

SolPEG Blendgutachten Solarpark Sonnewalde

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Sonnewalde in Brandenburg**

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.....	7
3	Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung	10
3.4	Technische Parameter der PV-Anlage.....	11
3.5	Standort e für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	17
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, B96 nordwestlich.....	18
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, B96 westlich	20
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, B96 südlich.....	21
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südöstlich	22
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	23
6	Schlussbemerkung	23
7	Anhang	24 - 33

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Sonnewalde

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 800 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Sonnewalde“ für Verkehrsteilnehmer auf der B96 und für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden. Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV-Anlagen.

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

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV-Anlage „Sonnewalde“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt u.a. für Verkehrsteilnehmer auf der B96 sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV-Anlage. Darüber hinaus wurden Details des Standortes im Rahmen einer Ortsbegehung dokumentiert.

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet südöstlich von Münchhausen in Brandenburg. Südwestlich der Fläche verläuft die Bundesstraße 96. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche südöstlich von Münchhausen in Brandenburg. Die Fläche ist eben.
Koordinaten (Mitte)	51.661°N, 13.655°O 103 m ü.N.N.
Abstand zur B96	ca. 10 m – 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 35 m (südöstlich, nicht relevant)

Übersicht² über den Standort und die PV-Anlage (schematisch)

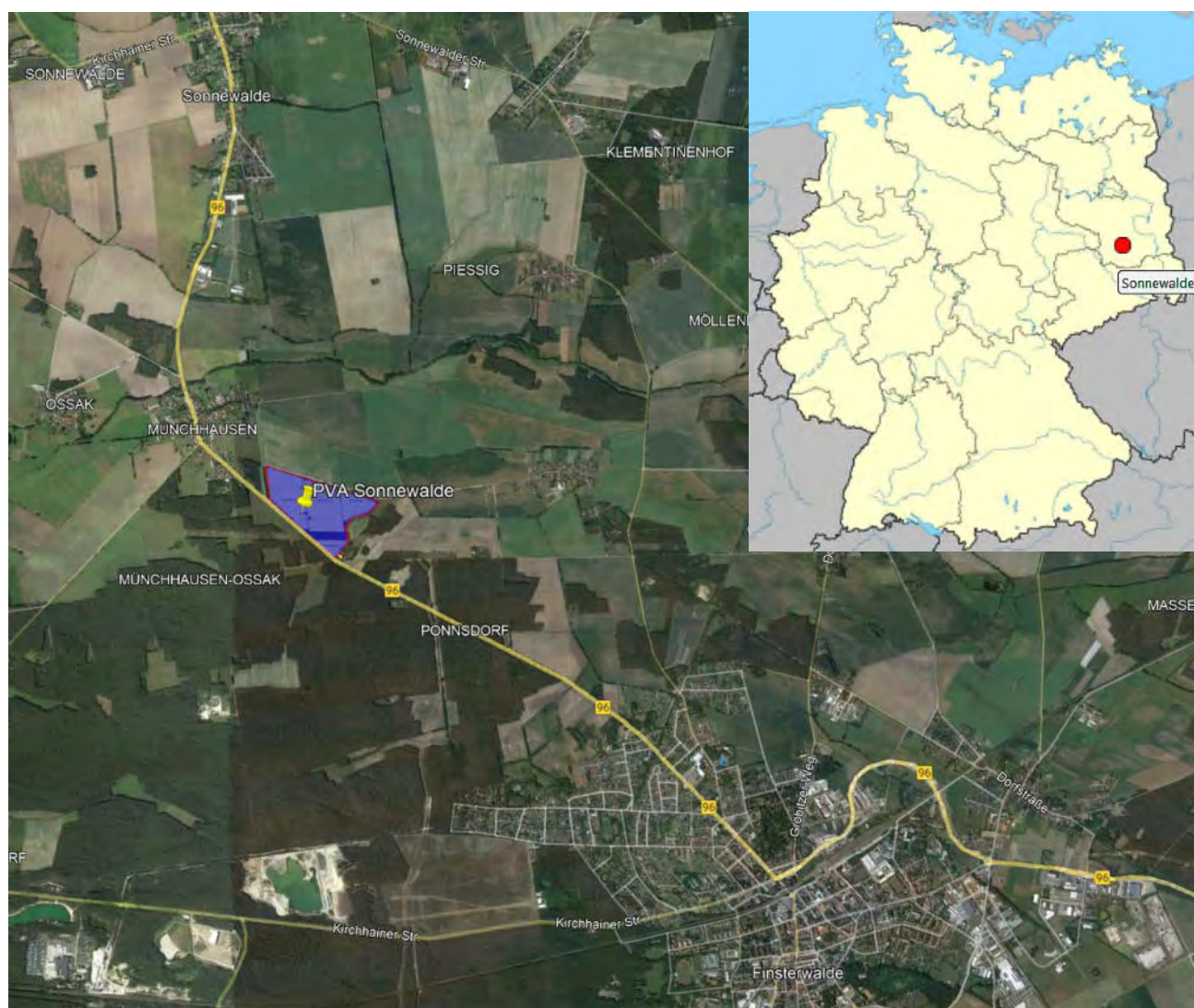


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Detailansicht der PV-Anlage und Umgebung



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

Detailansicht der PV-Anlage



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

Fotos der PV-Fläche. Blick von Westen nach Norden.



Bild 2.1.4: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, September 2023, Ausschnitt)

Blick nach Osten.



Bild 2.1.5: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, September 2023, Ausschnitt)

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt den südlichen Bereich der PV-Fläche und die Umgebung. Aufgrund des Strahlenganges gemäß Reflexionsgesetz können die Gebäude im Südosten theoretisch von Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden. In der Realität ist allerdings kein direkter Sichtkontakt zur PV-Anlage vorhanden. Zu Kontrollzwecken werden die Standort dennoch analysiert. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.



Bild 2.2.1: Gebäude in der Umgebung der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG 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 mög-
lichst das gesamte einfallende Licht für die Stromproduktion genutzt werden soll. Die Materialforschung
hat mit speziell strukturierten Glasoberflächen (Texturen) und Antireflexionsschichten den Anteil des
reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV-Moduls:

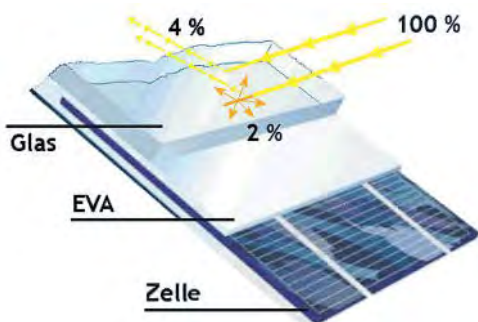


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

³ <https://oberlandesgericht-braunschweig.Brandenburg.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.

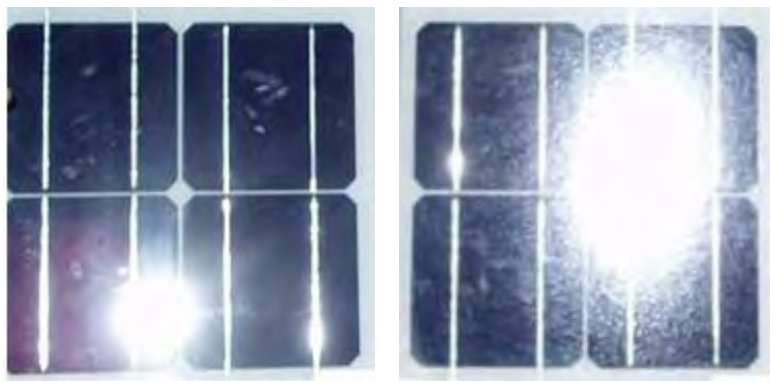


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

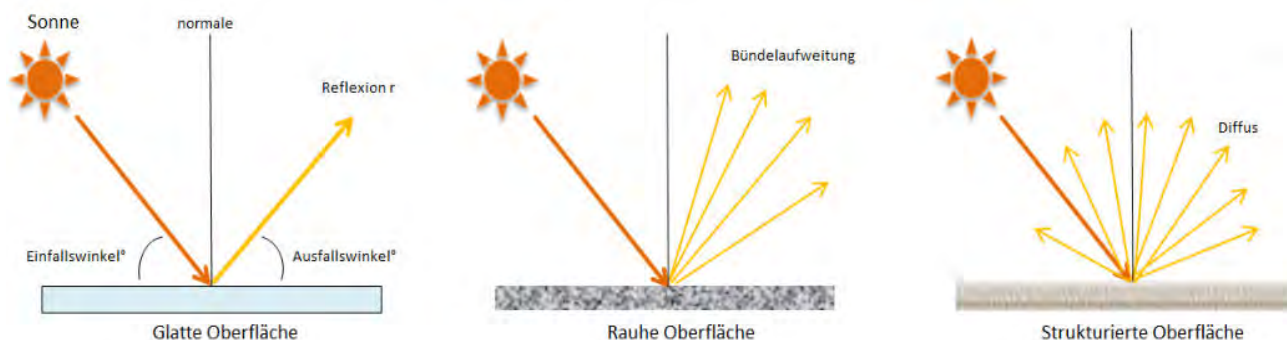


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2382×1134×30 mm (93.78×44.65×1.18 inches)
Weight	33.7kg (74.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der 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 sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

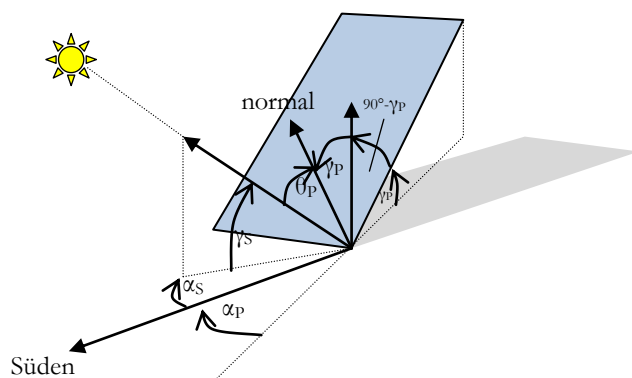


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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>

3.4 Technische Parameter der PV-Anlage

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

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

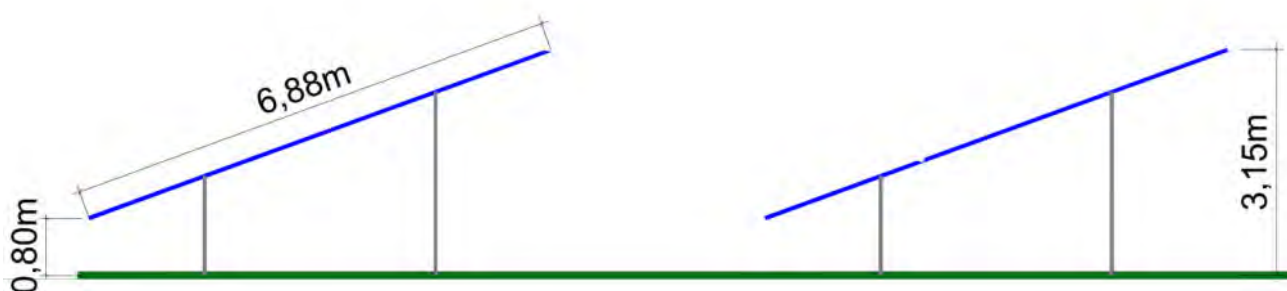


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Auftraggeber, Ausschnitt)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

PV-Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstitution	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	Süden (180°)
Modulneigung	15°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m – 3,20 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,0 m (Fahrzeuge ⁷) und Personen (Erdgeschoss)
Azimut bzw. relevanter Sichtwinkel	Fahrtrichtung +/- 20°, 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung⁸ darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von +/- 20° um die Fahrtrichtung definiert. Die Sichtweite beträgt dabei 100 m.

⁷ Eine Höhe von 2 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt ca. 1,30 m

⁸ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

3.5 Standort e für die Analyse

Bei der Analyse von potenziellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV-Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

Die Analyse kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV-Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte exemplarisch gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Messpunkte (Position und Höhe) werden anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV-Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potenziellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV-Anlage Sonnewalde wurden insgesamt 4 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte auf der B96 sowie 1 Messpunkt von im Bereich umliegenden Gebäuden. Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV-Anlage und die untersuchten Messpunkte.



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

3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

Licht-Leitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

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

Schutzwürdige Räume

In der Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belastigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁹ allerdings eine Definition oder Empfehlung zum Umgang mit Verkehrswegen und auch zu Schienen- und Kraftfahrzeugen als "beweglichen" Räumen. Eine Blendwirkung an beweglichen Standorten ist in Bezug zur Geschwindigkeit zu sehen, d.h. eine Reflexion kann an einem festen Standort über mehrere Minuten auftreten, ist jedoch bei der Vorbeifahrt mit 100 km/h ggf. nur für Sekundenbruchteile wahrnehmbar. Aber trotz einer physiologisch unkritischen Leuchtdichte kann die Blendwirkung durch frequente Reflexionen subjektiv als störend empfunden werden (psychologische Blendwirkung). Vor diesem Hintergrund kann die Empfehlung der Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Die reinen Zahlen der Simulationsergebnisse sind immer auch im Kontext zu verstehen.

Einfallswinkel der Reflexion

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

Lt. kürzlich verfügbarer Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (Stand 29.04.2024) sollen auf Autobahnen Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ als relevant angesehen werden. Dieser Wert wurde allerdings nicht auf Basis von wissenschaftlich anerkannten Untersuchungen mit objektiven Probanden unterschiedlicher Altersgruppen ermittelt. Es handelt sich eher um eine Verabredung zwischen einzelnen Beteiligten u.a. auch mit Hinweis auf andere, ebenfalls nicht wissenschaftlich fundierte Quellen¹⁰ oder auf sachfremde Untersuchungen aus denen Ergebnisse abgeleitet wurden. Um möglichen Einwänden aufgrund von Intransparenz und/oder Willkür vorzubeugen und solange keine belastbaren Vorgaben vorhanden sind, ist daher von einem relevanten Einfallswinkel von $\pm 20^\circ$ zur Fahrtrichtung auszugehen (Minimalkonsens). Der Wert für den relevanten Einfallswinkel könnte sicherlich auch ohne wissenschaftliche Basis festgelegt werden, dies müsste aber auch entsprechend dokumentiert werden.

Entfernung zur Immissionsquelle

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

Bei der Simulation 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.

⁹ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

¹⁰ Keine bzw. keine wissenschaftlich fundierte Angabe zum Einfallswinkel in der LAI Lichtleitlinie (Deutschland, 2012) und in der (teils wortgleich) übernommenen OVE-Richtlinie R 11 (Österreich, 2016/2022)

Simulationssoftware

Die von der SolPEG seit 2015 in über 800 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar¹¹ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹². Die Software wird mittlerweile auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

Die Berechnungsformeln und auch die Ergebnisdarstellung der Simulationssoftware sind durch die US-Flugsicherheitsbehörde (FAA) zertifiziert und für Software ist für die Analyse von potenziellen Reflexionen von PV-Anlagen im Bereich von Flughäfen vorgeschrieben.

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

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.

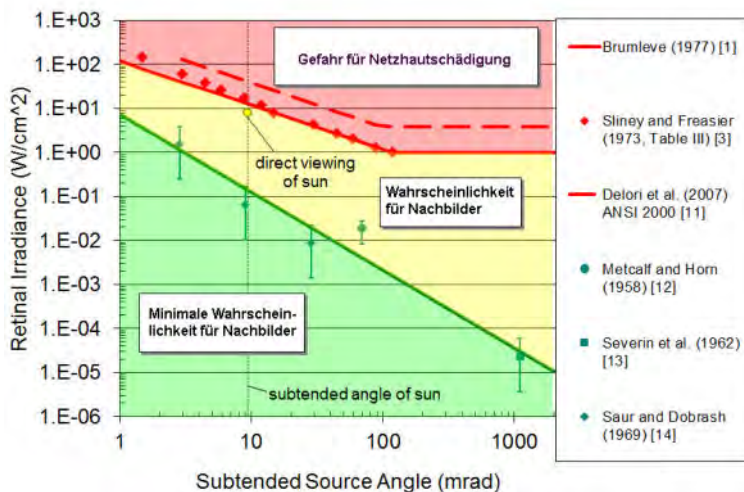


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

Für die Simulation der potenziellen Reflexionen können in der Software verschiedenen Parameter eingestellt bzw. angepasst werden. Für die vorliegende Analyse werden die Sonnenstände in 1-Minutenschritten für 1 Jahr simuliert und die Anzahl der Minuten mit Reflexionen an den jeweiligen Immissionsorten summiert. Im Ergebnis (Rohdaten) ist u.a. die Uhrzeit, die Intensität, die Vektoren der Sonnenstrahlen und der Reflexionen und andere Daten enthalten, die in weiteren Schritten analysiert, bewertet und dokumentiert werden.

¹¹ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹² Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

Limitierungen

Es gibt zahlreiche Datenquellen und Klimamodelle (z.B. TMY¹³) die belegen, dass - trotz fortschreitendem Klimawandel - im Jahresverlauf eine teilweise erhebliche Wolkenbedeckung vorhanden ist. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2023 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁴ von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den langjährigen Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Es fehlt eine sachliche Begründung warum diese meteorologischen Realitäten ignoriert werden sollen und dennoch soll lt. LAI Lichtleitlinie die Simulation zu jedem Zeitpunkt von sog. „clear-sky“ Bedingungen ausgehen, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Einflüsse wie z.B. Fröhnebel/Dunst oder andere lokale Wetterbedingungen sollen nicht berücksichtigt werden. Dies entspricht nicht den realen Umständen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können.

Aber auch aufgrund von technischen Limitierungen können diese Daten in der Simulationssoftware nicht berücksichtigt werden und daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar, was nicht der Realität entspricht. Vor diesem Hintergrund müssen die rechnerisch ermittelten Ergebnisse im Einzelfall bewertet werden.

Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Es ist möglich Hindernisse zu modellieren aber z.B. Vegetation, die im Laufe des Jahres einen unterschiedlichen Grad an Sichtschutz bietet, kann nur unzureichend nachgebildet werden. Derartige Limitierungen sind auch bei anderen Simulationsprogrammen zu finden. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

Im Bereich von Autobahnen soll lt. jüngster Vorgabe des Fernstraßenbundesamtes (FBA) bestehende Vegetation und Straßenbegleitgrün nicht als Sichtschutz berücksichtigt werden. Vor dem Hintergrund, dass in der LAI Lichtleitlinie eine blickdichte Bepflanzung als Sichtschutzmaßnahme explizit vorgeschlagen und akzeptiert wird, ist die Vorgabe des FBA unzureichend begründet. Es sind lediglich Maßnahmen festzulegen für den Fall, dass das Straßenbegleitgrün entfernt/gerodet werden sollte.

Allgemein wird angenommen, dass bereits ein gewisser Sichtschutz durch unbelaubte Baumstämme, Äste und Zweige in der Zeit zwischen Oktober bis Mai vorhanden ist (ca. 20-30%). Ein Sichtschutz bzw. eine Reduzierung der Lichtdurchlässigkeit durch ausgeprägtes Blattwerk in der Zeit zwischen Anfang Juni bis Ende August wird mit „hoch“ angesetzt (ca. 50-70%). Wald wird als nahezu lichtundurchlässig angesehen (horizontaler Blick).

Bei PV-Anlagen im Randbereich von Bahnstrecken sind ähnliche Aspekte zu berücksichtigen. Im Gegensatz zum Fernstraßenbundesamt verfolgt die Deutsche Bahn allerdings eine pragmatische Lösung bei der nicht im Vorwege auch selbst höchst unwahrscheinliche Konstellationen auszuschließen sind. Die Formulierung der Deutschen Bahn kann richtungsweisend auch für andere Bauvorhaben passen:

Sie [PV-Anlagen] sind in ihrer Farbgebung und Strahlrichtung so anzuordnen, dass jegliche Signalverwechslung und Blendwirkung ausgeschlossen ist. Sollte sich nach der Inbetriebnahme eine Blendung herausstellen, so sind vom Bauherrn entsprechende Abschirmungen anzubringen.

¹³ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹⁴ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Mittelwert 2023: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2023_17.png

Langjähriges Mittel 1991-2020: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/zeitreihen/rcc_eude_cen_cfc_refc9120_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage „Sonnewalde“ wird für bestimmte exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahn- bzw. Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/ weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung (Azimut) der Strecke und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte im Bereich der Straße ist auf 2 m über GOK festgelegt. Dies entspricht der gemittelten Sitzhöhe von PKW und LKW inkl. Transporter und SUV. Das ist ein eher konservativer Ansatz, da die Sitzhöhe bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Eine Höhe von 2,5 m zeigt keine nennenswert anderen Ergebnisse.

Das Ergebnis der Simulation 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.

In einer weiteren Betrachtung wird der Einfallswinkel der Reflexionen analysiert, da dieser entscheidend für die Wahrnehmung von Reflexionen ist. Prinzipiell könnte immer eine Blendwirkung auftreten wenn direkt in die Sonne geblickt wird und daher wird dies vermieden. Aber selbst wenn es z. B. aus Unachtsamkeit zu derartigen Konstellationen kommt, verhindern natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen. Dies gilt gleichermaßen auch für Reflexionen auf PV-Modulen bzw. eher weniger, da es sich um eher diffuse Reflexionen handelt und nicht um direktes Sonnenlicht. In folgenden Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert.

Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

Tabelle 2: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹⁵ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 B96 nordwestlich	51.661395	13.652241	102,84	104,84	nicht relevant ^{WE}
P2 B96 westlich	51.659039	13.656556	103,25	105,25	nicht relevant ^{WSE}
P3 B96 südlich	51.657837	13.658878	103,88	105,88	-
P4 Gebäude südöstlich	51.658123	13.659484	104,09	106,09	-

^W = Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen, ^S = Sichtschutz/Geländestruktur, ^E = Entfernung ^D = geringe Dauer

¹⁵ GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, B96 nordwestlich

Generell umfasst der für Fahrzeugführer relevante Sektor einen Bereich von $\pm 20^\circ$ bzw. $\pm 30^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite. Reflexionen, die außerhalb dieses Bereiches/Sektors auftreten sind als nicht relevant anzusehen da kein relevantes Gefährdungspotenzial vorhanden ist.

Lt. Simulation können am Messpunkt P1 auf der B96 rein rechnerisch zwischen dem 01. Mai - 03. August, in den frühen Morgenstunden zwischen 06:29 - 06:57 Uhr, für max. 8 Minuten Reflexionen aus östlicher Richtung auftreten. Die ermittelten Reflexionen liegen bei der Fahrt Richtung Südosten allerdings außerhalb des relevanten Sektors und sind daher im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Dies gilt umso mehr für die Fahrt Richtung Nordwesten. Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel¹⁶ erreichen.

Auf Basis der ermittelten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Dies gilt auch für den weiteren bzw. vorigen Verlauf der B96. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

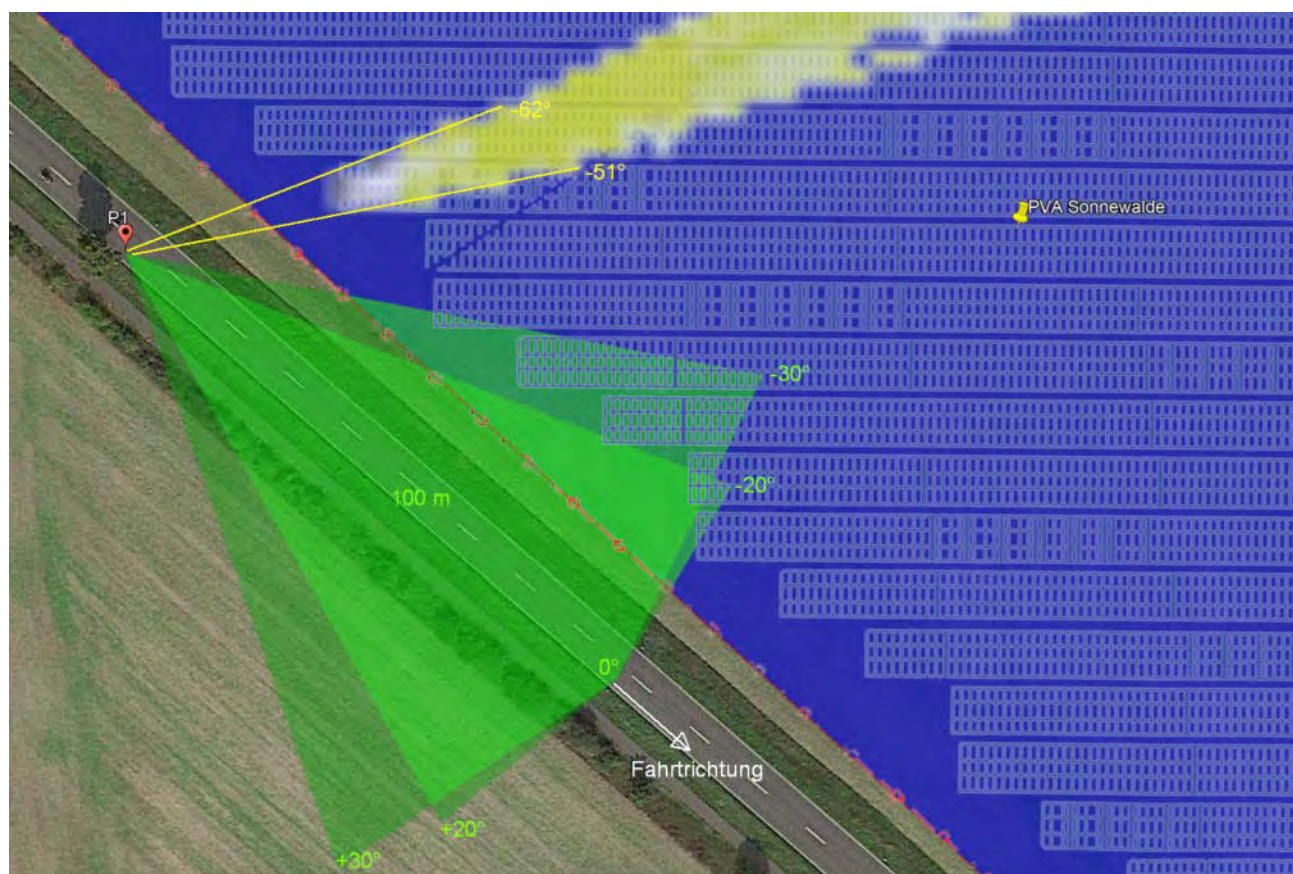


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich östlich der Fahrbahn, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels/Sektors, können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

¹⁶ Es gibt keine konkreten Vorgaben für den Sichtwinkel von Seiten- und Rückspiegeln, lediglich unkonkrete Formulierungen, dass diese eine "ausreichende Sicht" oder ein "angemessenes Sichtfeld" ermöglichen sollen. Daher wird der Sichtwinkel hier mit $\pm 5^\circ$ zur Fahrtrichtung definiert. Überwiegend ist der Sichtwinkel durch die Größe der Heckscheibe bzw. die C-Säule begrenzt.

Das folgende Panoramafoto (Sichtwinkel ca. 110°) zeigt die Situation am Messpunkt P1 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position¹⁷ (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Südosten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage teilweise links im Bild sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären deutlich außerhalb des relevanten Sektors und sind daher nicht relevant. Dies gilt auch für den weiteren Verlauf der B96.



Bild 4.1.2: Situation am Messpunkt P1, Blick Richtung Südosten (Quelle: Google StreetView, September 2023, Ausschnitt)

¹⁷ Angaben lt. Beschreibung der Google StreetView Fotoerfassung

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, B96 westlich

Am Messpunkt P2 auf der B96 westlich von PV-Feld D, können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 18. Mai - 22. Juli, in den frühen Morgenstunden zwischen 06:11 - 06:37 Uhr, für max. 10 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südosten mit ca. -52° bis -64° links (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer aber insbesondere aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Auf Basis der ermittelten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

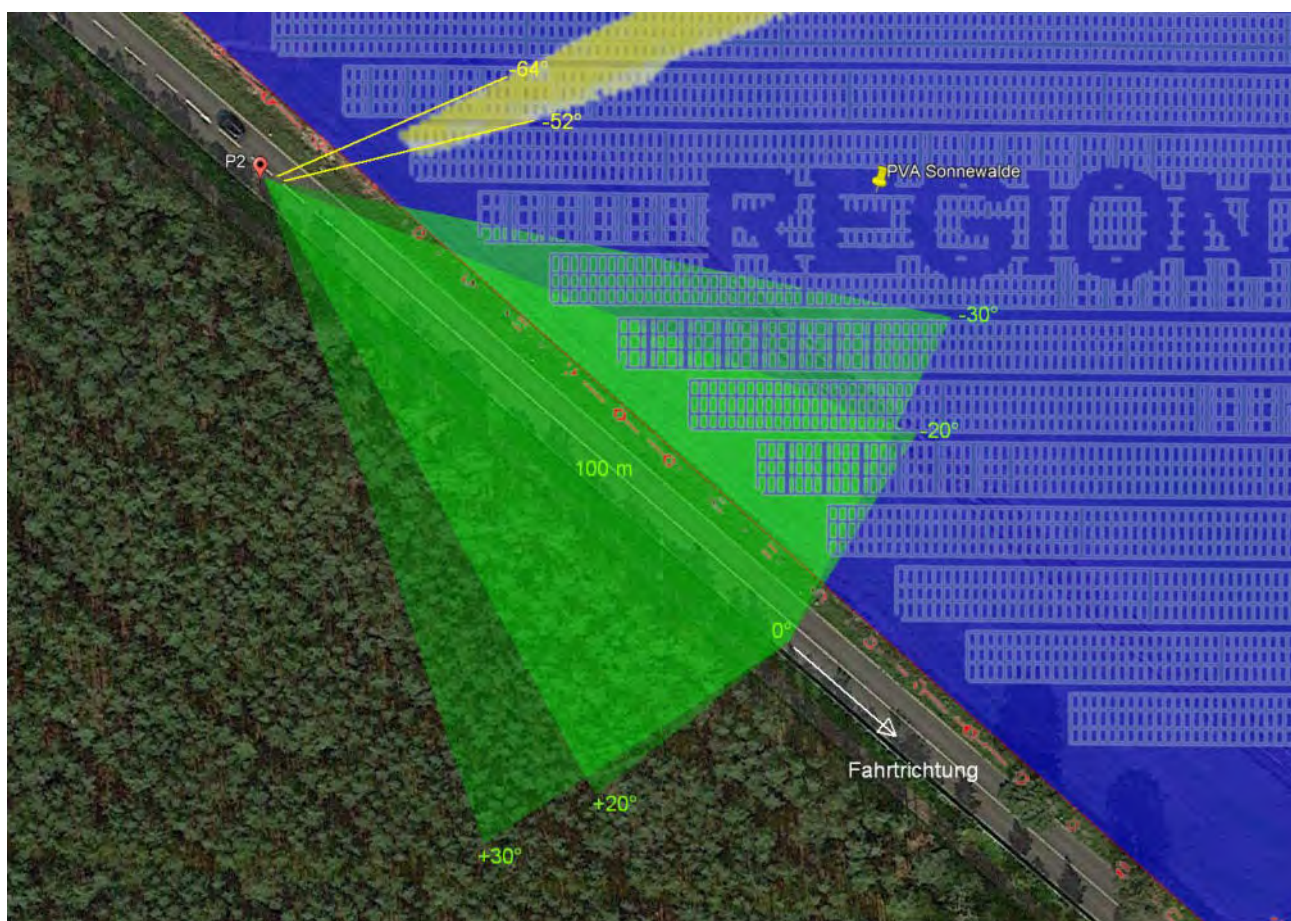


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich östlich der Fahrbahn, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können rein rechnerisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position bei der Fahrt Richtung Südosten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Auch dieses Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage teilweise links im Bild sichtbar ist aber potenzielle Reflexionen wären deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes und sind daher nicht relevant.



Bild 4.2.2: Situation am Messpunkt P2, Blick Richtung Südosten (Quelle: Google StreetView, September 2023, Ausschnitt)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, B96 südlich

Messpunkt P3 auf der B96, südlich der PV-Anlage im Bereich der Einmündung der Forst- und Wirtschaftswege, wurde zu Kontrollzwecken analysiert da aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz kaum mit Reflexionen durch die PV-Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß zeigt die Simulation keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südöstlich

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude südöstlich von PV-Feld D können rein rechnerisch an insgesamt 1303 Minuten pro Jahr Reflexionen auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 06. Mai - 06. August, zwischen 19:28 - 20:02 Uhr, für max. 16 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld D auftreten.

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der ermittelten Minuten pro Tag im Jahresverlauf.

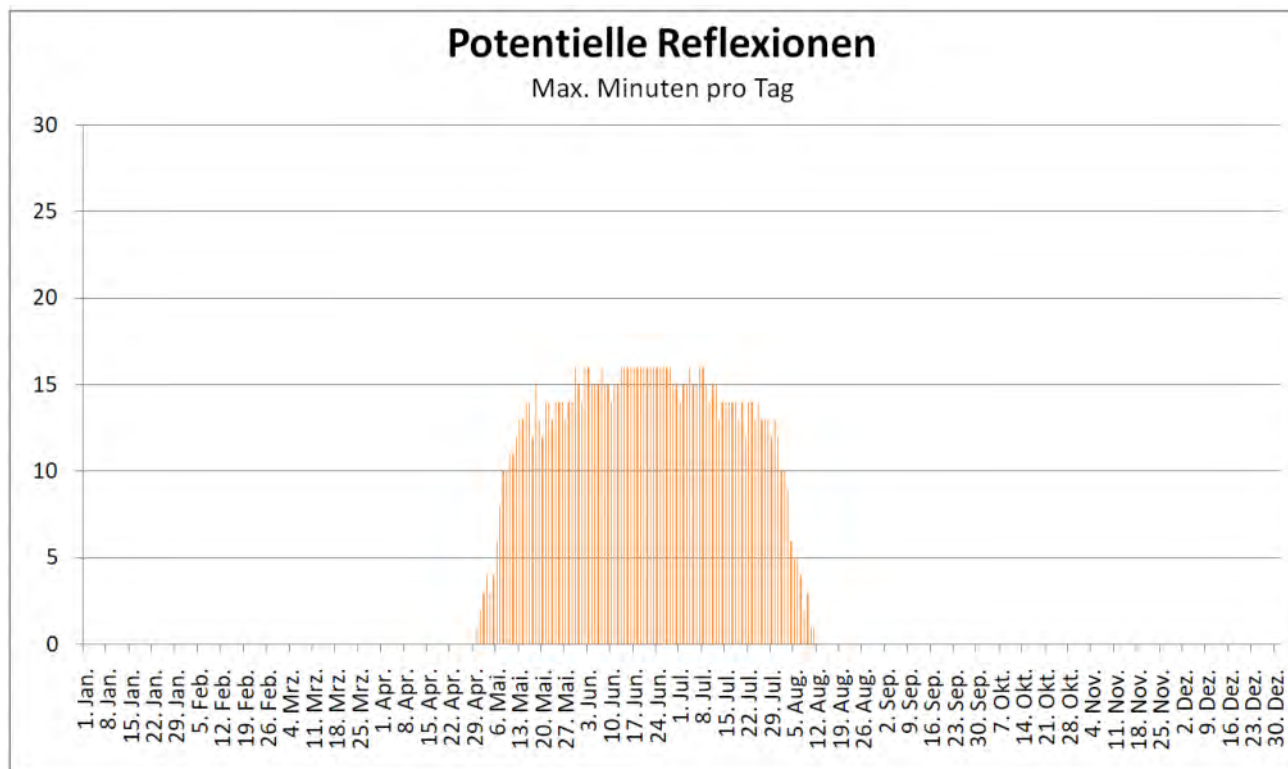


Bild 4.4.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf am Messpunkt P4 (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Summe von Minuten mit Reflexionen pro Jahr und auch pro Tag liegt unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

Lt. einem Urteil des OLG Braunschweig vom 10. August 2022¹⁸ ist die LAI Lichtleitlinie allerdings nicht maßgeblich für die Beurteilung von Reflexionen durch PV-Anlagen, diese wird in der Urteilsbegründung nicht erwähnt.

In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.

¹⁸ <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stoert-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV-Anlage Sonnewalde kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁹ 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 durch den Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV-Flächen zeigt für Verkehrsteilnehmer auf der B96 nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs ist gewährleistet.

Im Bereich der südöstlich gelegenen Gebäuden können in geringem Umfang Reflexionen durch das PV-Feld D auftreten. Die Summe von Minuten mit Reflexionen pro Jahr und auch pro Tag liegt unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden.. Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude und schutzwürdige Zonen vorhanden.

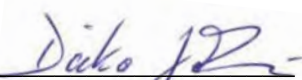
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

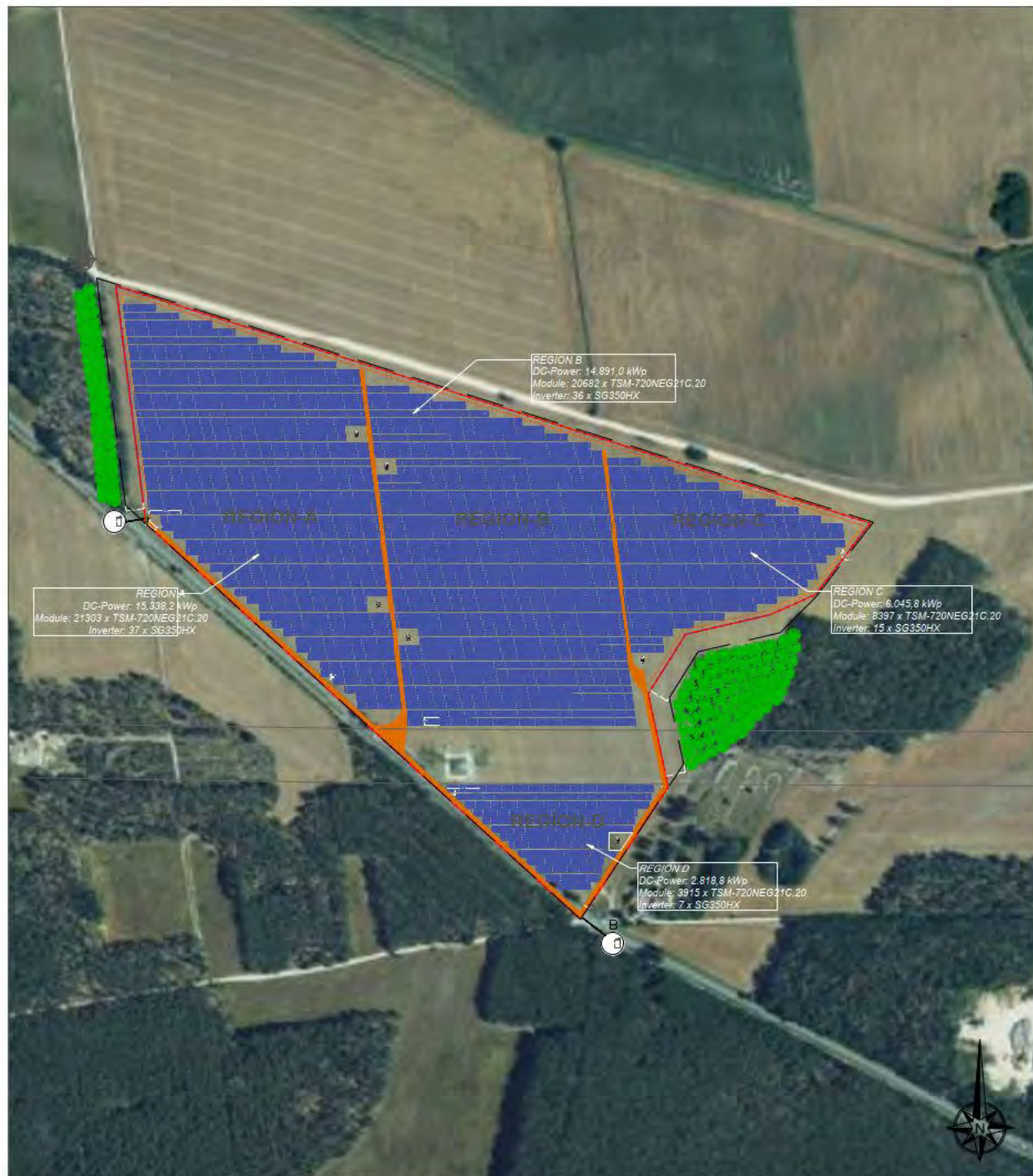
6 Schlussbemerkung

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 23.08.2024


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁹ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



LEGEND

	Fence		Site Boundary
	3x27V Table Fixed System 720Wp		Photovoltaic Area
	3x9V Table Fixed System 720Wp		OHL
	Gate		
	Transformer		
	Trees		

TECHNICAL DATA

PROJECT: MUNCHHAUSEN SOLAR POWER PLANT

COORDINATES 57°24'55.4"N 40° 66'95.9"E

SITE INFORMATION

TOTAL AREA 26,57 Ha

TOTAL PERIMETER 2404,64 meter

MODULE

MODULE POWER / TYPE 720 Wp / TSM 720 - NEG21C.20

MODULE DIMENSIONS 2384 x 1303 x 33 mm

NUMBER OF MODULES 54297 Pcs

TOTAL DC POWER 39.093 MWp

INVERTER

INVERTER POWER / TYPE 350 kVA / SUNGROW SG350HX

NUMBER OF INVERTER 85

TOTAL POWER(AC) 29,75 MW

TECHNICAL INFORMATION

TOTAL SERIES 27 Modules

TOTAL STRINGS 2011 Strings

DC/AC RATIO(Without Grid Limitation) 1,31

QTY OF THE PV STRUCTURE (3x27V 15° Tilt South Oriented) 3x9V 647 pcs - 72 pcs



NOMAD ELECTRIC Sp. z o.o.
ul. Pulawska 2
02-566 Warszawa

Planning Step	Issued For Review		
Drawing Name	Preliminary		
Designed By	Technical Department		Scale: 80%
Approved by			1189 x 841 (mm)
Date	06.2024	Revision 01	Sheet No: DE-MUN-PV-CS-01

Vertex N

N-type i-TOPCon bifacial dual glass
Monocrystalline module

PRODUCT: TSM-NEG19RC.20

POWER RANGE: 590-620W

620W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

23.0%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- More energy harvest with cutting-edge N-type i-TOPCon technology
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher container space utilization effectively reduces the freight cost



High power up to 620 W

- Up to 23.0% module efficiency with high density interconnect technology
- SMBB (Super multi-busbar) technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

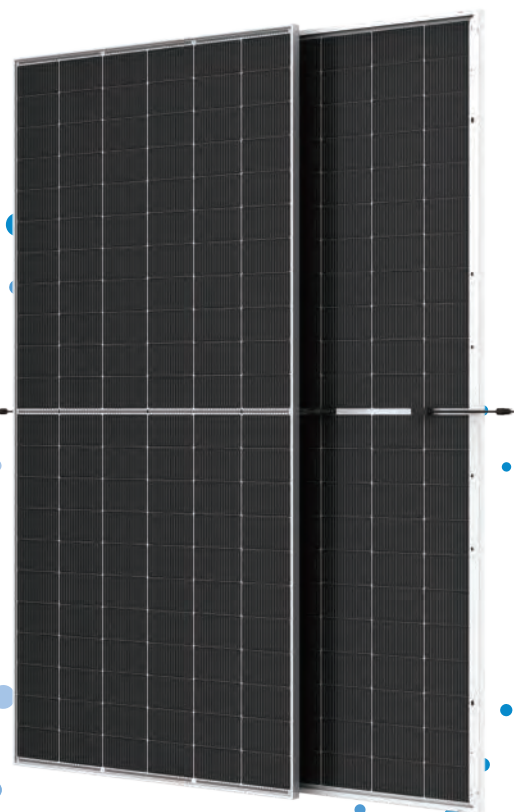
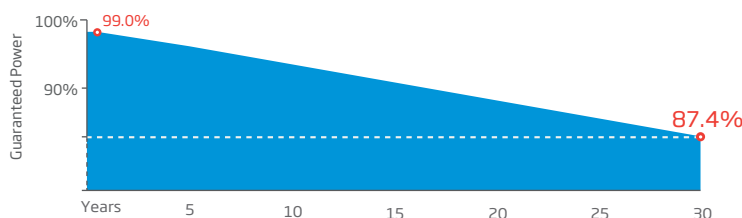
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- Lower degradation: 1% first year, 0.4% annually thereafter
- Lower temperature coefficient (-0.29%/°C)
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



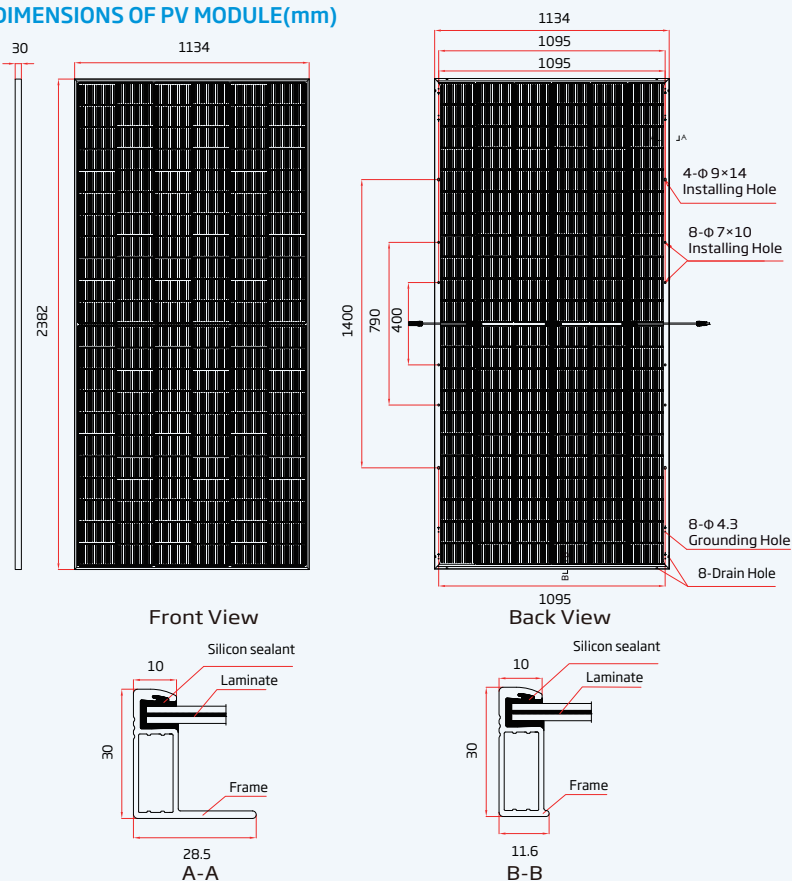
Comprehensive Products and System Certificates



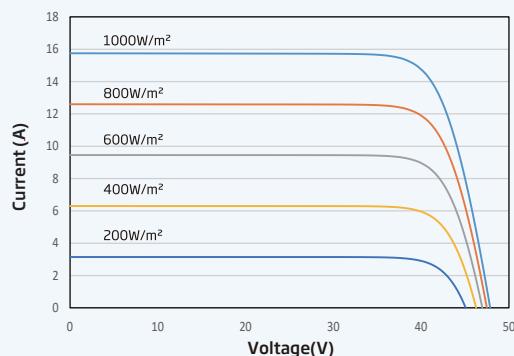
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

Trinasolar

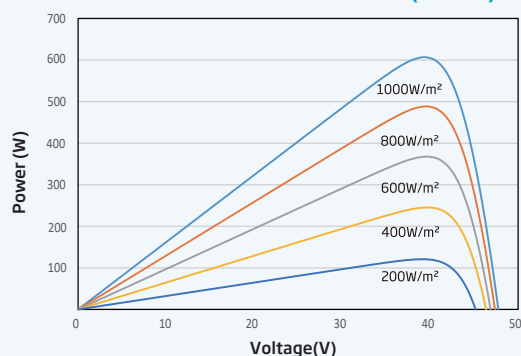
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE (605 W)



P-V CURVES OF PV MODULE (605 W)



MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2382×1134×30 mm (93.78×44.65×1.18 inches)
Weight	33.7kg (74.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)

Frame	30mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²) Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4 PLUS / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT)

Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	590	450	595	454	600	459	605	462	610	466	615	470	620	474
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5													
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.7	37.4	40.0	37.6	40.3	37.9	40.5	38.1	40.8	38.3	41.1	38.6	41.4	38.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	14.86	12.05	14.89	12.07	14.91	12.11	14.94	12.13	14.96	12.16	14.98	12.19	14.99	12.20
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	47.8	45.4	48.1	45.7	48.4	46.0	48.7	46.2	49.0	46.5	49.3	46.8	49.6	47.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	15.72	12.67	15.76	12.69	15.80	12.73	15.83	12.75	15.86	12.78	15.89	12.80	15.91	12.82
Module Efficiency η_m (%)	21.8		22.0		22.2		22.4		22.6		22.8		23.0	

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

Backside Power Gain	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	620	649	625	655	630	660	635	666	641	671	646	677	651	682
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.7	39.7	40.0	40.0	40.3	40.3	40.5	40.5	40.8	40.8	41.1	41.1	41.4	41.4
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	15.60	16.35	15.63	16.38	15.66	16.40	15.69	16.43	15.71	16.46	15.73	16.48	15.74	16.49
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	47.8	47.8	48.1	48.1	48.4	48.4	48.7	48.7	49.0	49.0	49.3	49.3	49.6	49.6
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	16.51	17.29	16.55	17.34	16.59	17.38	16.62	17.41	16.65	17.45	16.68	17.48	16.71	17.50

Power Bifaciality: 80±5%.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.29%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85° C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.40% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 36 pieces
Modules per 40' container: 720 pieces

Sonnnewalde

Sonnnewalde

Created Aug 23, 2024
Updated Aug 23, 2024
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 8.0 deg
Site ID 127573.21804

Project type Advanced
Project status: active
Category 1 MW to 5 MW



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m^2 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 ABC	15.0	180.0	848	503	-
PV Feld D	15.0	180.0	676	1,892	-

PV Array(s)

Total PV footprint area: 230,738 m²

Name: PV Feld ABC

Footprint area: 215,111 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	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.661968	13.651512	102.91	2.00	104.91
2	51.664151	13.651115	101.83	2.00	103.83
3	51.661875	13.662885	102.67	2.00	104.67
4	51.661183	13.662349	102.74	2.00	104.74
5	51.660770	13.660396	102.36	2.00	104.36
6	51.660131	13.659709	101.89	2.00	103.89
7	51.659905	13.659736	102.01	2.00	104.01
8	51.659931	13.655332	101.98	2.00	103.98

Name: PV Feld D

Footprint area: 15,627 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	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	51.659223	13.656700	102.31	2.00	104.31
2	51.659239	13.659977	102.36	2.00	104.36
3	51.659000	13.659945	102.90	2.00	104.90
4	51.658188	13.658996	102.91	2.00	104.91
5	51.658204	13.658545	102.94	2.00	104.94

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	51.661410	13.652195	102.91	2.00	104.91
OP 2	51.658896	13.656841	102.62	2.00	104.62
OP 3	51.657837	13.658878	103.88	2.00	105.88
OP 4	51.658123	13.659484	104.09	2.00	106.09

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 ABC	15.0	180.0	848	503	-	
PV Feld D	15.0	180.0	676	1,892	-	

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-abc (green)	0	0	0	49	219	222	223	135	0	0	0	0
pv-feld-abc (yellow)	0	0	0	28	139	141	139	56	0	0	0	0
pv-feld-d (green)	0	0	0	0	200	205	254	17	0	0	0	0
pv-feld-d (yellow)	0	0	0	1	474	719	630	68	0	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

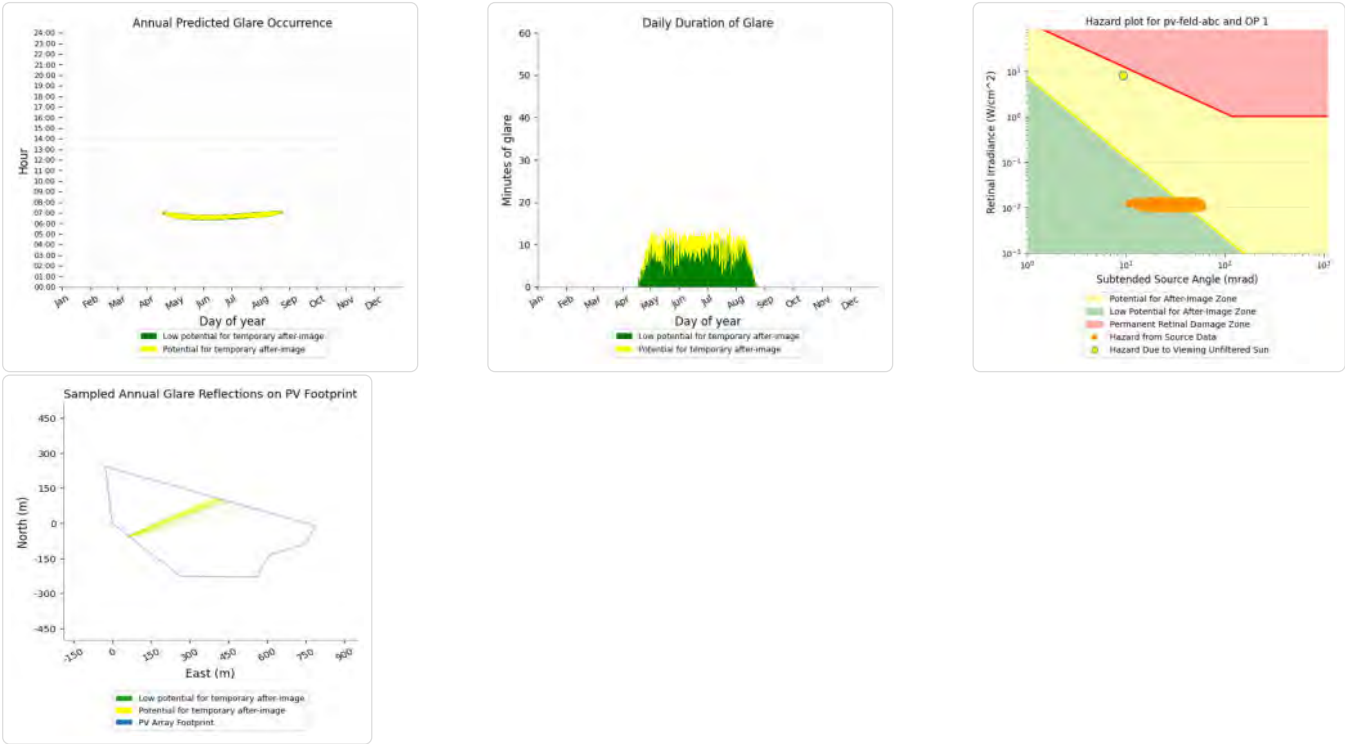
PV Feld ABC potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	848	503
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	0	0

PV Feld ABC: OP 1

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

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



PV Feld ABC: OP 2

No glare found

PV Feld ABC: OP 3

No glare found

PV Feld ABC: OP 4

No glare found

PV Feld D potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	456	589
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	220	1303

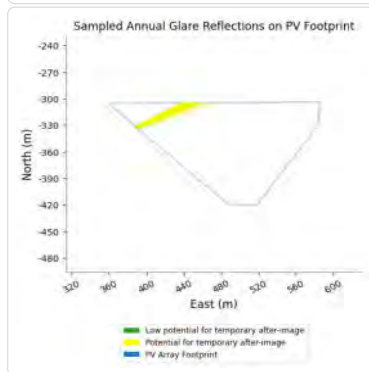
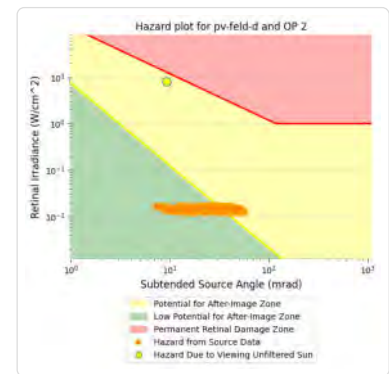
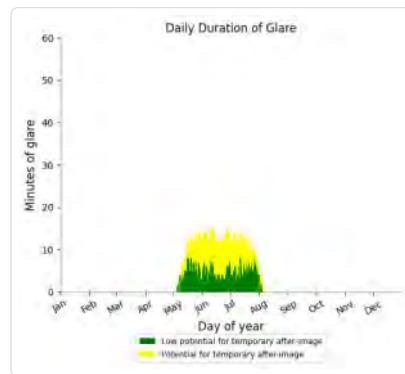
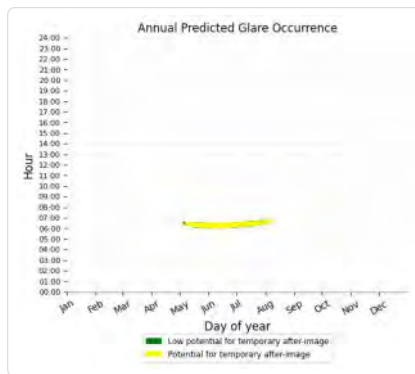
PV Feld D: OP 1

No glare found

PV Feld D: OP 2

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

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



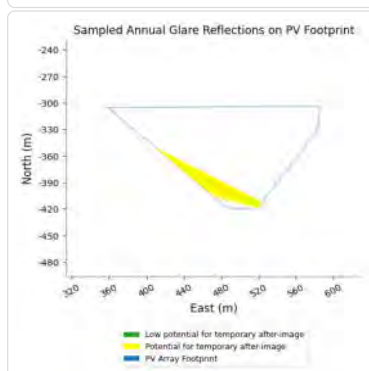
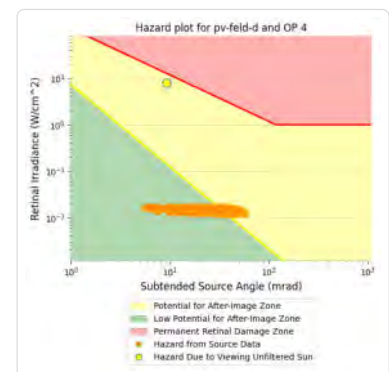
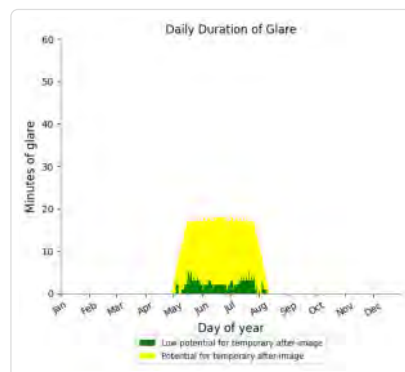
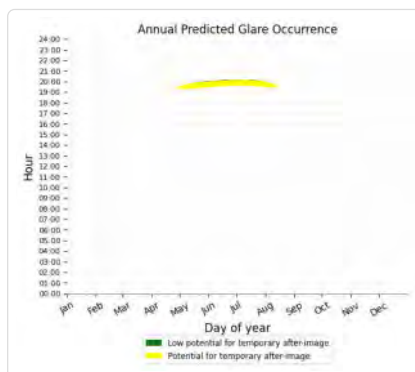
PV Feld D: OP 3

No glare found

PV Feld D: OP 4

PV array is expected to produce the following glare for this receptor:

- 220 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,303 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



	Corneal Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflexivity γ	Reflekt. Irradiance	Subtended Glare	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	s	Anzahl	Tag	Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4.3
2024-04-30 19:26:00	0,009116	640,307	2	0,385271	0,013992	0,039209	8,1	283,8	-0,962	0,235	0,142	0,962	-0,275	0,005		30. Apr.	1	19:26	19:26		06. Mai	06. August	16	1275	19:28	20:02	Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4.3: 1275 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 946 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 329 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 16 Minuten pro Tag (Max)
2024-05-01 19:27:00	0,010272	641,3926	2	0,38558	0,014027	0,049526	8,2	284,1	-0,96	0,242	0,143	0,96	-0,281	0,003		1. Mai.	2	19:27	19:28								
2024-05-01 19:28:00	0,010207	639,6473	2	0,393479	0,014275	0,047464	8,1	284,3	-0,959	0,245	0,141	0,959	-0,283	-0,001		2. Mai.	3	19:28	19:30								
2024-05-02 19:28:00	0,010316	642,4838	2	0,385978	0,014065	0,049638	8,3	284,5	-0,958	0,248	0,145	0,958	-0,287	0,001		3. Mai.	4	19:27	19:30								
2024-05-02 19:29:00	0,009905	640,7485	2	0,39387	0,014314	0,044602	8,2	284,7	-0,957	0,251	0,142	0,957	-0,289	-0,003		4. Mai.	3	19:30	19:32								
2024-05-02 19:30:00	0,010529	639,0098	2	0,401917	0,014567	0,048404	8	284,9	-0,957	0,255	0,14	0,957	-0,29	-0,007		5. Mai.	4	19:28	19:33								
2024-05-03 19:27:00	0,008817	645,528	2	0,378733	0,013867	0,036978	8,6	284,7	-0,956	0,251	0,149	0,956	-0,292	0,003		6. Mai.	6	19:28	19:35								
2024-05-03 19:28:00	0,010268	643,8023	2	0,386467	0,014112	0,048976	8,4	284,9	-0,956	0,254	0,146	0,956	-0,294	-0,001		7. Mai.	8	19:29	19:36								
2024-05-03 19:29:00	0,010469	642,0734	2	0,394353	0,014361	0,049137	8,3	285,1	-0,955	0,258	0,144	0,955	-0,295	-0,005		8. Mai.	10	19:29	19:38								
2024-05-03 19:30:00	0,010539	640,3412	2	0,402393	0,014615	0,048202	8,1	285,3	-0,955	0,261	0,141	0,955	-0,297	-0,008		9. Mai.	10	19:30	19:39								
2024-05-04 19:27:00	0,006454	648,3342	3	0,371737	0,01367	0,00747	8,8	284,9	-0,955	0,254	0,153	0,955	-0,297	0,005		10. Mai.	11	19:30	19:41								
2024-05-04 19:28:00	0,008348	646,6217	3	0,379318	0,013912	0,031575	8,6	285,1	-0,955	0,257	0,15	0,955	-0,298	0,001		11. Mai.	11	19:31	19:42								
2024-05-04 19:29:00	0,008698	644,9059	3	0,387049	0,014157	0,033798	8,5	285,3	-0,954	0,261	0,148	0,954	-0,3	-0,003		12. Mai.	12	19:31	19:43								
2024-05-04 19:30:00	0,010506	643,1868	2	0,394903	0,014407	0,049164	8,3	285,5	-0,954	0,264	0,145	0,954	-0,301	-0,006		13. Mai.	13	19:31	19:45								
2024-05-04 19:31:00	0,010377	641,4645	2	0,402966	0,014661	0,046582	8,2	285,7	-0,953	0,267	0,142	0,953	-0,303	-0,01		14. Mai.	13	19:32	19:46								
2024-05-04 19:32:00	0,010678	639,7389	2	0,411159	0,014919	0,047555	8	285,9	-0,953	0,271	0,14	0,953	-0,304	-0,014		15. Mai.	14	19:32	19:46								
2024-05-05 19:28:00	0,008736	649,4239	2	0,372417	0,013718	0,037133	8,9	285,3	-0,953	0,26	0,154	0,953	-0,303	0,003		16. Mai.	14	19:33	19:46								
2024-05-05 19:29:00	0,007797	647,7211	3	0,379997	0,01396	0,024666	8,7	285,5	-0,953	0,264	0,152	0,953	-0,304	-0,001		17. Mai.	12	19:33	19:47								
2024-05-05 19:30:00	0,008667	646,015	3	0,387726	0,014207	0,033135	8,6	285,7	-0,952	0,267	0,149	0,952	-0,306	-0,004		18. Mai.	15	19:33	19:47								
2024-05-05 19:31:00	0,010511	644,3057	2	0,395605	0,014457	0,04891	8,4	285,8	-0,952	0,27	0,146	0,952	-0,307	-0,008		19. Mai.	13	19:34	19:48								
2024-05-05 19:32:00	0,010634	642,5932	2	0,403638	0,014711	0,048407	8,3	286	-0,951	0,273	0,144	0,951	-0,309	-0,012		20. Mai.	12	19:34	19:48								
2024-05-05 19:33:00	0,010706	640,8775	2	0,411827	0,01497	0,047482	8,1	286,2	-0,951	0,277	0,141	0,951	-0,31	-0,016		21. Mai.	14	19:35	19:49								
2024-05-06 19:28:00	0,009097	652,2091	2	0,365757	0,01353	0,041904	9,1	285,5	-0,952	0,263	0,158	0,952	-0,307	0,005		22. Mai.	14	19:35	19:49								
2024-05-06 19:29:00	0,008256	650,5192	3	0,373192	0,013769	0,031499	8,9	285,6	-0,951	0,266	0,155	0,951	-0,308	0,001		23. Mai.	13	19:35	19:49								
2024-05-06 19:30:00	0,008446	648,8261	3	0,380772	0,014013	0,031999	8,8	285,8	-0,951	0,27	0,153	0,951	-0,31	-0,003		24. Mai.	14	19:36	19:50								
2024-05-06 19:31:00	0,010477	647,1297	2	0,3885	0,01426	0,049813	8,6	286	-0,95	0,273	0,15	0,95	-0,312	-0,006		25. Mai.	14	19:37	19:51								
2024-05-06 19:32:00	0,010585	645,4302	2	0,396379	0,01451	0,049194	8,5	286,2	-0,95	0,276	0,148	0,95	-0,313	-0,01		26. Mai.	14	19:37	19:51								
2024-05-06 19:33:00	0,010664	643,7274	2	0,40441	0,014765	0,048335	8,3	286,4	-0,949	0,279	0,145	0,949	-0,315	-0,014		27. Mai.	13	19:40	19:52								
2024-05-06 19:34:00	0,01073	642,0214	2	0,412598	0,015024	0,047366	8,2	286,6	-0,949	0,283	0,143	0,949	-0,316	-0,018		28. Mai.	14	19:38	19:52								
2024-05-06 19:35:00	0,010606	640,3123	2	0,420944	0,015288	0,044828	8	286,8	-0,948	0,286	0,14	0,948	-0,318	-0,022		29. Mai.	14	19:38	19:52								
2024-05-07 19:29:00	0,00861	651,8543	2	0,366626	0,013555	0,036894	9,2	285,8	-0,95	0,269	0,159	0,95	-0,313	0,003		30. Mai.	16	19:38	19:53								
2024-05-07 19:30:00	0,008675	650,1675	2	0,374053	0,013794	0,035971	9	286	-0,949	0,272	0,157	0,949	-0,314	-0,001		31. Mai.	15	19:39	19:53								
2024-05-07 19:31:00	0,010383	648,4774	2	0,381646	0,014037	0,050394	8,9	286,2	-0,949	0,276	0,154	0,949	-0,316	-0,004		1. Jun.	14	19:39	19:53								
2024-05-07 19:32:00	0,010471	646,7812	2	0,389375	0,014284	0,049615	8,7	286,4	-0,948	0,279	0,151	0,948	-0,317	-0,008		2. Jun.	16	19:40	19:55								
2024-05-07 19:33:00	0,010594	645,0878	2	0,397255	0,014535	0,04912	8,6	286,6	-0,948	0,282	0,149	0,948	-0,319	-0,012		3. Jun.	16	19:40	19:55								
2024-05-07 19:34:00	0,010668	643,3882	2	0,405287	0,01479	0,048228	8,4	286,8	-0,947	0,285	0,146	0,947	-0,32	-0,016		4. Jun.	15	19:41	19:55								
2024-05-07 19:35:00	0,010728	641,6854	2	0,413475	0,015049	0,047208	8,3	287	-0,947	0,289	0,144	0,947	-0,322	-0,02		5. Jun.	15	19:41	19:55								
2024-05-07 19:36:00	0,010411	639,9794	2	0,421821	0,015311	0,04305	8,1	287,2	-0,946	0,292	0,141	0,946	-0,323	-0,024		6. Jun.	15	19:41	19:55								
2024-05-08 19:29:00	0,008981	654,6359	2	0,360292	0,013378	0,041916	9,4	286	-0,948	0,272	0,163	0,948	-0,317	0,005		7. Jun.	16	19:41	19:56								
2024-05-08 19:30:00	0,010201	652,9619	2	0,367592	0,013614	0,051486	9,2	286,2	-0,948	0,275	0,16	0,948	-0,318	0,001		8. Jun.	15	19:42	19:57								
2024-05-08 19:31:00	0,010115	651,2847	2	0,375034	0,013854	0,049273	9,1	286,4	-0,947	0,278	0,158	0,947	-0,32	-0,003		9. Jun.	15	19:42	19:57								
2024-05-08 19:32:00	0,009396	649,6012	2	0,38262	0,014059	0,041265	8,9	286,6	-0,947	0,282	0,155	0,947	-0,322	-0,006		10. Jun.	14	19:44	19:57								
2024-05-08 19:33:00	0,010544	647,9206	2	0,390353	0,014345	0,049846	8,8	286,8	-0,946	0,285	0,153	0,946	-0,323	-0,01		11. Jun.	15	19:43	19:57								
2024-05-08 19:34:00	0,010627	646,2338	2	0,398236	0,014597	0,049027	8,6	286,9	-0,946	0,288	0,15	0,946	-0,325	-0,014		12. Jun.	15	19:43	19:57								
2024-05-08 19:35:00	0,010696	644,5439	2	0,406271	0,014852	0,048086	8,5	287,1	-0,945	0,291	0,148	0,945	-0,326	-0,018		13. Jun.	16	19:44	19:59								
2024-05-08 19:36:00	0,010536	642,8508	2	0,41446	0,015112	0,045261	8,3	287,3	-0,945	0,295	0,145	0,945	-0,328	-0,022		14. Jun.	16	19:44	19:59								
2024-05-08 19:37:00	0,010781	641,1546	2	0,422808	0,015375	0,04576	8,2	287,5	-0,944	0,298	0,142	0,944	-0,329	-0,026		15. Jun.	16	19:44	19:59								
2024-05-08 19:38:00	0,010798	639,4552	2	0,431317	0,015643	0,044379	8	287,7	-0,943	0,301	0,14	0,943	-0,331	-0,029		16. Jun.	16	19:44	19:59								
2024-05-09 19:30:00	0,010173	655,7395	2	0,361352	0,01344	0,05234	9,4	286,4	-0,947	0,278	0,164	0,947	-0,323	0,003		17. Jun.	16	19:45	20:00								