

SolPEG Blendgutachten Solarpark Kemnitz (Nuthe-Urstromtal)

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Kemnitz (Nuthe-Urstromtal) 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.....	6
3	Ermittlung der potenziellen 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	17
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, L80 nordwestlich.....	18
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P7, L80 westlich	20
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Einmündung L801 auf die L80	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	22
6	Schlussbemerkung	22
7	Anhang (Auszug)	23 - 33

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Kemnitz (Nuthe-Urstromtal)

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 1000 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Kemnitz (Nuthe-Urstromtal)“ auf Verkehrsteilnehmer auf der L80 und L801 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. 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 L80, L801 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 potenziellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des geplanten Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet östlich von Kemnitz (Nuthe-Urstromtal) in Brandenburg. Südlich der Fläche verlaufen die L80 und L801. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche östlich von Kemnitz (Nuthe-Urstromtal) in Brandenburg. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	52.136°N, 12.995°O 47 m ü.N.N.
Abstand zur L80	ca. 20 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 50 m (westlich)

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

PV-Fläche und Umgebung.

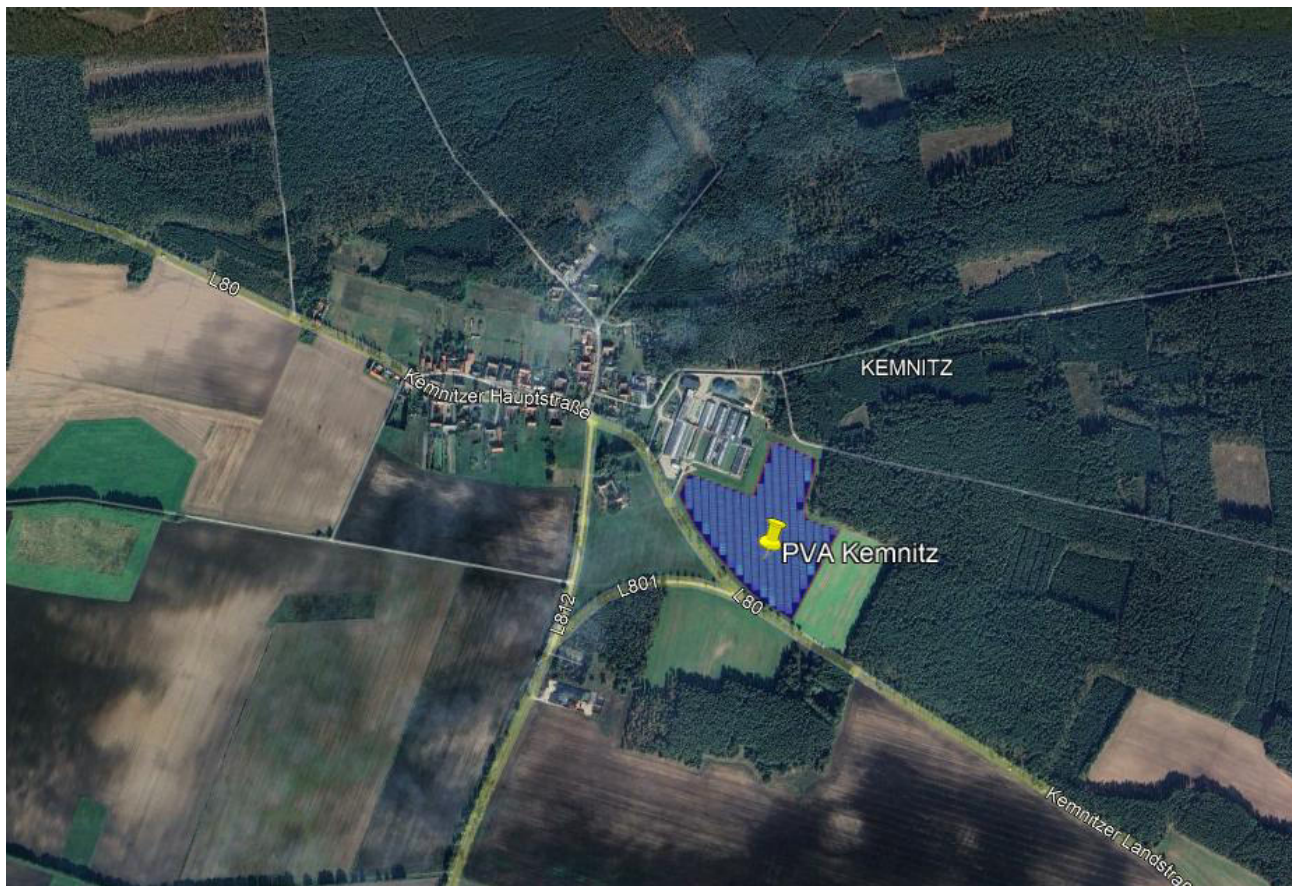


Bild 2.1.2: PV-Fläche und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV-Fläche.



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV-Fläche Kemnitz (Nuthe-Urstromtal) (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 einen Teil der geplanten PV-Anlage sowie die nördlich gelegenen, fensterlosen Hallen der Schweinehaltung Kemnitz GmbH. Aufgrund der Lage und der Beschaffenheit der Gebäude sind diese jedoch nicht von Reflexionen durch die PV-Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert.



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

3 Ermittlung der potenziellen 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:

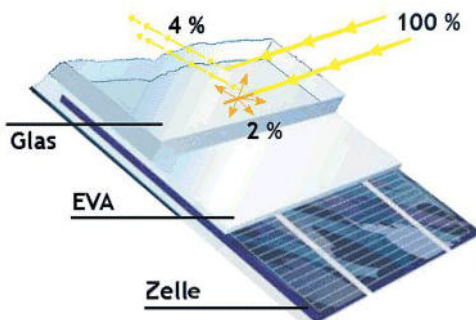


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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 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.

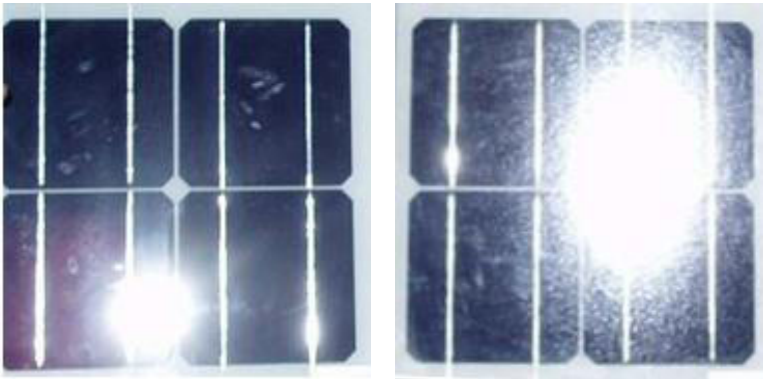


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

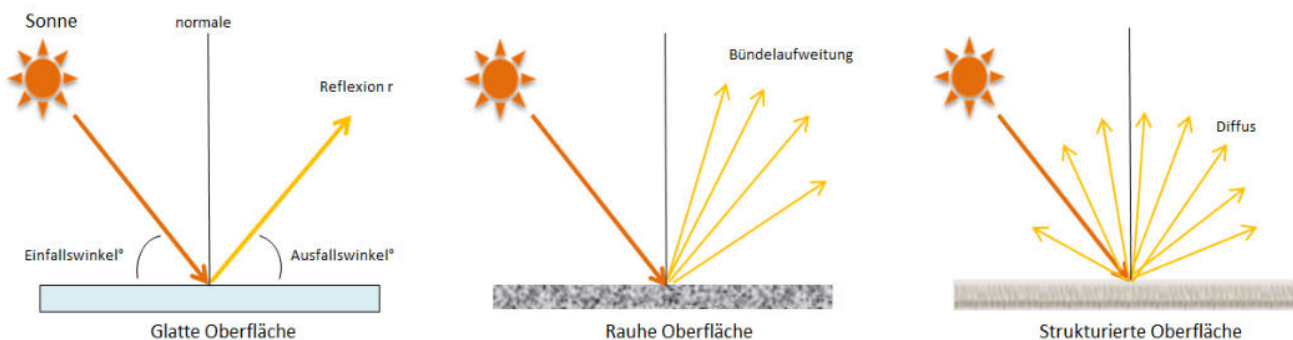


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV-Module des Herstellers Trina Solar zum Einsatz kommen, die über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. 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 Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Dual glass, 2,0+2,0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame

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 18°. Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

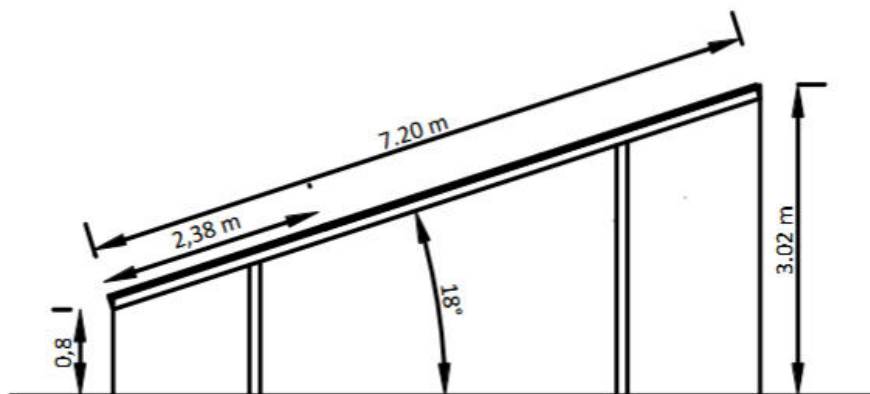


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	Trina Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	270° / 90° (180° = Süden)
Modulneigung	18°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m – 3,02 m
Mittlere Höhe der Modulfläche	2,0 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,5 m (Sitzhöhe PKW/LKW ⁴)
Relevanter Sichtwinkel/Sektor	Fahrtrichtung ±30°, 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 Beeinträchtigung⁵ 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. Aufgrund dieser Aspekte kann der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von ±20° um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden.

Lt. jüngsten Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA) sollen im Bereich von Autobahnen Einfallswinkel von bis zu ±30° als relevant angesehen werden. Obwohl die Basis für diesen Wert bislang nicht begründet wurde, kommt dieser Wert im vorliegenden Blendgutachten ebenfalls zur Anwendung.

⁴ Eine Höhe von 2,5 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der meisten Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m

⁵ Ein Aspekt ist die Anordnung und Anzahl der relevanten Schellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge

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 FAA⁶ 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:

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

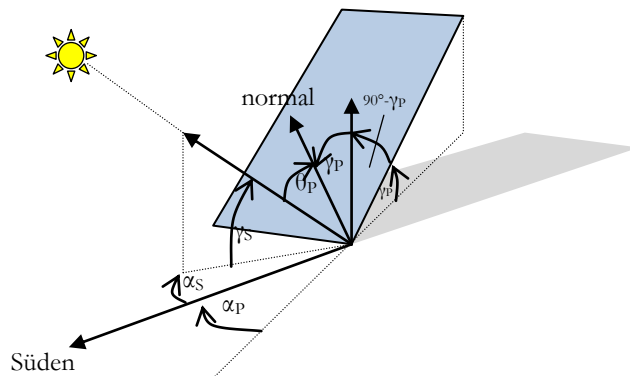


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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-Leitlinie⁷ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁸, New Mexico überprüft.

⁶ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:

<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁷ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁸ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.5 Standorte 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 potenziellen Blendwirkung der aktuellen Planung der PV-Anlage Kemnitz (Nuthe-Urstromtal) wurden insgesamt 3 Messpunkte im Verlauf der L80 festgelegt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich in Abschnitt 4 und auch im Anhang. Darüber hinaus wurden relevante Streckenabschnitte auf der L80 und L801 als Route analysiert.

Weitere Standorte an Gebäuden wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potenzielle Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV-Anlage, die untersuchten Messpunkte sowie die Routen (hellblau).



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 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.**

Simulationssoftware

Die von der SolPEG seit 2015 in über 1000 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar⁹ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹⁰. 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 Skizze rechts zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

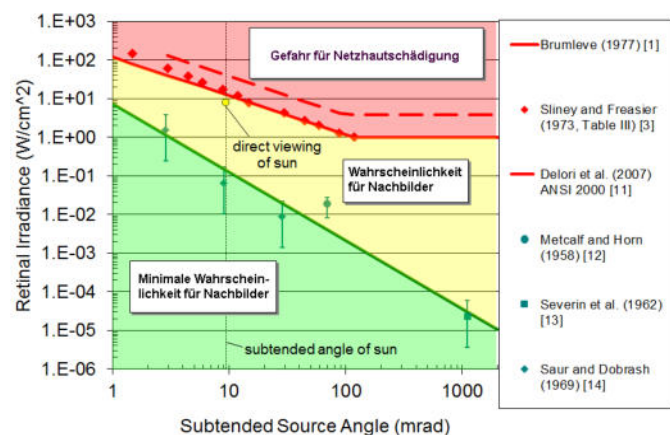


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen
(Quelle: Sandia National Laboratories)

Für die Simulation der potenziellen Reflexionen können in der Software verschiedene 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.

⁹ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹⁰ Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

Schutzwürdige Räume

In der LAI Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt¹¹ 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 Relation 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 ist die Empfehlung der LAI Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf den Schienen- und Straßenverkehr übertragbar. Gleichzeitig fehlt ohne fachliche Grundlage eine Rechtfertigung für die Vorgabe, dass jegliche Reflexionen in beliebiger Entfernung ausgeschlossen werden müssen. Daher müssen die reinen Simulationsergebnisse stets im Kontext betrachtet und im Einzelfall bewertet werden.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält keine konkreten Untersuchungen und Aussagen zur Berechnung und Beurteilung von Blendwirkungen durch reflektiertes Sonnenlicht im Straßenverkehr bzw. bei Fahrzeugführern. Auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Einfallswinkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dementsprechend existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ in Bezug auf Reflexionen.

U.a. im Bereich der Humanmedizin wird überwiegend angenommen, dass (starke) Lichtquellen in einem Winkel von ca. $\pm 20^\circ$ und mehr zur Blickrichtung keine relevante Beeinträchtigung der Sehfähigkeit darstellen. Dabei spielt die Anordnung und Anzahl der Sehzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge eine wesentliche Rolle, da die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

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 (temporäre Nachbilder). Aufgrund dieser Aspekte kann der für Reflexionen relevante Sichtwinkel (Sektor) als der Bereich innerhalb einer Spanne von $\pm 20^\circ$ um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite definiert werden. Lt. Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA, Stand 29.04.2024) sollen auf Autobahnen Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ als relevant angesehen werden. Dieser Wert wurde nicht durch wissenschaftlich anerkannte Untersuchungen mit objektiven Probanden unterschiedlicher Altersgruppen ermittelt. Es handelt sich eher um einen Mehrheitsbeschluss oder Konsens u.a. auch mit Hinweis auf andere, ebenfalls nicht wissenschaftlich fundierte Quellen¹² oder auf sachfremde Untersuchungen aus denen Ergebnisse abgeleitet wurden.

Obwohl bislang keine belastbaren Quellen/Begründungen vorhanden sind, wird der vom FBA vorgegebene Wert im vorliegenden Blendgutachten berücksichtigt, es erfolgt allerdings eine Einzelfallbewertung.

¹¹ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

¹² 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)

Höhe der Messpunkte

Aufgrund fehlender Vorgaben wurde für die Analyse von ortsfesten Messpunkten in schutzwürdigen Zonen eine Höhe von 2,0 m über GOK festgelegt. Dies ist ein konservativer Ansatz da die durchschnittliche Personengröße (Median) darunter liegt. Männer: ca. 178 cm, Frauen ca. 165 cm. Auch für den Schienen- und Straßenverkehr existieren keine verbindlichen Vorgaben. Für den Straßenverkehr gibt die FGSV¹³ einen Augpunkt von 1,2 m – 1,4 m für PKW an - ein Wert, der vor über 50 Jahren auf Basis damaliger Repräsentativfahrzeuge bestimmt wurde. Konkrete Vorgaben zur Augenhöhe bei Lkw, Vans, SUVs oder Transportern fehlen. Basierend auf Schätzungen wurde für die Simulation der Immissionsorte eine Augpunkthöhe von **2,5 m** über GOK festgelegt. Dies ist ein konservativer Ansatz, da bei über 85% der Verkehrsteilnehmer (PKW) der durchschnittliche Augpunkt deutlich tiefer liegt. Eine pauschale Aussage, dass ein höherer Standort mehr Reflexionen erfährt, ist nicht zulässig.

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie (Zitat) "erfahren [ortsfeste] 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 Simulation werden grundsätzlich alle Reflexionen berechnet, die nach dem Reflexionsgesetz physikalisch an einem Messpunkt auftreten können – unabhängig von der Richtung und der tatsächlichen Wahrnehmbarkeit. Daher sind die berechneten Werte als konservativ oder extrem einzustufen und werden gegebenenfalls relativiert. In weiteren Ausführungen werden Konstellationen beschrieben, unter denen Reflexionen überhaupt auftreten können. Reflexionen werden geringer gewichtet, wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist. Mangels fehlender wissenschaftlicher Untersuchungen orientiert sich der Wert an den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie. Der Wert ist jedoch nicht unumstritten und daher erfolgt daher eine Einzelfallbewertung.

Beim Schienen- und Straßenverkehr wird in erster Linie die Fahrtrichtung untersucht, bei der Reflexionen wahrnehmbar sein können (worst-case-Dokumentation). Außer bei Ost-West Verlauf der Strecke treten in der jeweiligen Gegenrichtung üblicherweise weniger oder keine Reflexionen auf, weshalb solche Konstellationen nur in Ausnahmefällen beschrieben werden. Auch im Schienen- und Straßenverkehr bzw. bei beweglichen Immissionsorten werden Reflexionen als unkritisch bewertet bzw. geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist. Sofern die Ausrichtung (Azimut) der Fahrbahn / Bahnstrecke in einem Streckenabschnitt unverändert ist, ist es ausreichend einzelne, repräsentative Messpunkte in diesem Abschnitt zu untersuchen. Die Einfallswinkel sind relativ zur Immissionsquelle und bleiben unverändert wenn sich die Position des jeweiligen Messpunktes verschiebt. Es ist nicht zielführend mehrere/weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Simulationsergebnisse nur unwesentlich voneinander abweichen. In kurvenreichen Abschnitten ist die Situation anders.

¹³ Forschungsgesellschaft für Straßen- und Verkehrswesen <https://www.fgsv.de>, Richtlinien RAS/RAI/RAA

Limitierungen

Es gibt zahlreiche Datenquellen und Klimamodelle (z.B. TMY¹⁴) die belegen, dass - trotz fortschreitendem Klimawandel - im Jahresverlauf eine teilweise erhebliche Wolkenbedeckung vorhanden ist. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2024 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁵ von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den langjährigen Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Lt. LAI Lichtleitlinie soll die Simulation zu jedem Zeitpunkt von sog. „clear-sky“ Bedingungen ausgehen, d.h. einem wolkenlosen Himmel und maximaler Sonneneinstrahlung. Dies entspricht jedoch nicht den realen Wetterbedingungen, insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen Reflexionen auftreten können. Witterungseinflüsse wie z.B. Frühnebel, Dunst oder besondere, lokale Wetterphänomene bleiben unberücksichtigt.

Auch technische Einschränkungen der Simulationssoftware verhindern die Berücksichtigung solcher Faktoren. Daher stellt das Simulationsergebnis stets die maximal mögliche Blendwirkung dar, was nicht der Realität entspricht. Die rechnerisch ermittelten Werte müssen deshalb 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.

In der LAI Lichtleitlinie wird eine blickdichte Bepflanzung als Sichtschutzmaßnahme explizit vorgeschlagen und akzeptiert aber im Bereich von Autobahnen kann lt. Vorgaben des FBA (Fernstraßenbundesamtes) bestehende Vegetation und auch blickdichtes Straßenbegleitgrün nur dann als Sichtschutz berücksichtigt werden, wenn es sich um Wald ähnliche Vegetation handelt, die nicht ohne weiteres entfernt/gerodet werden kann.

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.

(Zitat): 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.**

¹⁴ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹⁵ 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_2024_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 Kemnitz (Nuthe-Urstromtal) wird für 3 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 Fahrbahn und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Wie zuvor ausgeführt erfolgt die Simulation der Messpunkte im Bereich der Straße in einer Augpunkthöhe von 2,5 über GOK obwohl bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) die Sitzhöhe nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt.

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 3.6.3 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 werden die örtlichen Gegebenheiten und die 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 1: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹⁶ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 L80 nordwestlich	52.136886	12.992198	48,87	51,37	möglich
P2 L80 westlich	52.136040	12.993153	48,85	51,35	möglich
P3 L80 /L801 Einmündung	52.135309	12.994167	48,52	51,02	möglich

¹⁶ GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, L80 nordwestlich

Generell umfasst der für Fahrzeugführer relevante Sichtwinkel/Sektor einen Bereich von $\pm 30^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung und **100 m** Sichtweite. Reflexionen, die außerhalb dieses Bereiches/Sektors auftreten sind als nicht relevant anzusehen da kein ausreichendes Gefährdungspotenzial vorhanden ist. Aktuell sind keine belastbaren Gründe oder Untersuchungen vorhanden, die andere Annahmen oder Vorgaben rechtfertigen würden.

Am Messpunkt P1 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 22. April - 20. August, zwischen 09:05 - 09:56 Uhr, für max. 12 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südosten teilweise in dem für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor und daher kann eine Blendwirkung durch Reflexionen nicht ausgeschlossen werden.

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



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

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/ Sektor. Im Gelb markierten Bereich können rein rechnerisch Reflexionen auftreten und daher kann eine Blendwirkung nicht ausgeschlossen werden.

Aufgrund von potenziellen Reflexionen im Verlauf der L80 sollte entlang der Geländegrenze eine Sichtschutzmaßnahme installiert werden, um die Sichtachse zwischen der L80 und der PV-Anlage zu unterbrechen. Diese kann mittels eines blickreduzierenden Gewebes aus PE (Polyethylen) oder HDPE (High-Density Polyethylen) als Teil der geplanten Geländeeinzäunung realisiert werden. Generell wirkt das Gewebe wie ein Filter und lt. Herstellerangaben ist üblicherweise ein Schattierwert von ca. 40% - 60% ausreichend um die Leuchtdichte der Immissionsquelle auf ein unkritisches Maß zu reduzieren. Für eine erhöhte Sicherheit kann ein Schattierwert von bis zu 80% verwendet werden um die Lichtdurchlässigkeit auf 20% zu reduzieren.

Der Verlauf der Sichtschutzmaßnahme entspricht der Geländeeinzäunung entlang der L80 auf ca. 320 m Länge und einer Höhe von ca. 1 m - 1,8 m (max. 2 m) über Boden. Der untere Teil bis zu 1 m Höhe sollte freigehalten werden um ggf. auftretende Windlasten zu reduzieren, in diesem Bereich sind Reflexionen aufgrund der Modulinstallation ohnehin nicht möglich. Durch die Maßnahme wird die Sichtachse zwischen der PV-Anlage und der L80 unterbrochen und eine potentielle Blendwirkung ist ausgeschlossen. Die folgende Skizze zeigt den Verlauf der Sichtschutzmaßnahme, ca. 320 m Länge.

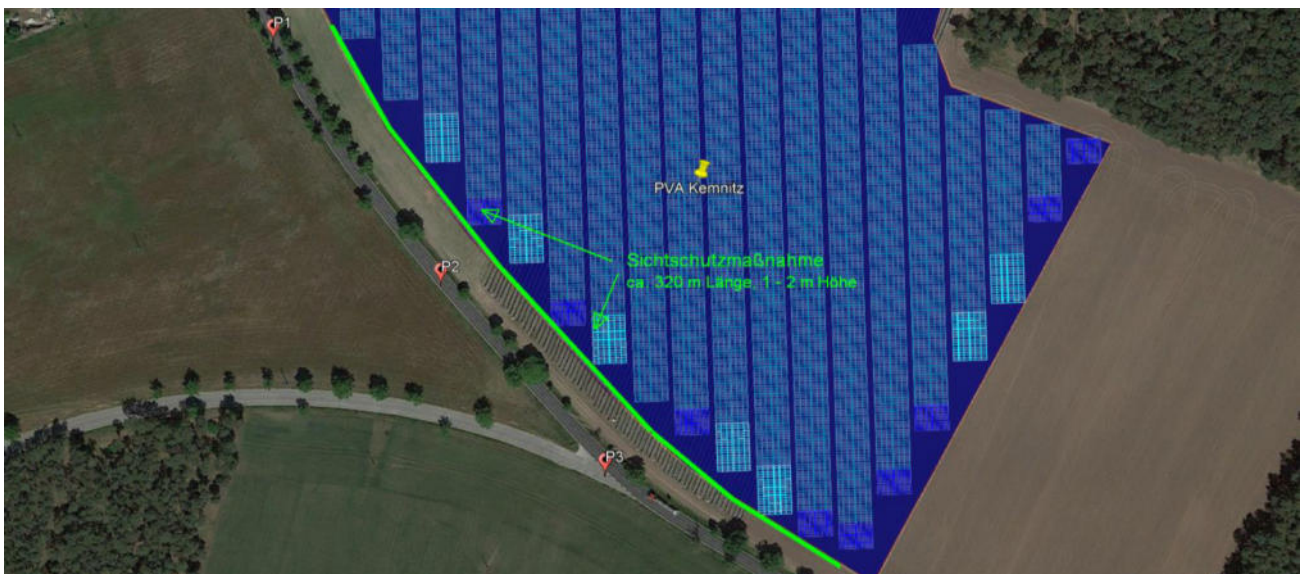


Bild 4.1.2: Verlauf der Sichtschutzmaßnahme (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die folgende Skizze zeigt eine gängige Variante eines Sichtschutzzauns. Details sind mit dem jeweiligen Hersteller abzustimmen.

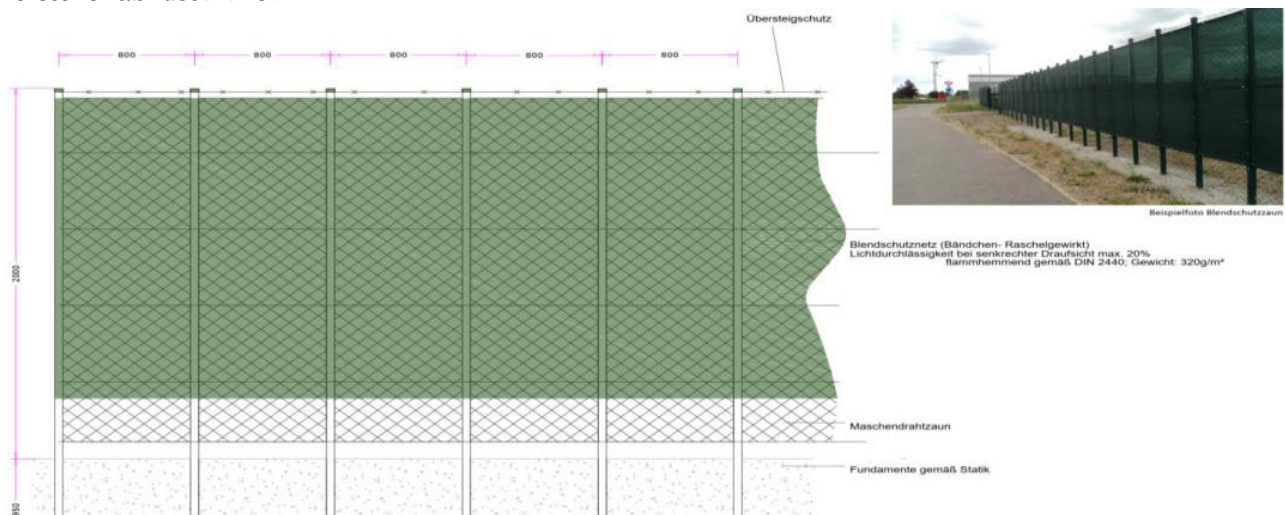


Bild 4.1.3: Beispiel für Sichtschutzmaßnahme (Quelle: Hersteller)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P7, L80 westlich

Am Messpunkt P2, ca. 130 m weiter südöstlich von Messpunkt P1 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 22. März - 20. September, zwischen 09:05 - 10:42 Uhr, für max. 16 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Bei der Fahrt Richtung Südosten liegen die Einfallswinkel auch in diesem Abschnitt teilweise innerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Blickwinkels und dementsprechend kann eine Blendwirkung durch Reflexionen nicht ausgeschlossen werden. Durch die unter 4.1 beschriebene Sichtschutzmaßnahme wird die Sichtachse zwischen der PV-Anlage und der L80 unterbrochen und eine potentielle Blendwirkung ist ausgeschlossen.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Einmündung L801 auf die L80

Messpunkt P3 im Bereich der Einmündung der L801 auf die L80 wurde untersucht da in diesem Bereich erhöhte Sicherheit erforderlich ist. Lt. Simulationsergebnis können theoretisch am Messpunkt P3 Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 05. März - 07. Oktober, zwischen 09:04 - 11:11 Uhr, für max. 17 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Auch in diesem Abschnitt liegen die Einfallswinkel teilweise in dem für Fahrzeugführer relevanten Blickwinkel und dementsprechend kann eine Blendwirkung durch Reflexionen nicht ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P3 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



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

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P3 auf der L801 aus Sicht des Fahrzeughüfers aus erhöhter Position bei der Fahrt Richtung Osten. Das Foto verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage direkt einsehbar ist.



Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3 (Quelle: Apple Maps, Ausschnitt)

Durch die unter 4.1 beschriebene Sichtschutzmaßnahme wird die Sichtachse zwischen der PV-Anlage und der L80 / L801 unterbrochen und eine potentielle Blendwirkung für Fahrzeugführer ist ausgeschlossen. Die folgende Visualisierung zeigt die Situation im Bereich der Einmündung mit Variante eines Sichtschutzzauns.



Bild 4.3.3: Visualisierung am Messpunkt P3 (Quelle: Apple Maps / SolPEG)

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

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.

Durch den Einsatz von hochwertigen PV-Modulen hat der Auftraggeber die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von potenziellen Reflexionen ergriffen. Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 3 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt. Zusätzlich zu der punktuellen Analyse ausgewählter Messpunkte wurde der Streckenabschnitt mit der Simulationsvariante „Route“ überprüft.

Im Verlauf der L80 können in gewissem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen teilweise in dem für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor und daher kann eine Blendwirkung durch Reflexionen nicht ausgeschlossen werden. Durch die unter 4.1 beschriebene Sichtschutzmaßnahme wird die Sichtachse zwischen der PV-Anlage und der L80 unterbrochen und dadurch kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine gefährdende Blendwirkung ausgeschlossen werden. Die Maßnahme gilt auch für den Bereich der Einmündung der L801 aus Westen auf die L80.

Im Bereich der fensterlosen Hallen der nördlich gelegenen Schweinehaltung GmbH können potenzielle Reflexionen keine Blendwirkung für Mensch und Tier entwickeln. Eine Beeinträchtigung durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist ausgeschlossen. Im weiteren Umfeld der PV-Anlage sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden oder diese können nicht von Reflexionen erreicht werden.


Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

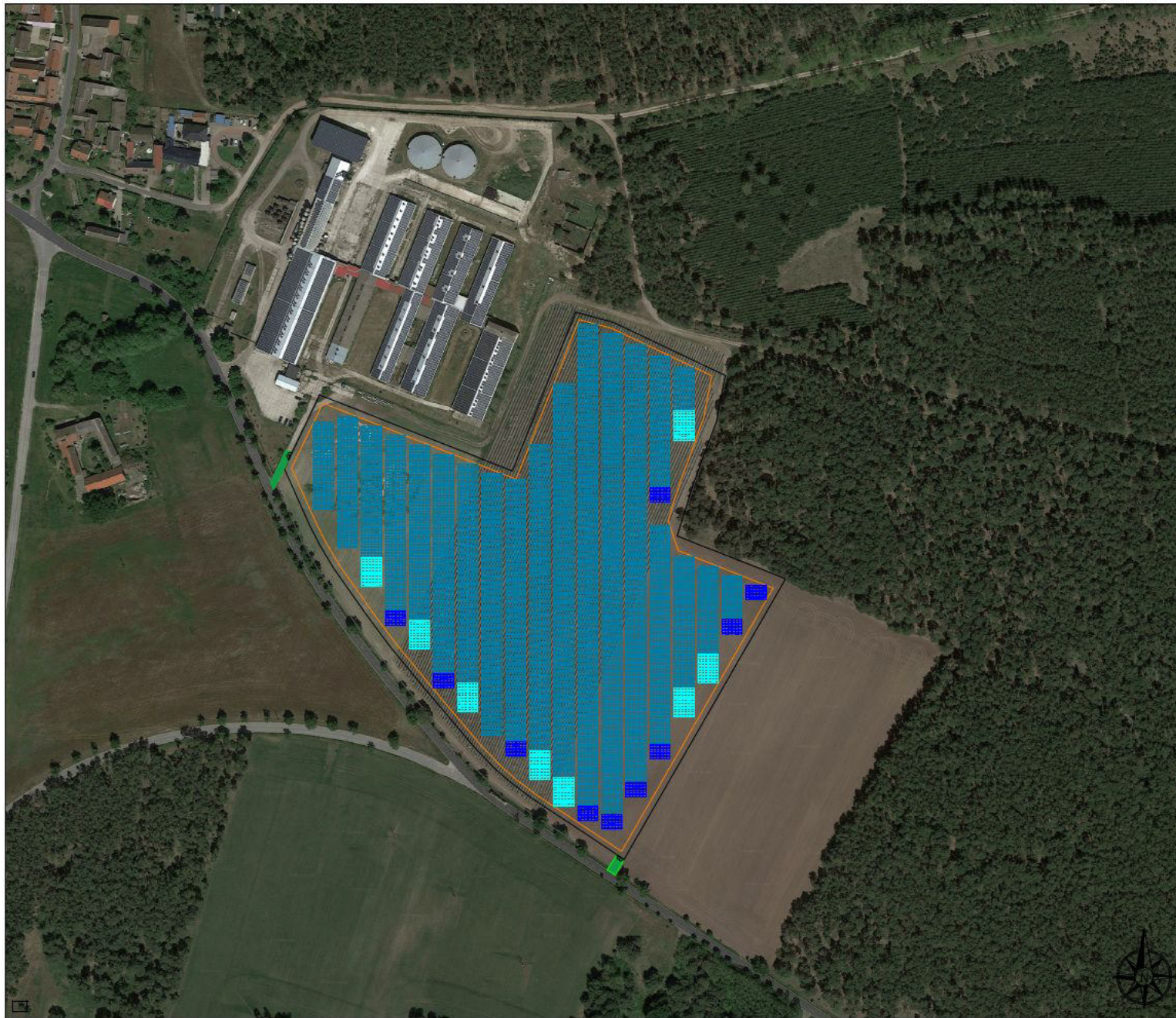
Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

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 10.07.2025


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH



Projektname:	
PV Kemnitz	
Anlagendaten:	
Fläche Geltungsbereich:	7,80 ha
Koordinaten:	52.13651, 12.99548
Gemeinde:	Nuthe-Urstromtal
Gemarkung:	Kemnitz
Flur:	2
Flurstück:	78, 79
Technische Daten:	
Modultyp:	Tier 1
Modulabmessung:	2384 x 1134 x 30 mm
Modulleistung:	620 Wp
Modulanzahl:	17.776
Gesamtleistung:	11.014 kWp
Koordinatensystem:	ETRS89_UTM-33N
Überplante PV-Fläche:	67.449 m²
Grundflächenzahl:	0,72
Zaunlänge:	1263
Min. Reihenabstand:	3,00 m
Ø Reihenabstand:	3,00 m
Modulneigung:	18°
Modulausrichtung:	Ost-West
Bemerkungen:	
Anlagenbetreiber:	PV Kemnitz GmbH & Co. KG
Kunde:	PV Kemnitz GmbH & Co. KG
Legende:	
— — —	Geltungsbereich
— — —	Zaun
— — —	Baufeldgrenze
— — —	Zuwegung
■	PV-Module
■	Trafostation
Indikativer Systemschnitt:	
nicht maßstäblich	
Planinhalt:	
Belegungsentwurf	
Maßstab:	
Plangröße:	DIN A3, 420 x 297 mm
Druckdatum:	
Bearbeiter*in:	
MaxSolar GmbH Schmidhamer Str. 22, 83278 Traunstein-Wolkersdorf Tel.: +49 (0)861 2097090, Fax: +49 (0)861 20970929 info@maxsolar.de - www.maxsolar.de	

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

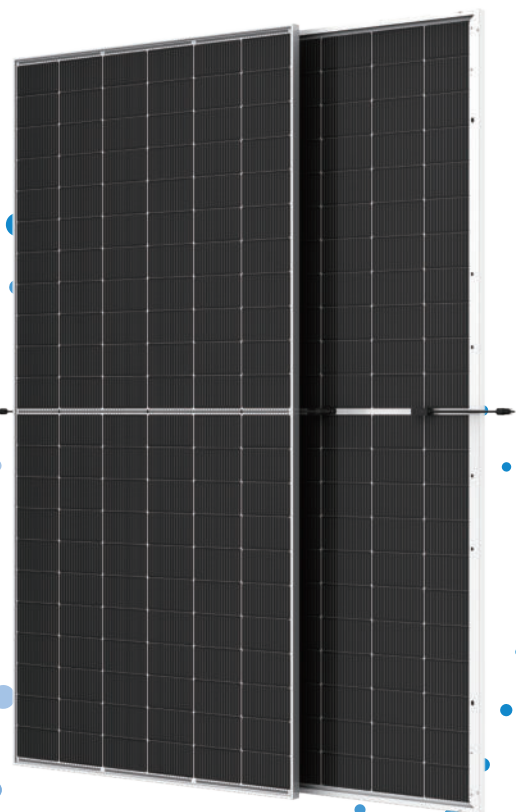
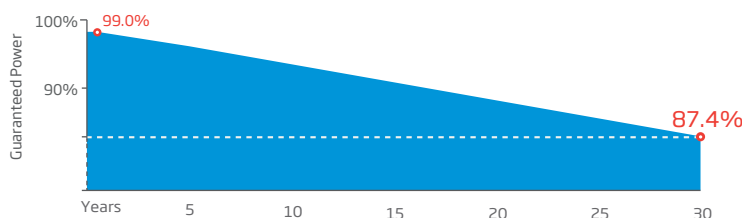
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive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



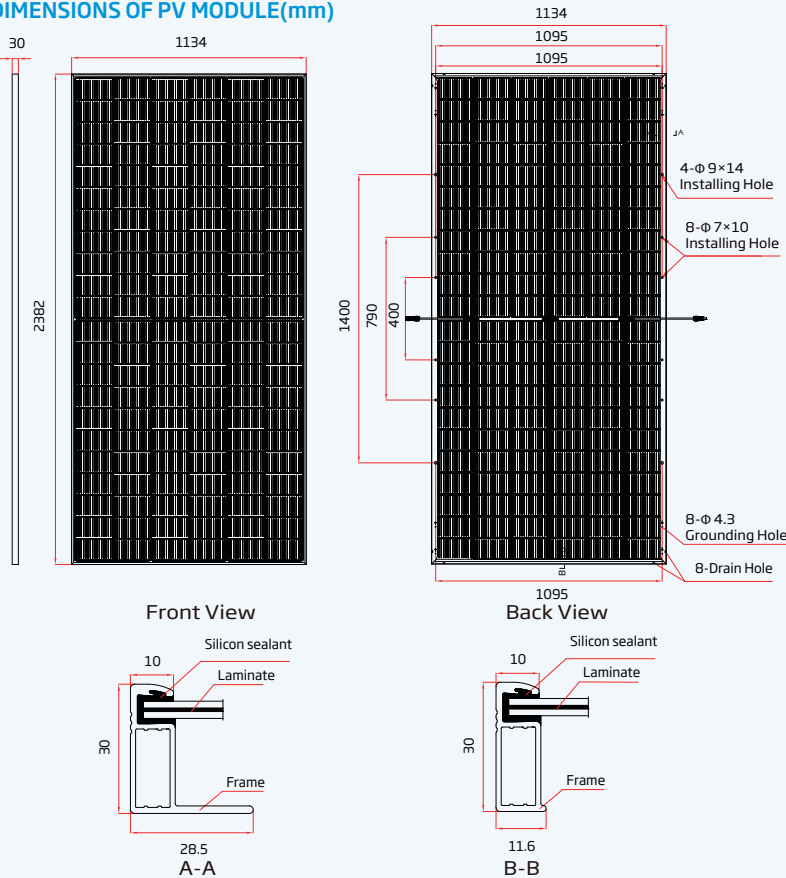
Comprehensive Products and System Certificates



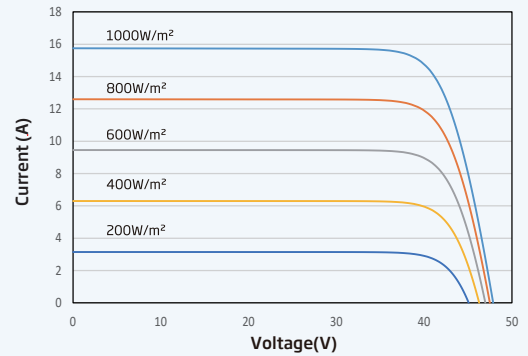
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



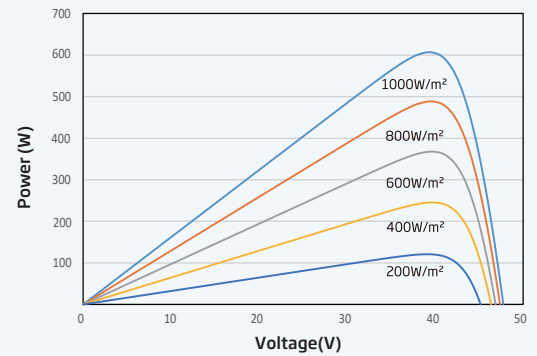
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



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	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²) 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	
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	590	450	595	454	600	459	605	462	610	466	615	470	620	474	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	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	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	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	15.91	12.82
Module Efficiency η_m (%)	21.8		22.0		22.2		22.4		22.6		22.8		23.0		23.0	

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5. 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%	
Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	620	649	625	655	630	660	635	666	641	671	646	677	651	682	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	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	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	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	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



Kemnitz

Kemnitz West

Created Jul 02, 2025
Updated Jul 07, 2025
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 153787.25737

Project type Advanced
Project status: active
Category 1 MW to 5 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 array 1	18.0	270.0	10,501	12,584	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 64,637 m²

Name: PV array 1
Footprint area: 64,637 m²
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0 deg
Orientation: 270.0 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	52.137205	12.992274	48.05	2.00	50.05
2	52.137616	12.992570	47.89	2.00	49.89
3	52.137149	12.994688	47.97	2.00	49.97
4	52.138235	12.995236	48.90	2.00	50.90
5	52.137985	12.996657	49.32	2.00	51.32
6	52.136928	12.996105	48.10	2.00	50.10
7	52.136717	12.996271	47.93	2.00	49.93
8	52.136507	12.997292	47.93	2.00	49.93
9	52.134800	12.995830	47.92	2.00	49.92
10	52.135156	12.994902	48.04	2.00	50.04
11	52.135959	12.993620	47.39	2.00	49.39
12	52.136943	12.992527	48.14	2.00	50.14

Route Receptor(s)

Name: Route 1
Route type: Two-way
Azimuthal view angle: 30.0 deg
Downward view angle: 0.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	52.134594	12.995934	49.00	2.50	51.50
2	52.134818	12.995363	49.00	2.50	51.50
3	52.134986	12.994907	48.74	2.50	51.24
4	52.135167	12.994453	48.77	2.50	51.27
5	52.135315	12.994185	48.79	2.50	51.29
6	52.135515	12.993895	48.76	2.50	51.26
7	52.135839	12.993426	48.39	2.50	50.89
8	52.136155	12.992997	48.76	2.50	51.26
9	52.136448	12.992643	48.53	2.50	51.03
10	52.136734	12.992319	48.81	2.50	51.31
11	52.136963	12.992150	48.33	2.50	50.83
12	52.137174	12.992007	47.30	2.50	49.80

Name: Route 2
Route type: Two-way
Azimuthal view angle: 30.0 deg
Downward view angle: 0.0 deg



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	52.135266	12.994185	48.94	2.50	51.44
2	52.135370	12.993819	48.47	2.50	50.97
3	52.135449	12.993435	48.73	2.50	51.23
4	52.135534	12.992913	48.55	2.50	51.05
5	52.135576	12.992341	48.71	2.50	51.21
6	52.135575	12.991875	48.02	2.50	50.52

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	52.135309	12.994167	48.87	2.50	51.37
OP 2	52.136040	12.993153	48.85	2.50	51.35
OP 3	52.136886	12.992198	48.52	2.50	51.02

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 array 1	18.0	270.0	10,501	12,584	-	

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-array-1 (green)	0	104	143	209	380	358	375	327	99	192	0	0
pv-array-1 (yellow)	0	65	723	310	574	675	650	304	661	322	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

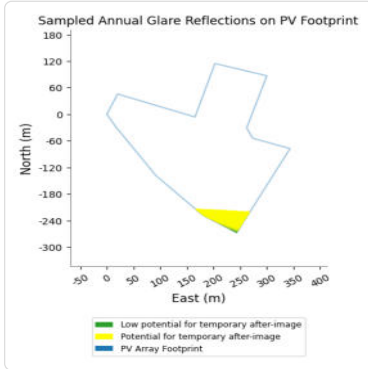
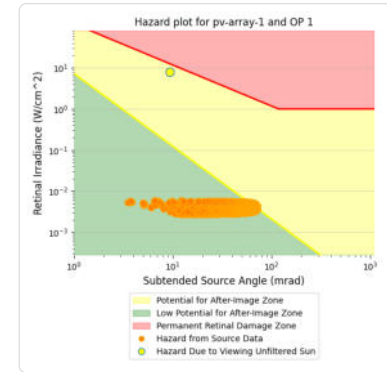
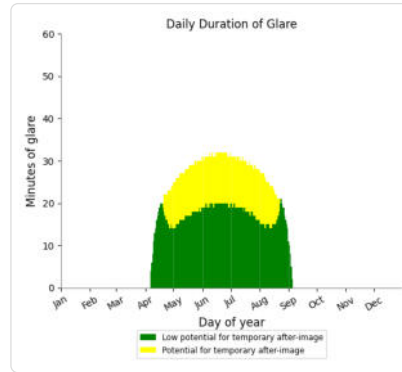
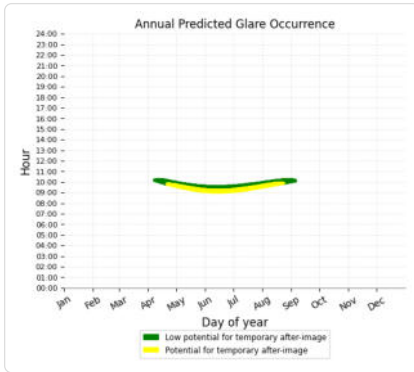
PV array 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	2561	1343
OP: OP 2	3004	2412
OP: OP 3	2357	2941
Route: Route 1	1683	3657
Route: Route 2	896	2231

PV array 1: OP 1

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

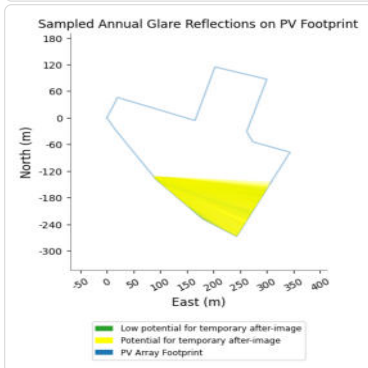
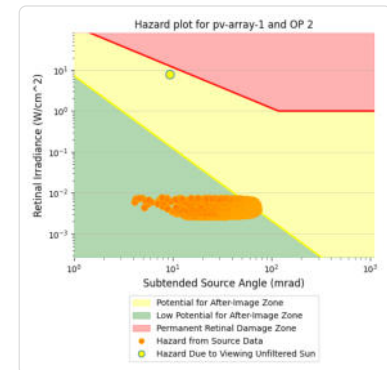
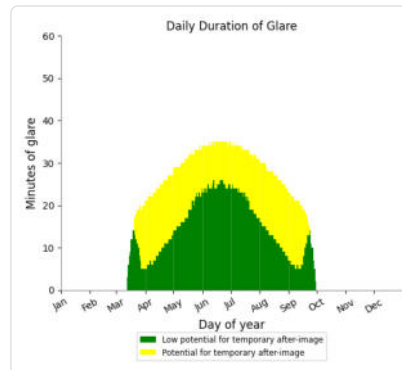
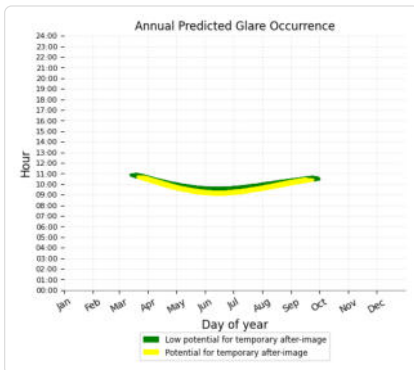
- 2,561 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,343 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 1: OP 2

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

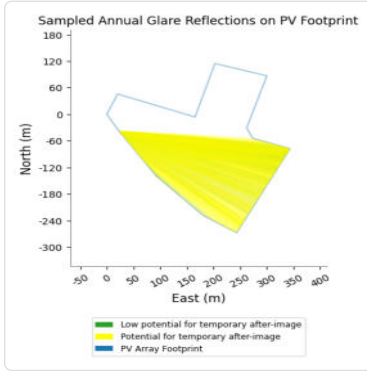
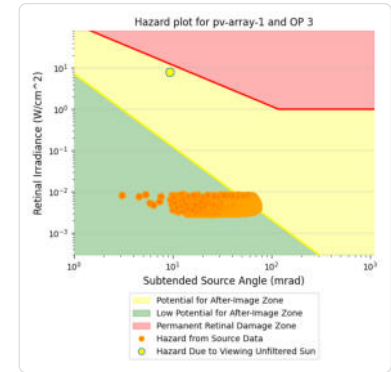
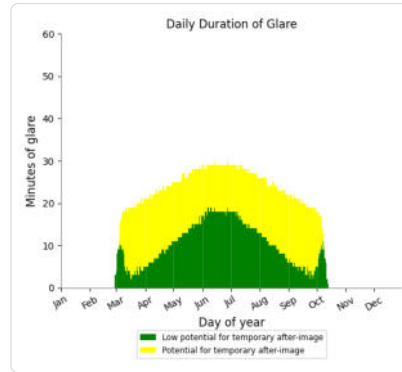
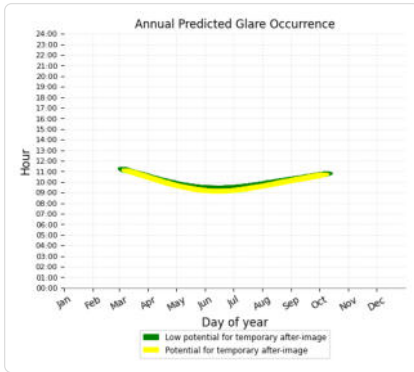
- 3,004 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,412 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 1: OP 3

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

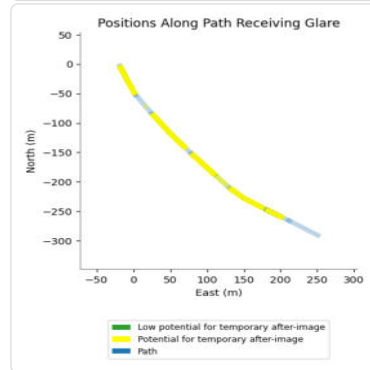
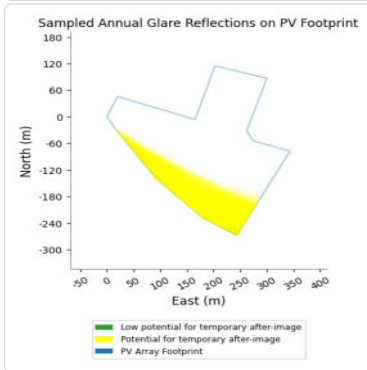
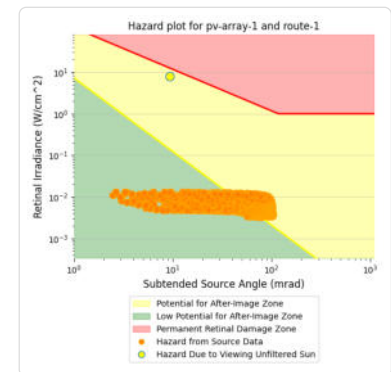
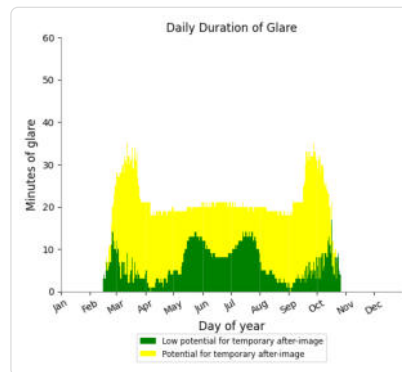
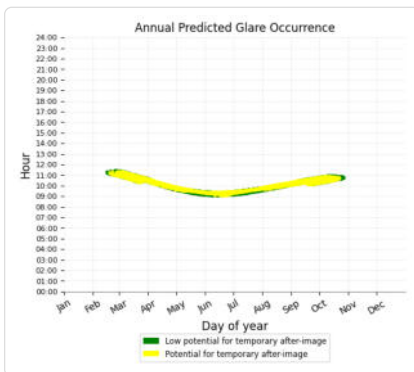
- 2,357 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,941 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 1: Route 1

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

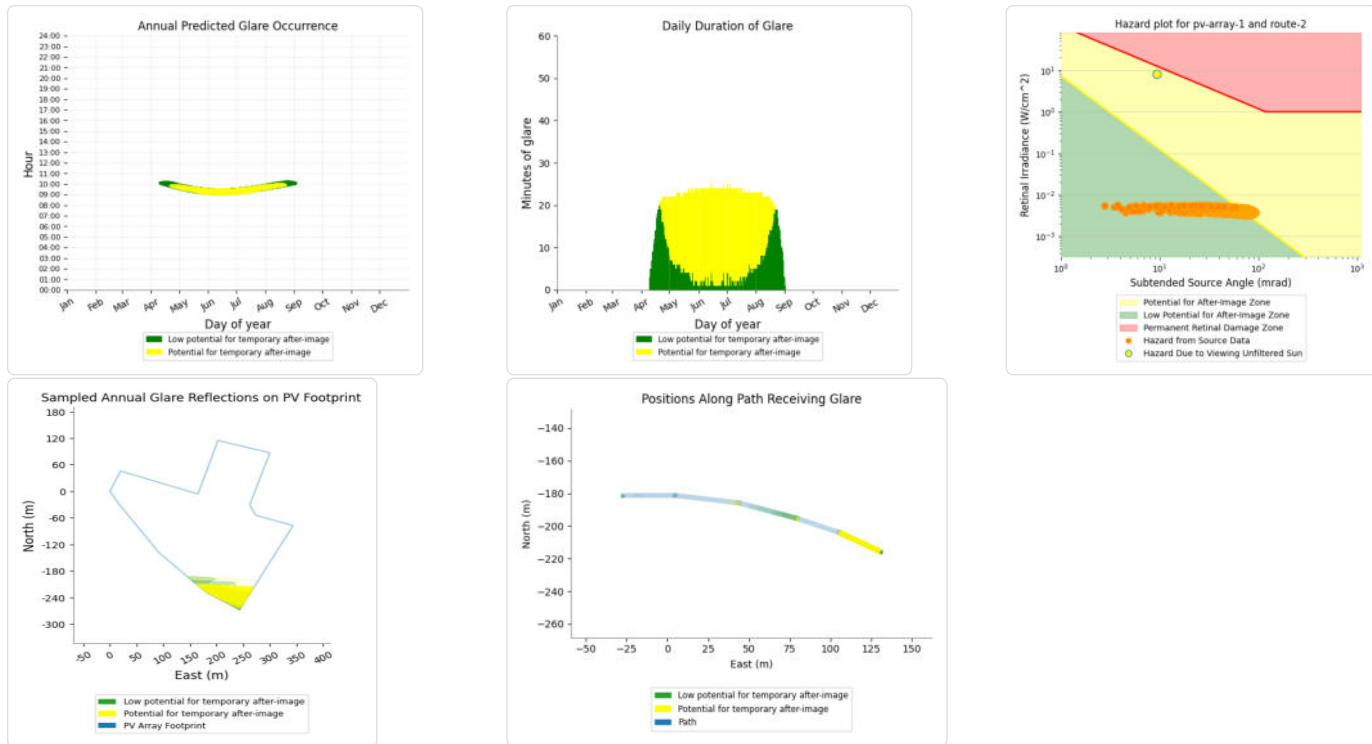
- 1,683 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,657 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 1: Route 2

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

- 896 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 2,231 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



Summary of Vertical Surface Glare Analysis

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, no 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.

