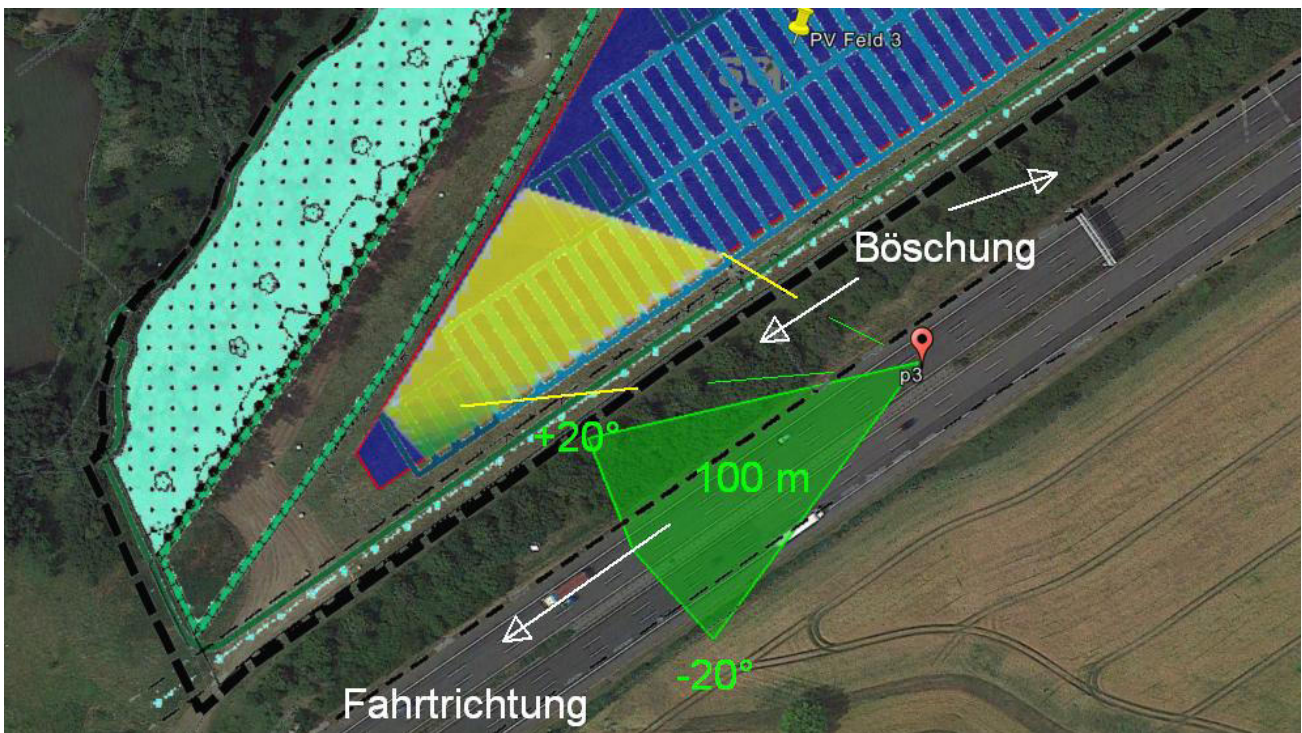


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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.

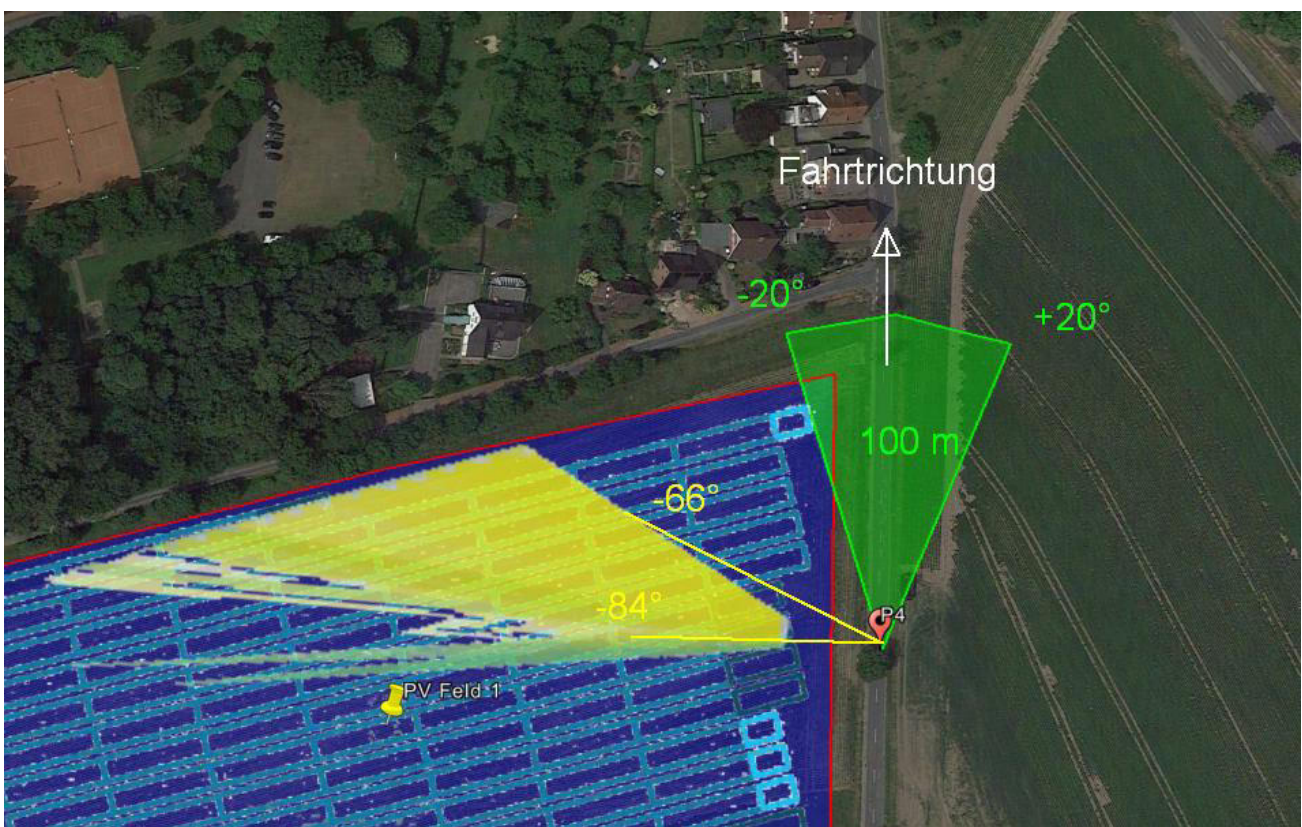


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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.

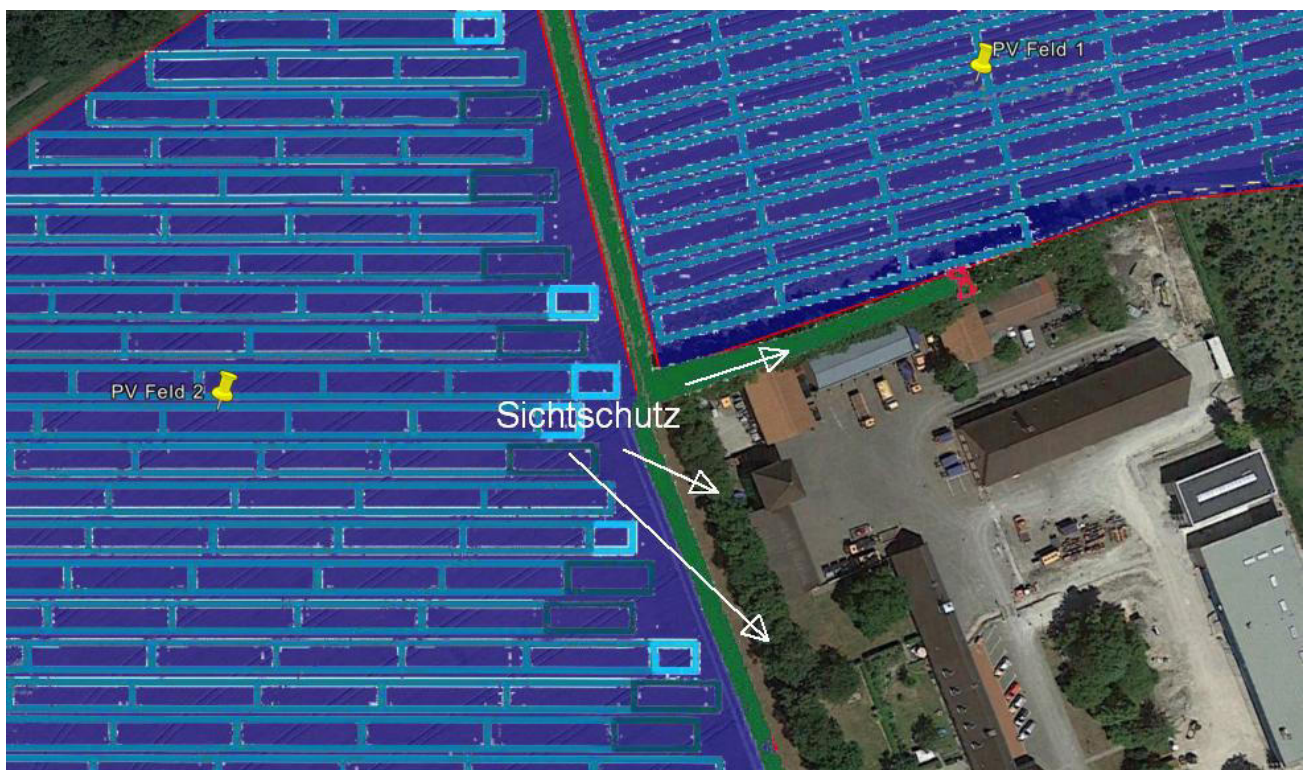


Bild 4.6.1 Simulation am Messpunkt P6 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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.

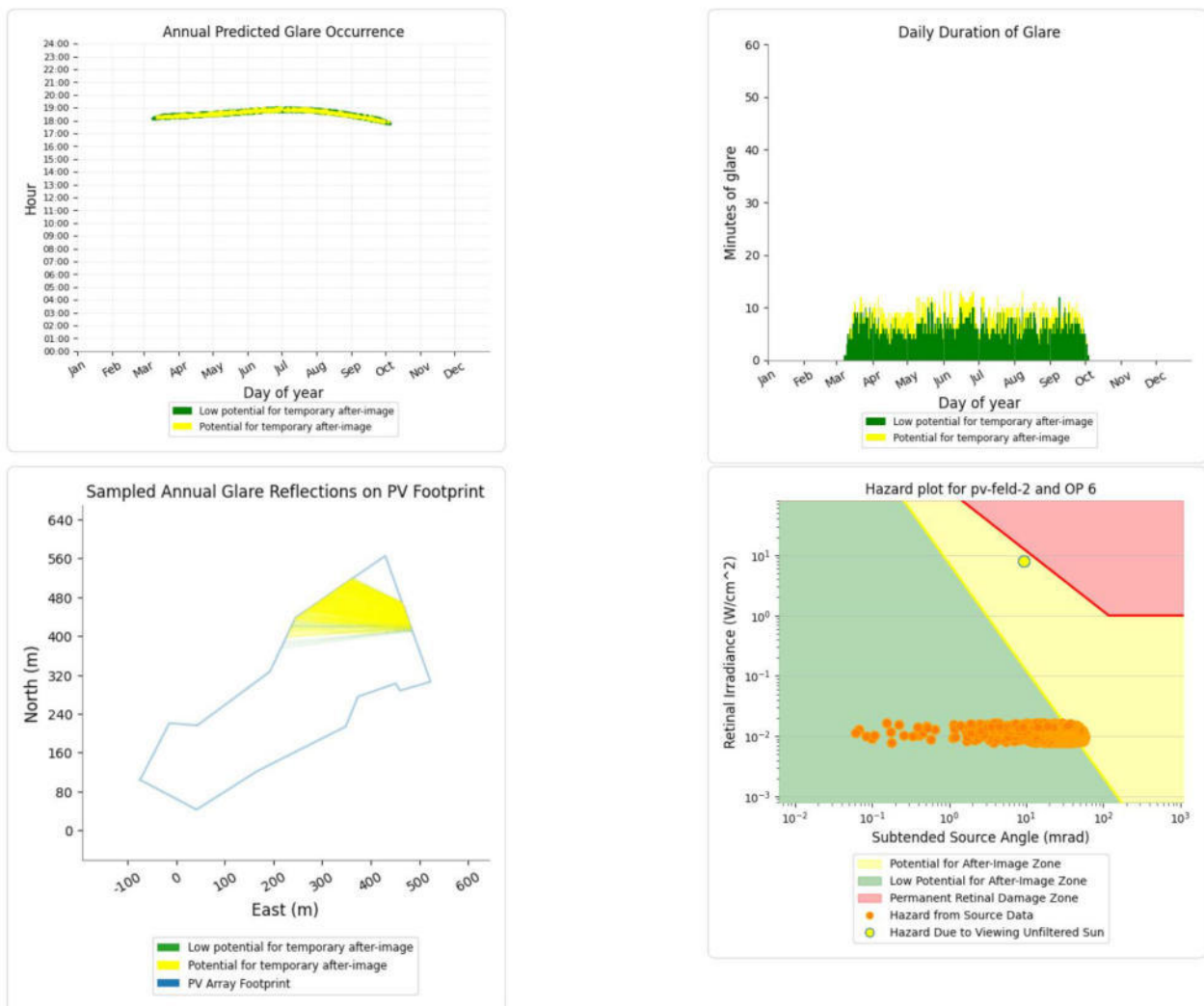


Bild 4.6.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P6 (Quelle: Simulationsergebnisse)

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:

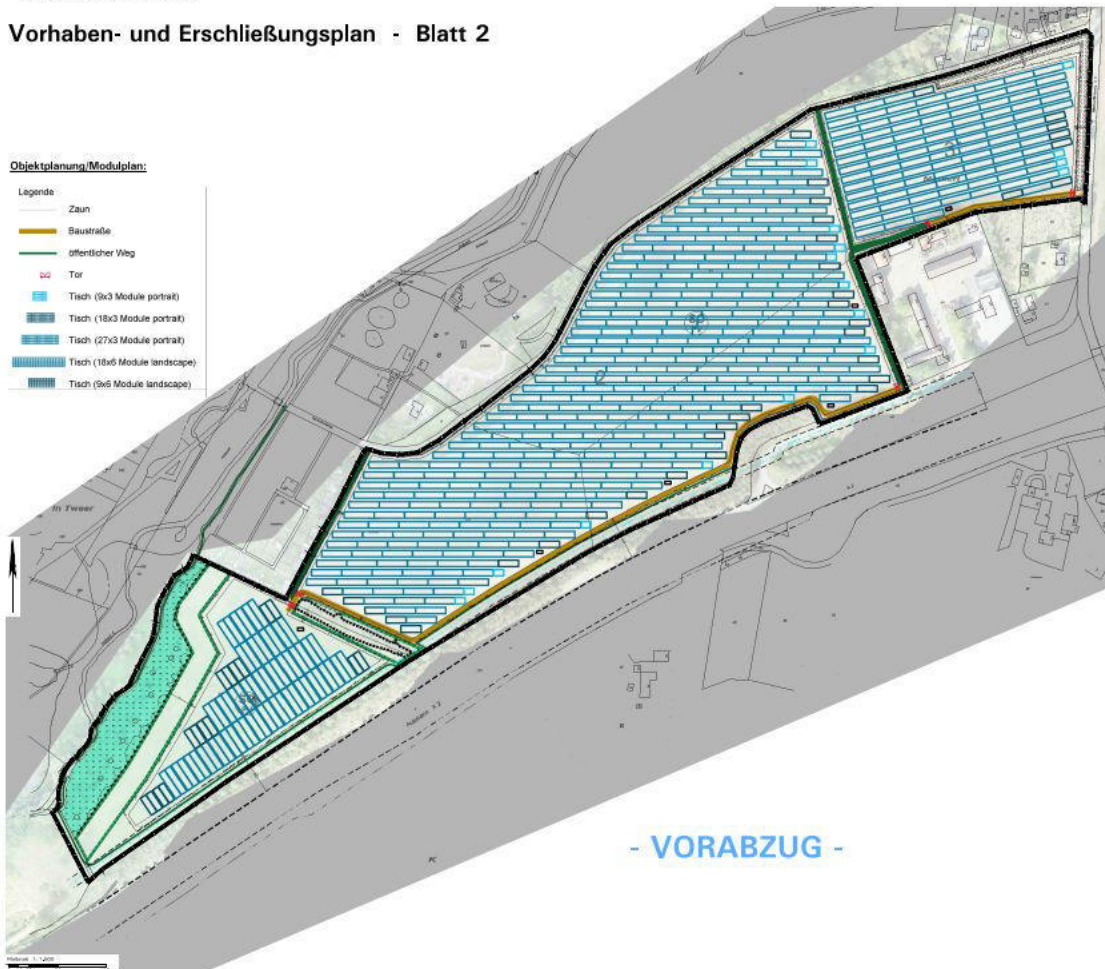
VORHABENBEZOGENER BEBAUUNGSPLAN NR. 153

"Solarpark Oelde"

Vorhaben- und Erschließungsplan - Blatt 2

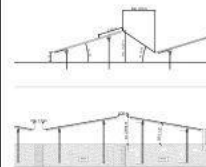
Objektplanung/Modulplan:

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



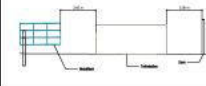
- VORABZUG -

Detail Modultische und technische Daten:



Solar Module	Suntitech 550 Wp
Modultyp	08 45 117
Modulanzahl	ca. 15' / 10'
Aufstellungswinkel	ca. 35,5°
Schattensenkkel	siehe Zeichnung
Astruz	-
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 vom Alt-Plan Nr. 153 „Solarpark Oelde“ der Stadt Oelde als Fortbestand des Alt-Plan Nr. 153 „Solarpark Oelde“ gemäß § 12 Abs. 1 Nr. 2 BauNVO.

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



Mikrosk. 1:1.000 Maßstab: 300 cm x 150 cm
 Datum: 12.12.2023
 Projektname: Vorhabenbezogener Bebauungsplan 153
 Projektziele: Vorhaben- und Erschließungsplan
 Entwurf: [Name]
 Freigegeben: [Name]

Kaufvertrag	Für den Entwurf	Hilfsliche Beteiligung	Öffentliche Ausweisung	Sonderbestimmungen	Einbauvertrag	Planfestsetzung
Die Aufhebung des vorhabenbezogenen Bebauungsplans ist gemäß § 12 Abs. 1 BauNVO vom Rat der Stadt Oelde in seiner Sitzung am ... beschlossen worden.		Nach erhaltener Zustimmung ist ... nach § 12 Abs. 1 BauNVO vom Rat der Stadt Oelde in seiner Sitzung am ... beschlossen worden.	Der Rat der Stadt Oelde hat in seiner Sitzung am ... die Befreiung der ... gemäß § 12 Abs. 1 BauNVO beschlossen.	Der Rat der Stadt Oelde hat nach Würdigung der ... gemäß § 12 Abs. 1 BauNVO beschlossen.	Der ... hat die ... gemäß § 12 Abs. 1 BauNVO beschlossen.	Die ... hat die ... gemäß § 12 Abs. 1 BauNVO beschlossen.
Datum: ...	Datum: ...	Datum: ...	Datum: ...	Datum: ...	Datum: ...	Datum: ...
Bürgermeister	Fachbereich Stadtentwicklung, Planung, Bauwesen	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

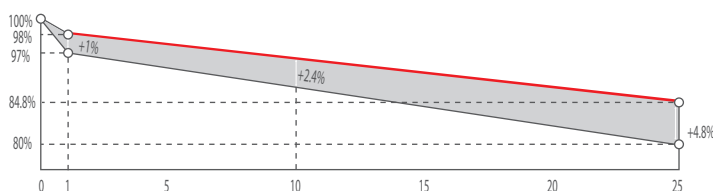
More power output in weak light condition, such as cloudy, morning and sunset



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.

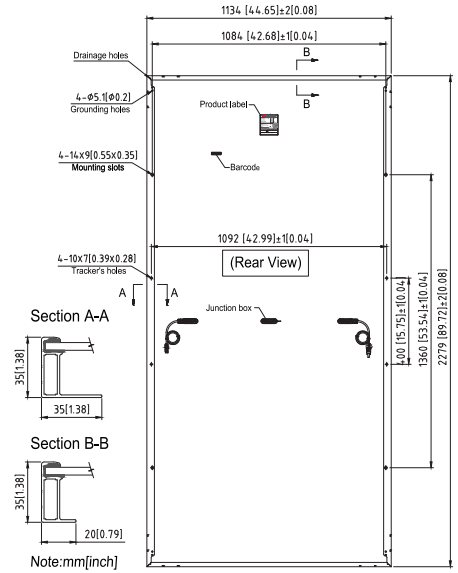
*** WEEE only for EU market.
 **** Suntech reserves the right to the final interpretation of the warranty by Munich RE.

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 (P _{max} /W)	550	415.0	545	411.5	540	408.0	535	404.3	530	400.6
Optimum Operating Voltage (V _{mp} /V)	42.05	38.9	41.87	38.7	41.75	38.6	41.57	38.4	41.39	38.2
Optimum Operating Current (I _{mp} /A)	13.08	10.67	13.02	10.63	12.94	10.58	12.87	10.53	12.81	10.47
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.88	46.9	49.69	46.7	49.54	46.5	49.39	46.4	49.24	46.3
Short Circuit Current (I _{sc} /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 P_{max} is within +/- 3%;

Temperature Characteristics

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42 ± 2 °C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.36%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.304%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.050%/°C

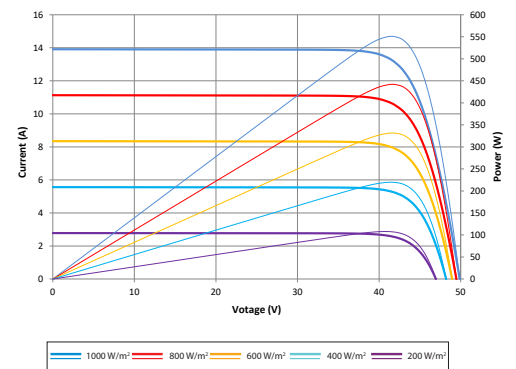
Packing Configuration

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

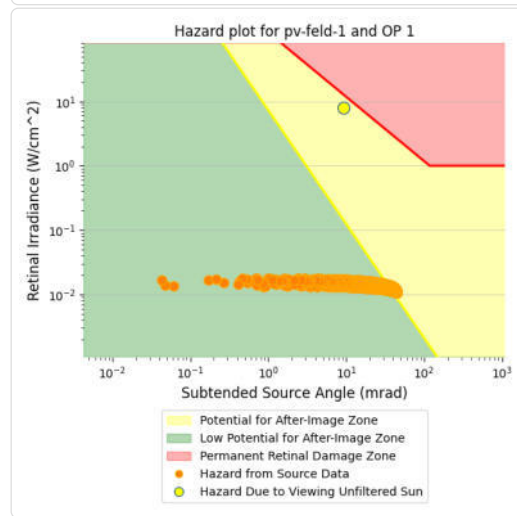
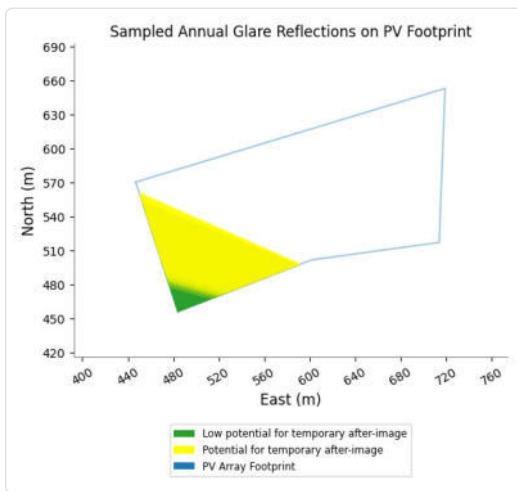
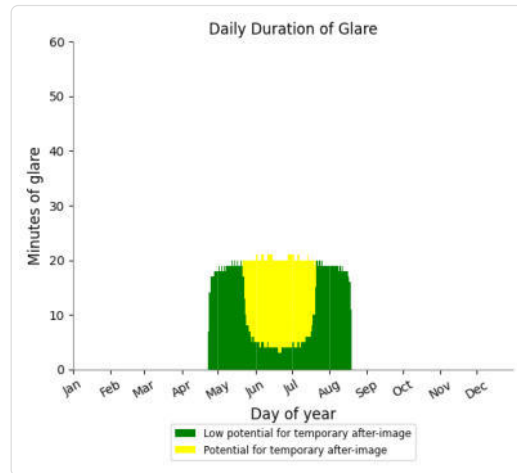
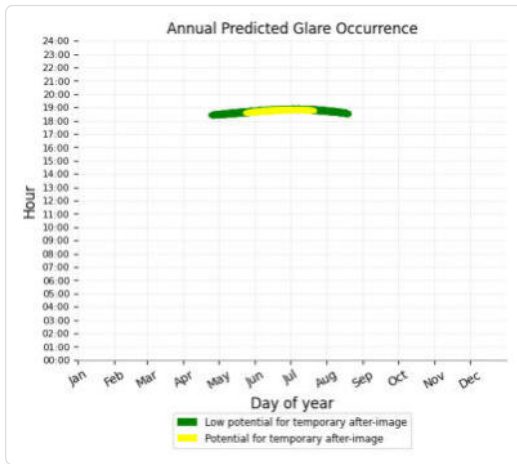
PV Feld 1 potential temporary after-image

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

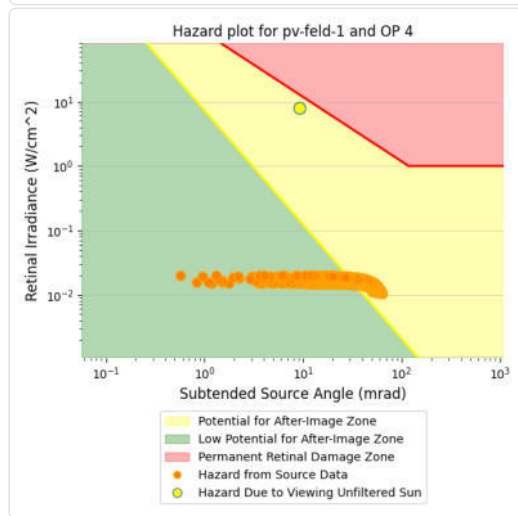
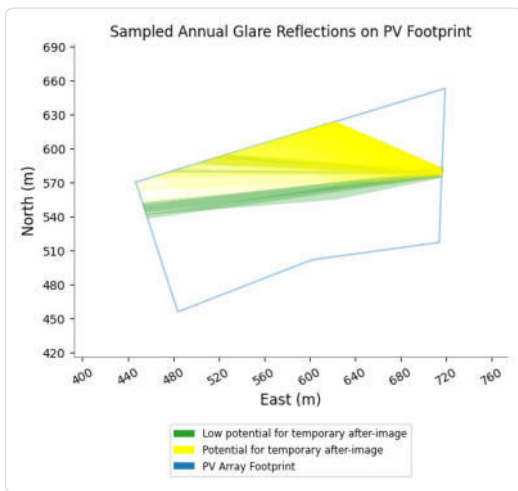
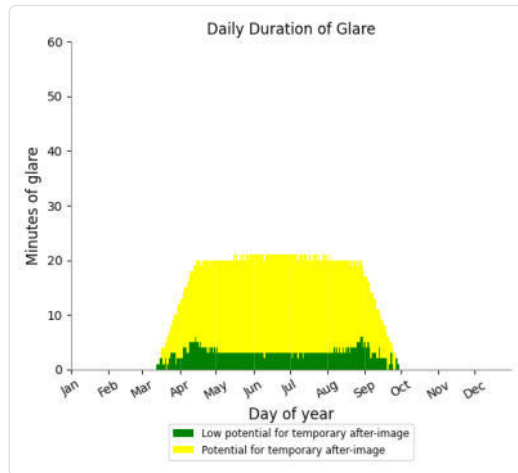
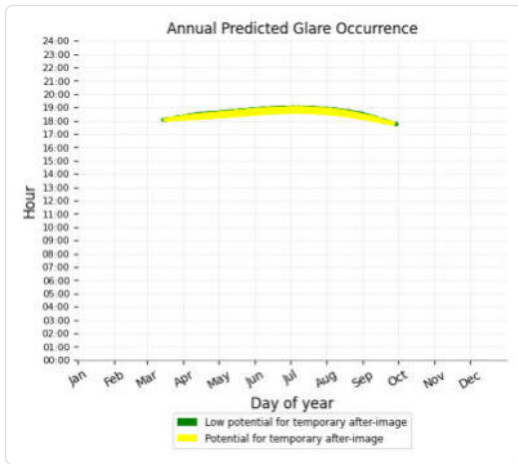
PV Feld 1 - OP Receptor (OP 3)

No glare found

PV Feld 1 - OP Receptor (OP 4)

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

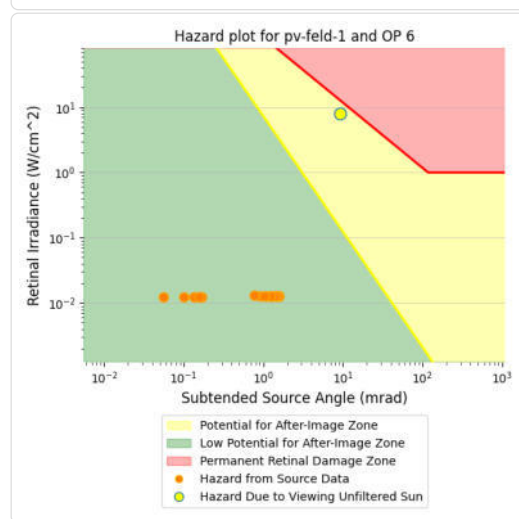
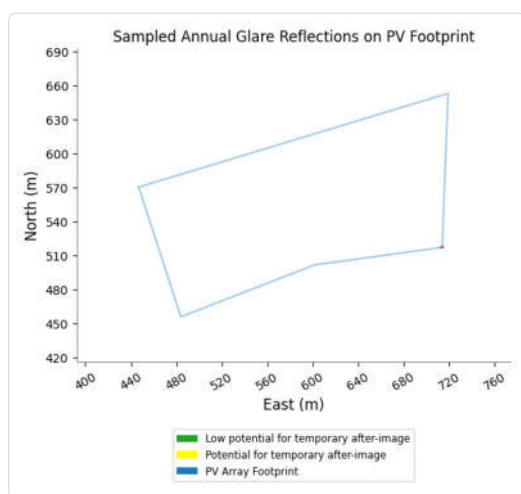
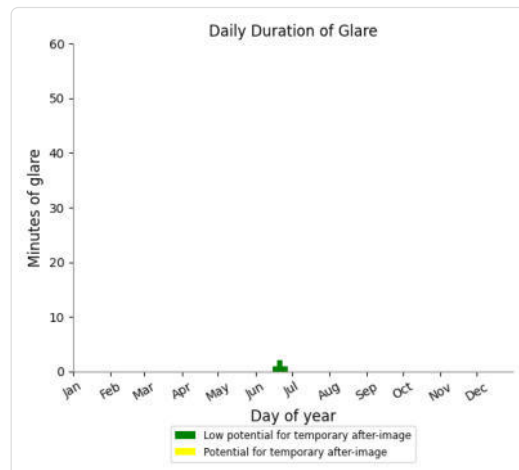
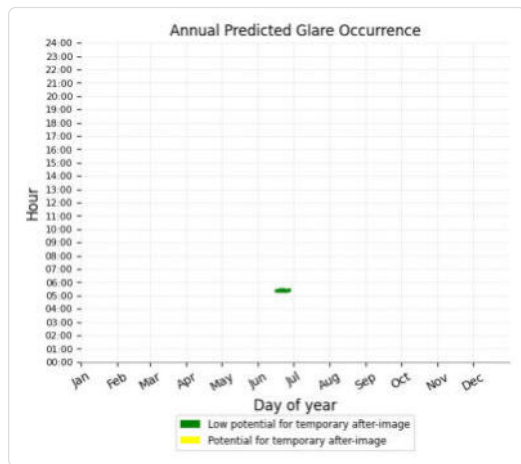
- 610 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,833 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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.



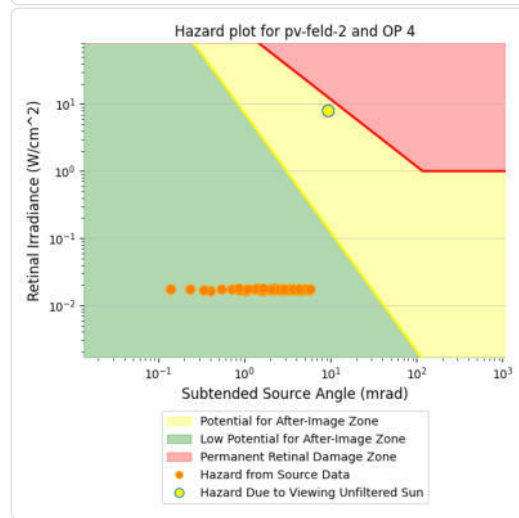
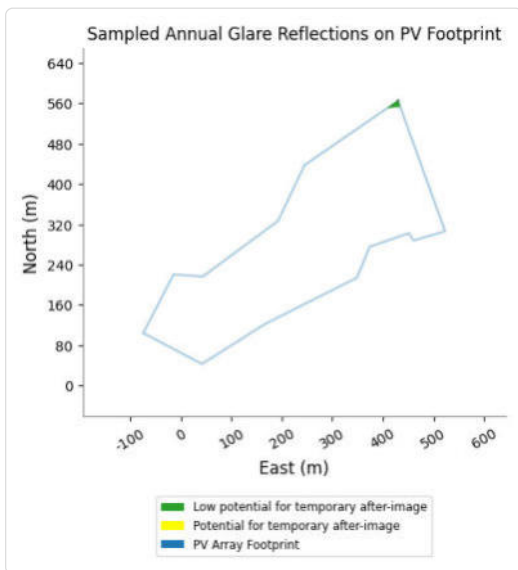
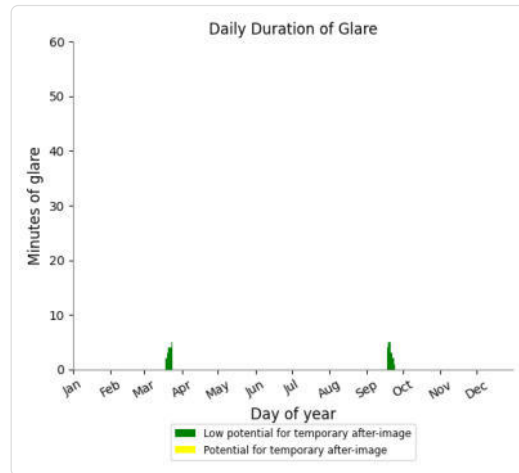
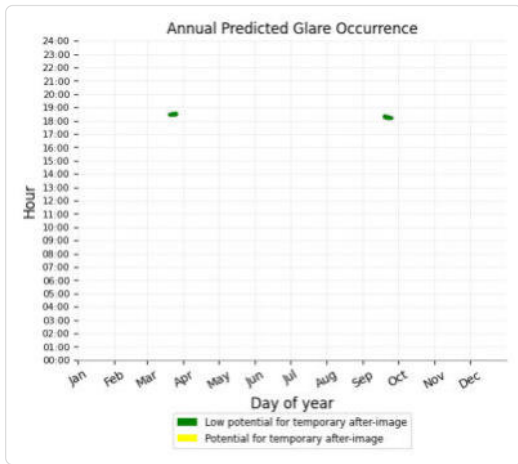
PV Feld 2 potential temporary after-image

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:

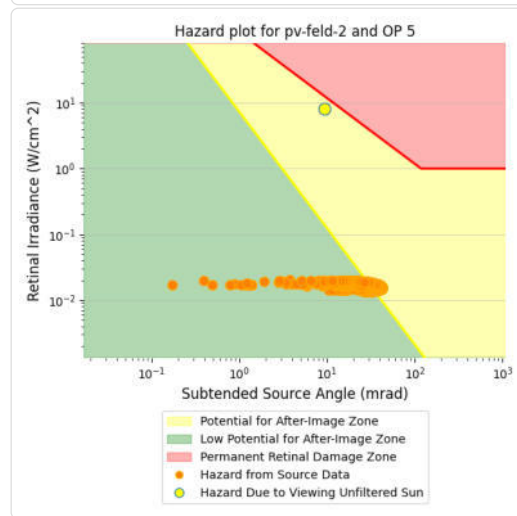
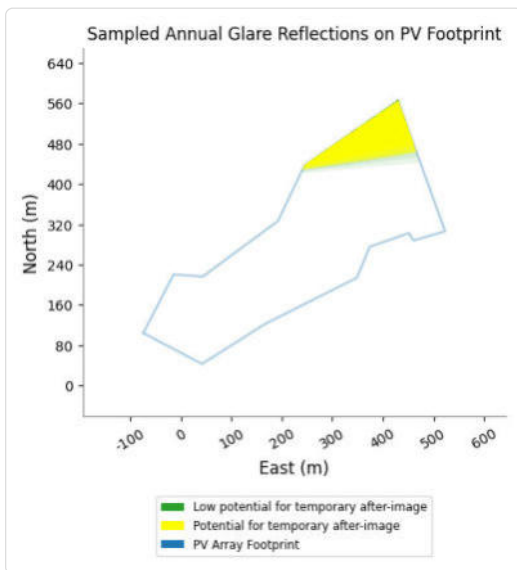
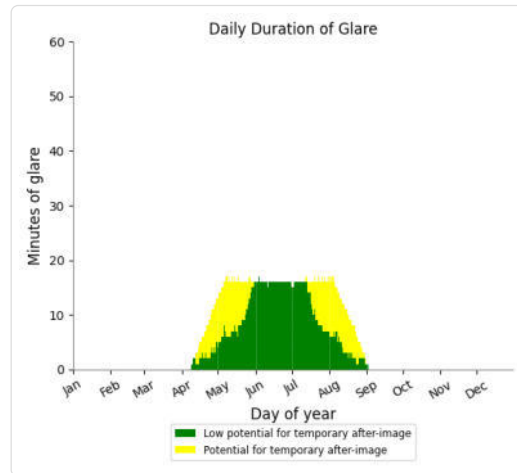
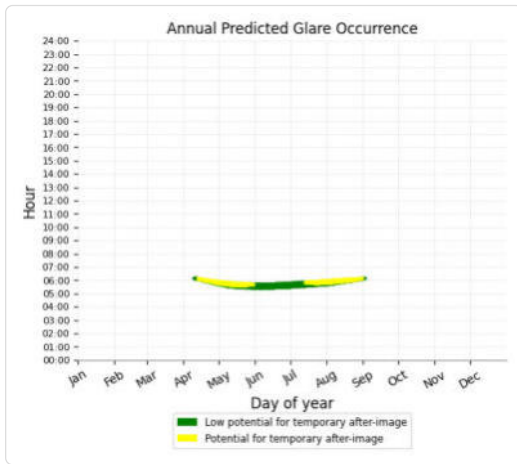
- 45 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2 - OP Receptor (OP 5)

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

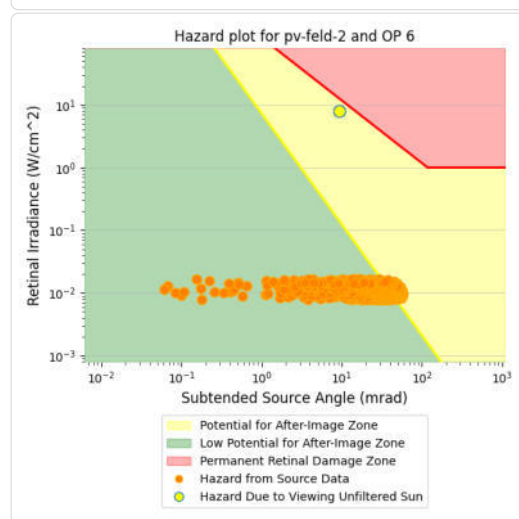
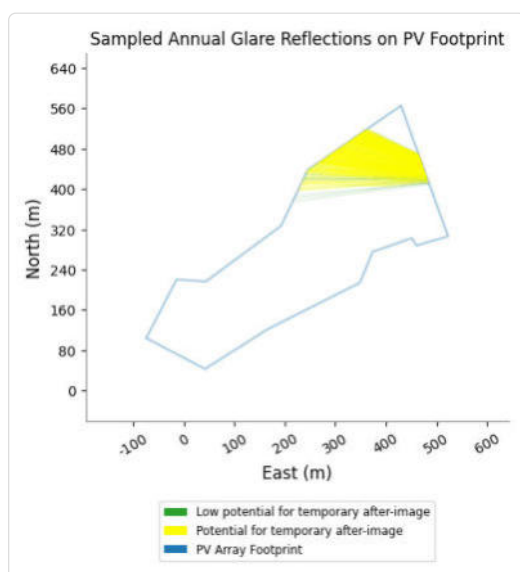
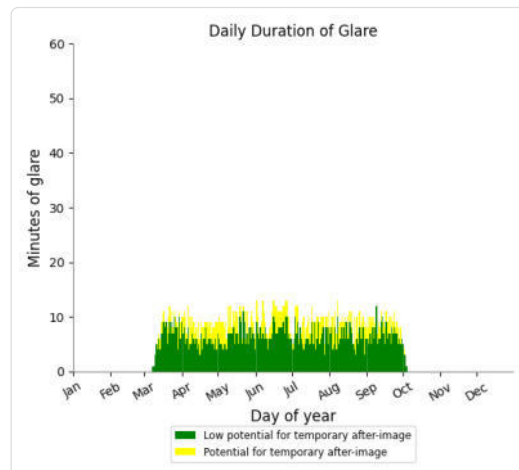
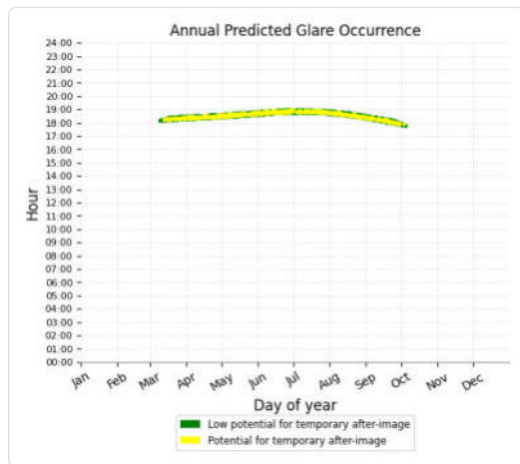
- 1,285 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 649 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



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

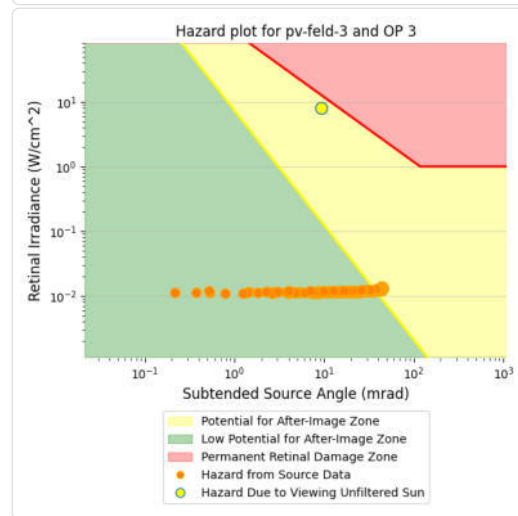
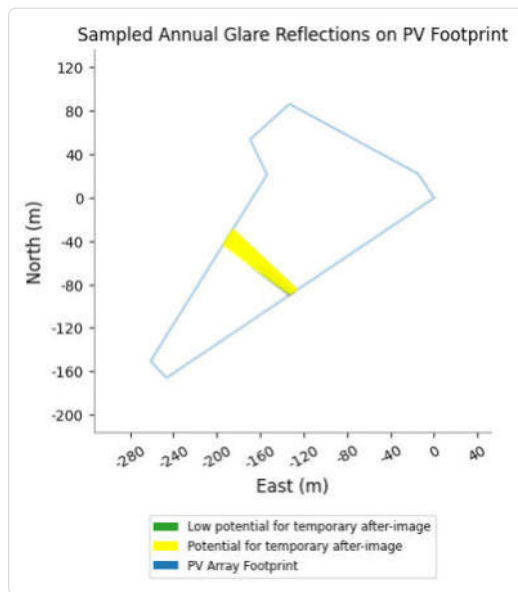
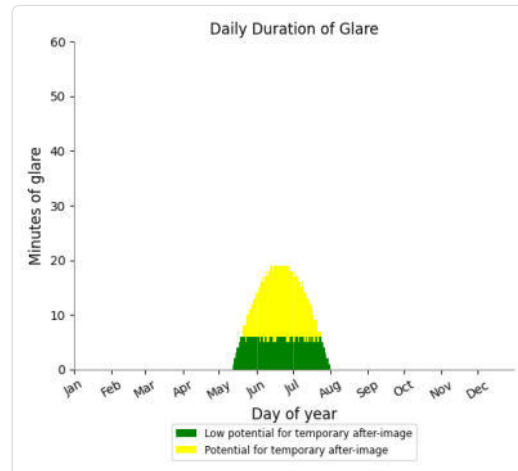
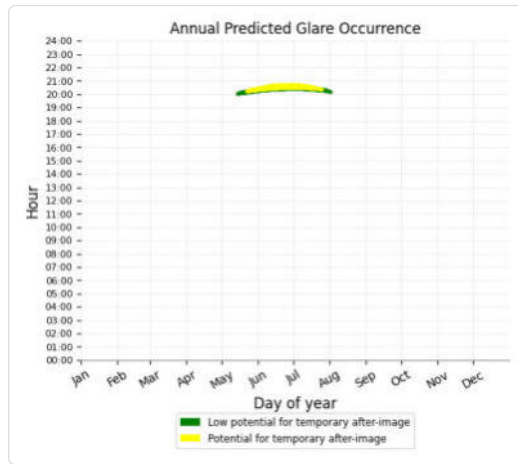
PV Feld 3 - OP Receptor (OP 2)

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,

SolPEG Blendgutachten Oelde - Ergänzung

Aufgrund der Anmerkung des Bauamtes Kreis Warendorf vom 16.01.2024 zum SolPEG Blendgutachten (Stand 07.02.2023) möchten wir folgende Ergänzungen beisteuern.

Die SolPEG GmbH verfügt mit über 700 erstellten Blendgutachten eine weitreichende Expertise auf dem Gebiet der Analyse von Lichtimmissionen. Vor diesem Hintergrund werden die zu untersuchenden Immissionsorte anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der LAI Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. Im Verlauf der Reflexionsanalyse für den Solarpark Oelde wurde intern u.a. auch ein Immissionsort im Bereich des Wohnhauses an der Adresse Kurenholtweg 10 untersucht. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten - insbesondere aufgrund des Höhenverlaufes des Geländes - wurde allerdings im Blendgutachten auf nähere Ausführungen verzichtet.

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf zwischen dem Wohnhaus und der geplanten PV-Anlage und verdeutlicht, dass sich die Fläche der PV-Anlage ca. 5 m - 10 m oberhalb befindet.

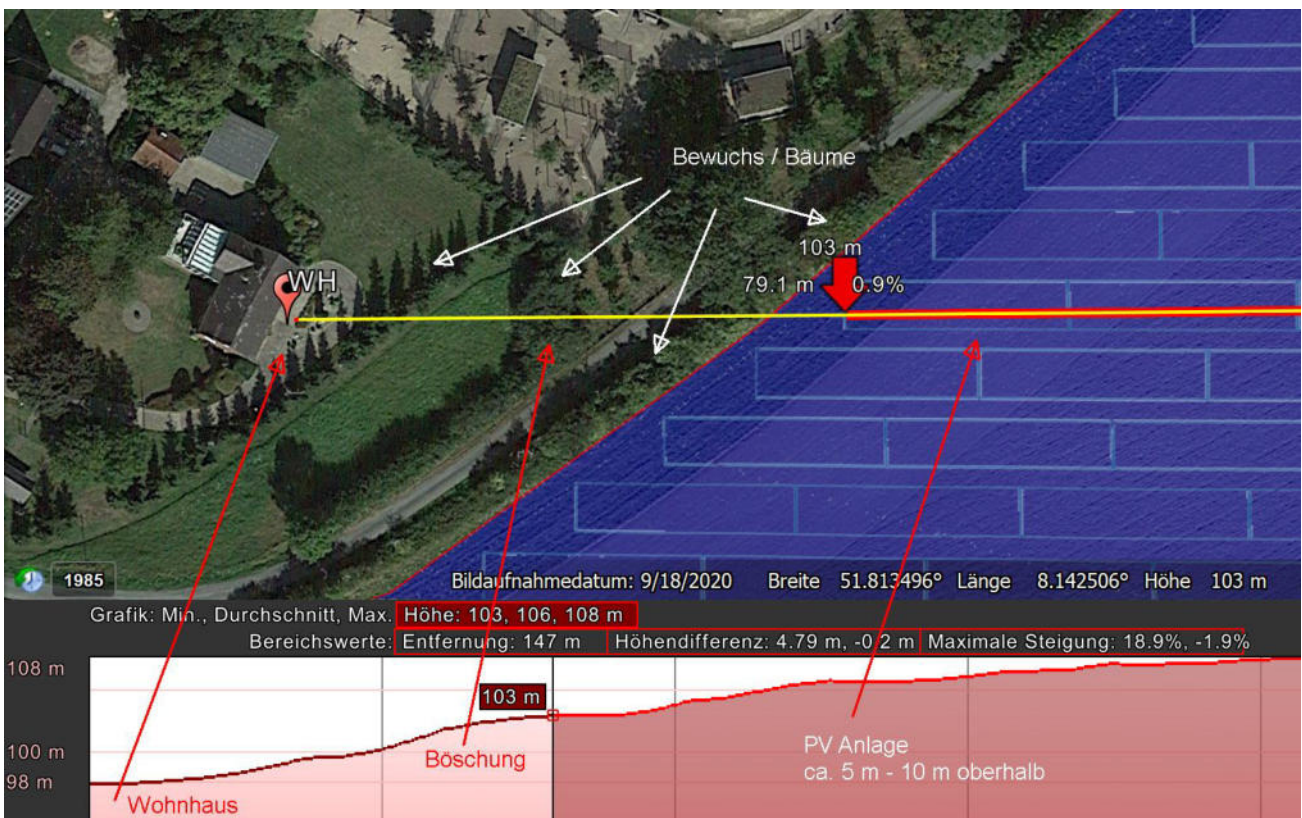


Bild 1: Höhenverlauf zwischen Wohnhaus und der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Aufgrund des Höhenunterschiedes wäre die PV Anlage evt. im Randbereich „von unten“ sichtbar, der weiter östlich gelegene Teil wäre allerdings verdeckt. Potenzielle Reflexionen können nur in den frühen Morgenstunden aus östlicher Richtung auftreten und aufgrund des niedrigen Sonnenstandes können diese den Bereich des Wohnhauses nicht in einem relevanten Umfang erreichen. Eine Blendwirkung für Anwohner bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann daher mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus hat die Analyse von Satellitenbildern gezeigt, dass seit min. 10 Jahren im Bereich des Wohnhaus und auch auf dem angrenzenden Grünstreifen bzw. entlang des östlich verlaufenden Kurenholtweges ein ausgeprägter Bewuchs von Büschen und Bäumen vorhanden ist, der als Sichtschutz gewertet werden kann. In den betreffenden Jahreszeiten, in denen Reflexionen auftreten können, sind überwiegend Blätter vorhanden.

Das folgende Foto zeigt den Blick nach Süden auf das Wohnhaus und verdeutlicht die Situation.



Bild 2: Blick nach Süden auf das Wohnhaus (Quelle: Google StreetView, © Gerke, Mai 2018, Ausschnitt)

Vor dem Hintergrund dieser internen Analyse wurde im Blendgutachten auf nähere Ausführungen für den Immissionsort an der Adresse Kurenholtweg 10 verzichtet.

Sollte der (alte) Baumbestand komplett gerodet werden, ist der Betreiber der PV-Anlage angehalten, die Situation zu überprüfen und evt. auftretende Reflexionen durch geeignete Maßnahmen zu unterbinden. Aber auch ohne diesen Sichtschutz ist die geringe zeitliche Dauer von potenziellen Reflexionen nicht geeignet um „erhebliche Belästigungen“ hervorzurufen.

Ich hoffe ich konnte mit diesen Erläuterungen zur Klarstellung der Thematik beigetragen. In Bezug auf Immissionsschutzrechtliche Vorgaben bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

Hamburg, den 25.01.2024


Dieko Jacobi // SolPEG GmbH

Cc: Lepke, Stefan <stefan.lepke@ee.thuega.de>

Betreff: Re: SP Oelde: gutachterliche Einschätzung zu Blendwirkung von zwei Wohnhäusern im Rahmen der zweiten öffentl. Auslegung

Priorität: Hoch

WARNUNG: Diese Email kommt von außerhalb der THEE. Keine Links / Anhänge anklicken / öffnen, wenn Absender unbekannt.

Hallo Herr Lorenz,

die beiden Gebäude (oder auch andere in dem Bereich) befinden sich nördlich bzw. nordöstlich der PV-Flächen.

Aufgrund der Ausrichtung der PV-Felder 1 und 2 mit 165° und 180° (Süden) und aufgrund der Modulneigung von 15° können die Gebäude nicht von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden. Das ist keine Meinung, das ist Physik.

Ich habe die bestehenden Simulation kurz überarbeitet und potenzielle Reflexionen für die beiden Standorte überprüft.

Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden.

Im Anhang die Simulationsergebnisse (unkommentiert).

Eine Einarbeitung in das Blendgutachten wäre mit zusätzlichen Kosten verbunden und ist zeitlich momentan leider nicht machbar.

Mit freundlichen Grüßen

Dieko Jacobi

SOLPEG GmbH - Solar Power Expert Group
Normannenweg 17-21, 20537 Hamburg

Oelde

Oelde_Nord

Created Jun 03, 2024
Updated Jun 03, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC+1
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 120761.14817

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 No glare predicted!

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	15.0	165.0	0	0	-
PV Feld 2	15.0	180.0	0	0	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 147,191 m²

Name: PV Feld 1
Footprint area: 30,831 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: 116,360 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

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude deg	Longitude deg	Ground elevation m	Height above ground m	Total Elevation m
OP 1	51.817211	8.151163	100.88	2.00	102.88
OP 2	51.817131	8.150455	103.45	2.00	105.45

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	0	0	-	-
PV Feld 2	15.0	180.0	0	0	-	-

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld 1 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0

No glare found

PV Feld 2 no glare found

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0

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, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.