

SolPEG Blendgutachten Solarpark Löbnitz

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Nähe von Löbnitz in Sachsen**

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 potenziellen Blendwirkung	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV-Modulen	8
3.3	Technische Parameter der PV-Anlage	10
3.4	Berechnung der Blendwirkung	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	18
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, K7449 nordwestlich	19
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, K7449 mittig	21
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, K7449 südöstlich	23
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, östlich von PV-Feld 2	24
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, südöstlich von PV-Feld 2	26
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P6, B183a südlich	27
4.7	Ergebnisse am Messpunkt P7, Gebäude südwestlich	27
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	28
6	Schlussbemerkung	28
7	Anhang (Auszug)	29 - 39

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage "Löbnitz"

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 „Löbnitz“ für Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen sowie für Anwohner von umliegenden Gebäuden 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 Löbnitz eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für angrenzende Straßen sowie für Anwohner der umliegenden Gebäude.

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 ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

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 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 Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlich geprägten Gebiet ca. 3 km südlich von Löbnitz in Sachsen. Zwischen den Flächen verläuft die K7449, südlich die B183a. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen ca. 3 km südlich von Löbnitz in Sachsen. Die Flächen sind eben.
Koordinaten (Mitte)	51.562°N, 12.461°O, 97 m ü.N.N
Entfernung zu angrenzenden Straßen	ca. 25 m – 30 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 150 m (nicht relevant)

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

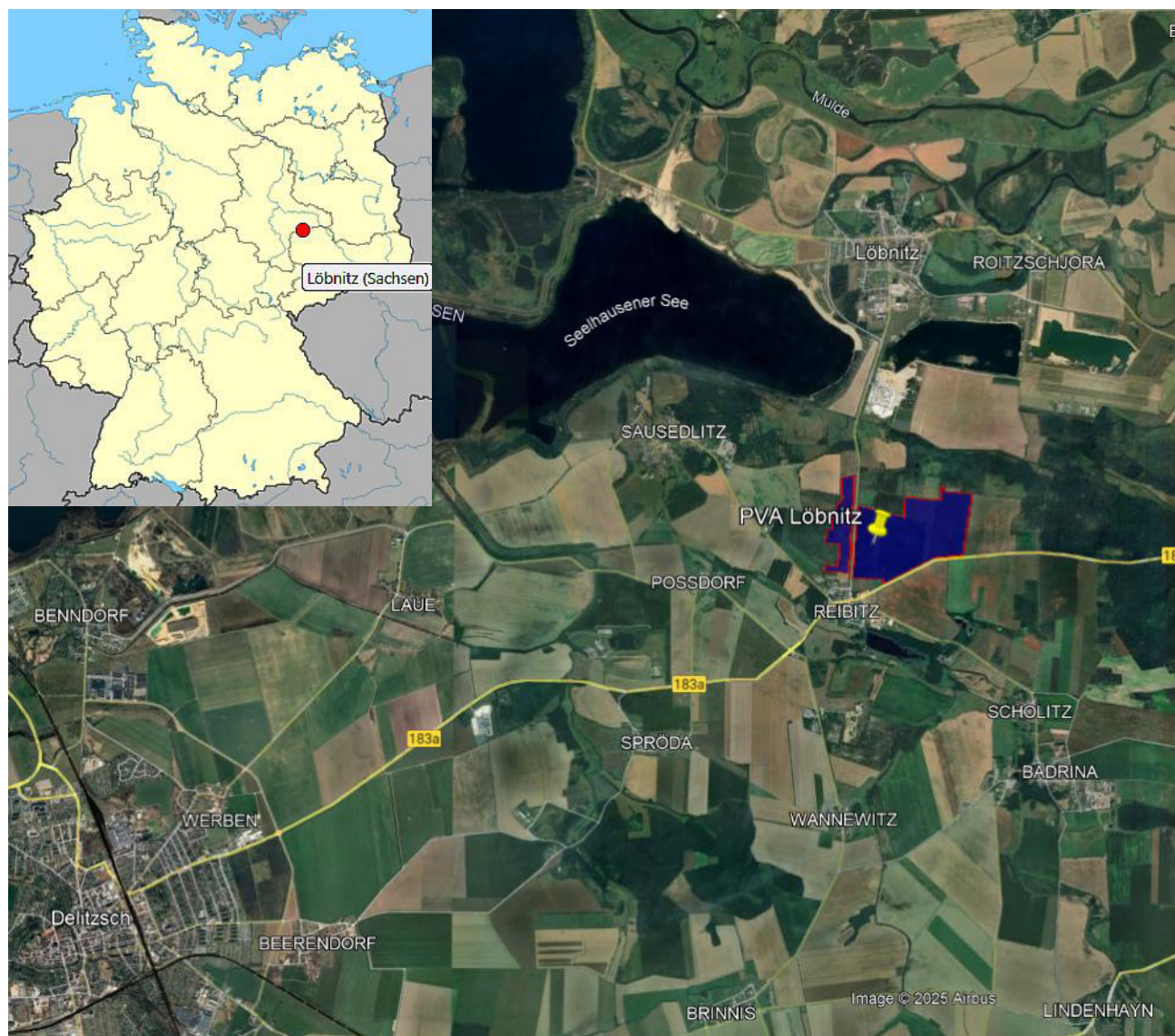


Bild 2.1.1: Luftbild der Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Das folgende Bild zeigt die Flächen der geplanten PV-Anlage und Umgebung.

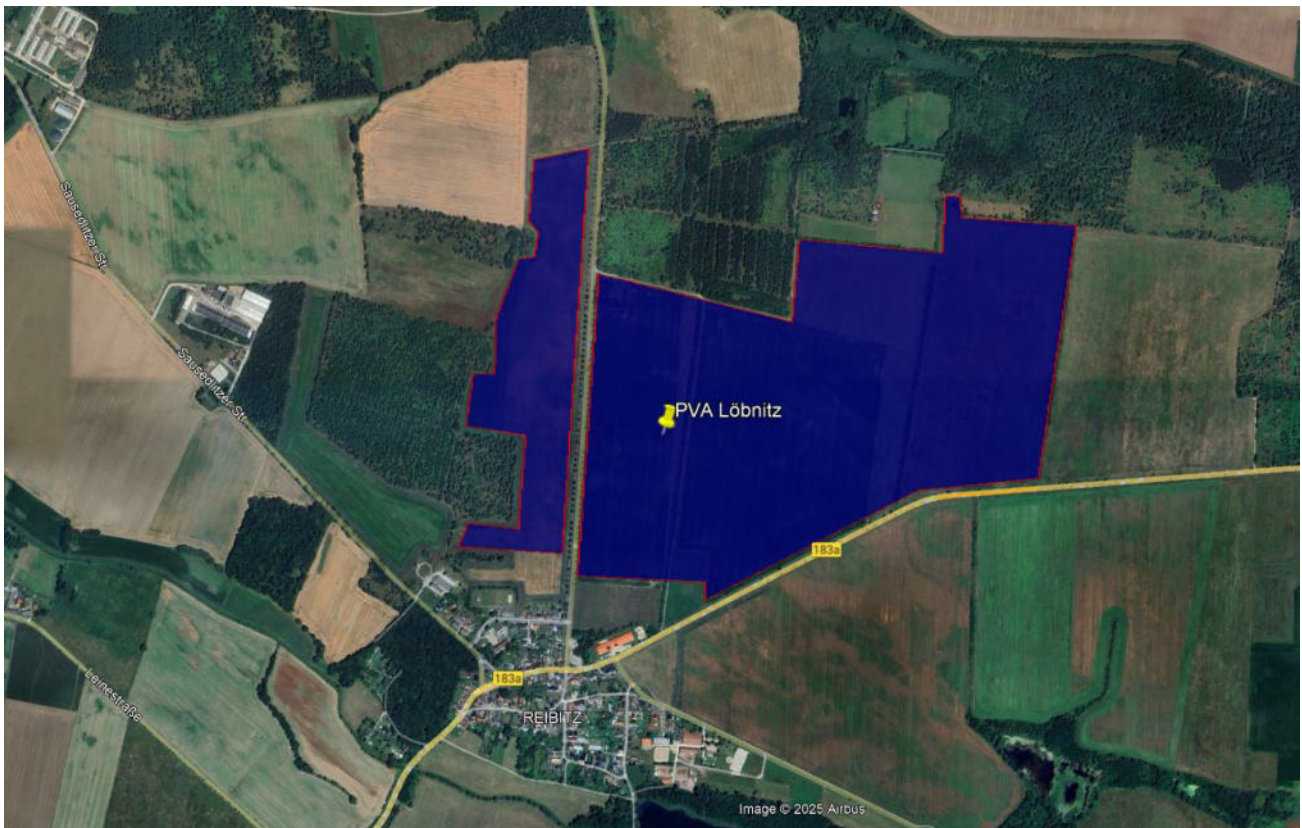


Bild 2.1.2: Übersicht über die PV-Flächen (Google Earth/SolPEG)

Details der geplanten PV-Anlage.



Bild 2.1.3: Detail der PV-Flächen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Fotos der PV-Flächen. Blick Richtung Westen auf das PV-Feld 1 (West).



Bild 2.1.4: Blick Richtung Westen (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

Blick von Südosten Richtung Nordwesten auf das PV-Feld 2.



Bild 2.1.5: Blick Richtung Westen (Quelle: Google StreetView, August 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.

Das folgende Bild zeigt umliegende Gebäude südlich der PV-Anlage. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten die Gebäude nicht potenziellen Reflexionen durch die PV-Anlage erreicht werden. Die Standorte werden zu Kontrollzwecken dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung, z.B. einzelne landwirtschaftliche Gebäude sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV-Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.



Bild 2.2.1: Gebäude im Bereich 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 Urteil des OLG Braunschweig³ die grundsätzlich fehlen-
den Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleitlinie
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:

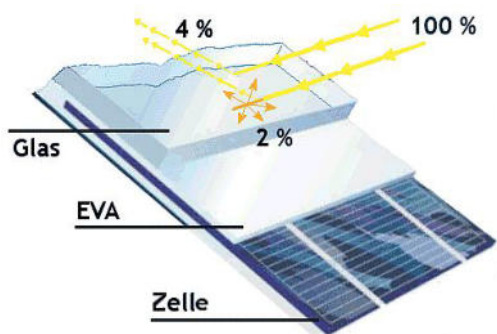


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

PV-Module zeigen im Hinblick auf Reflexion andere Eigenschaften als normale Glasoberflächen (z.B. PKW-Scheiben, Glasfassaden, Fenster, Gewächshäuser) oder z.B. Oberflächen von Gewässern. Direkt einfallendes Sonnenlicht wird von der Moduloberfläche gestreut/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-stoert-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 3.5.1 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

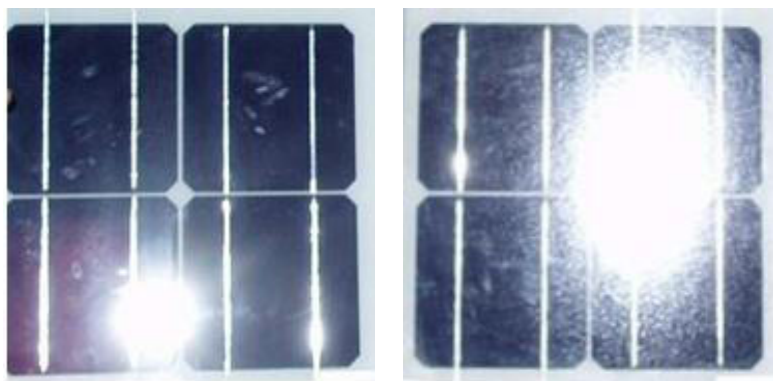


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

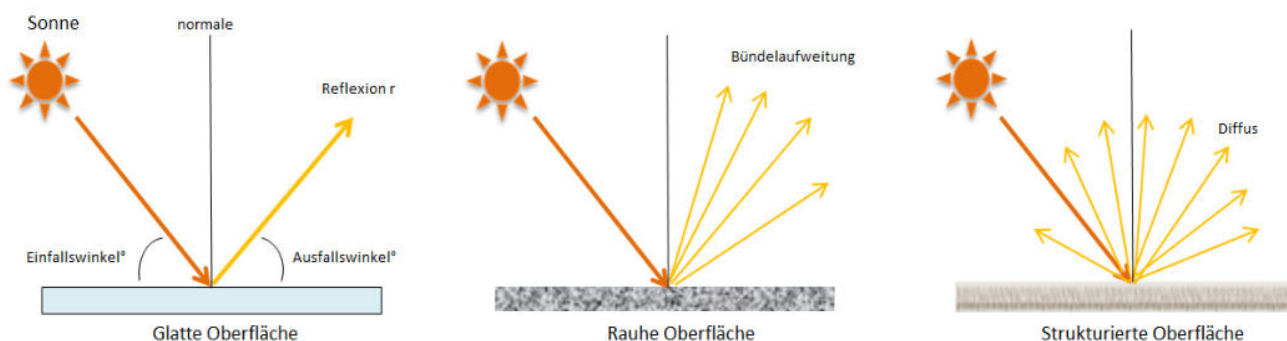


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV-Module des Herstellers LONGi zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Stellungnahme des Herstellers 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	Operating Parameters
Cell Orientation: 144 (6x24)	Operational Temperature: -40 °C ~ +85 °C
Junction Box: IP68, three diodes	Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
Output Cable: 4mm ² , 300mm in length, length can be customized	Voc and Isc Tolerance: ±3%
Glass: Dual glass	Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
2.0mm coated tempered glass	Maximum Series Fuse Rating: 25A
	Nominal Operating Cell Temperature: 45±2 °C

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Technische Parameter der PV-Anlage

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

Die PV-Anlage wurde als Installation mit Südausrichtung mit 15° - 20° Modulneigung simuliert und auch als Ost-West Installation mit 10° - 18° Modulneigung. Die folgende Skizze zeigt beispielhaft die Konstruktion einer Südausrichtung mit 15° Modulneigung.

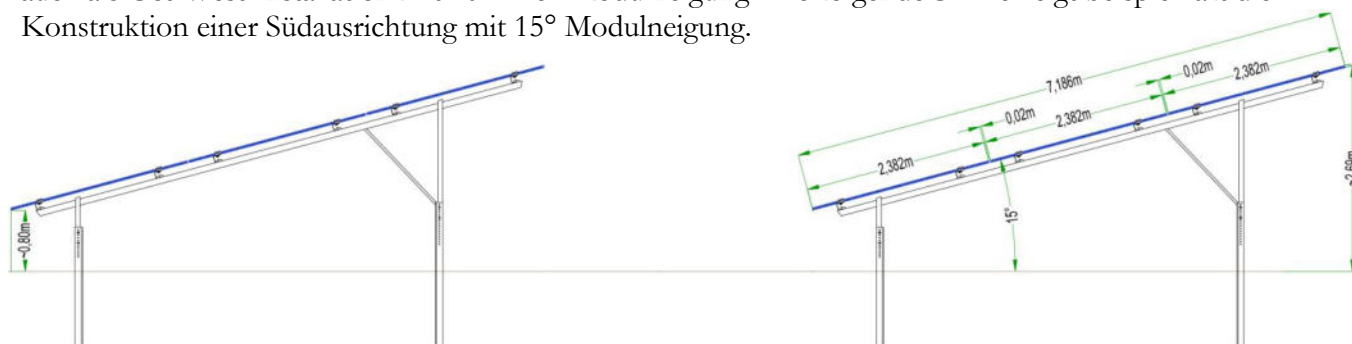


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Beispiel)

Die PV-Anlage besteht aus separaten Teilflächen mit unterschiedlicher Neigung und Ausrichtung der PV-Module. Es zeigen sich an einzelnen Immissionsorten erwartungsgemäß leicht abweichende Ergebnisse aber insgesamt sind die Abweichungen vernachlässigbar.

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	LONGi Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	Varianten mit 180° (=Süden) und 90°/270° Ost-West
Modulneigung	Unterschiedlich 15° -20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	Unterschiedlich, min ca. 0,80 m bis ca. 3,50 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,5 m (Sitzhöhe LKW ⁴)
Relevanter Sichtwinkel/Sektor	Fahrtrichtung $\pm 30^\circ$, 100 m Sichtweite

Für die Beurteilung von Reflexionen und einer potenziellen Blendwirkung wird für Fahrzeugführer seit über 10 Jahren ein Bereich innerhalb einer Spanne von $\pm 20^\circ$ um die Fahrtrichtung und 100 m Sichtweite als relevant angesehen und als gängige Praxis angewendet. Diese Praxis hat sich allgemein etabliert u.a. weil bislang keine belastbaren Untersuchungen oder Studien zu Beeinträchtigungen durch Reflexionen von Sonnenlicht auf PV-Modulen vorhanden sind. Bisher wurde schon bei der Festlegung auf Prüfkriterien kein Konsens gefunden.

Lt. neueren Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA) sollen auf Autobahnen Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ als relevant angesehen werden. Obwohl die Basis für diesen Wert bislang nicht begründet wurde, wird dieser im vorliegenden Blendgutachten entsprechend berücksichtigt.

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

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 21 ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA⁵ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

Eine umfassende Darstellung der verwendeten Formeln und theoretischen Hintergründe der Berechnungen ist im Rahmen dieser Stellungnahme nicht möglich.

Der grundlegende Ansatz zur Berechnung der Reflexion ist wie folgt. Wenn die Position der Sonne und die Ausrichtung des PV-Moduls (Neigung: γ_p , Azimut α_p) bekannt sind, kann der Winkel der Reflexion (θ_p) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

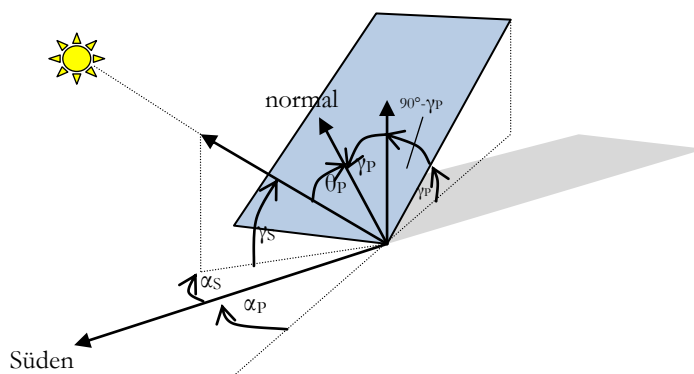


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV-Modulen (Glasoberfläche, 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 Immissionsquelle 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-Leitlinie⁶ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁷, New Mexico überprüft.

⁵ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

⁶ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁷ 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 Fahrbahn/Bahnstrecke 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 der potenziellen Blendwirkung wurden insgesamt 7 Messpunkte festgelegt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. 6 Messpunkte auf angrenzenden Straßen (u.a. K7449 und B183a) sowie 1 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich auch im Anhang. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung, und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die gewählten Messpunkte.

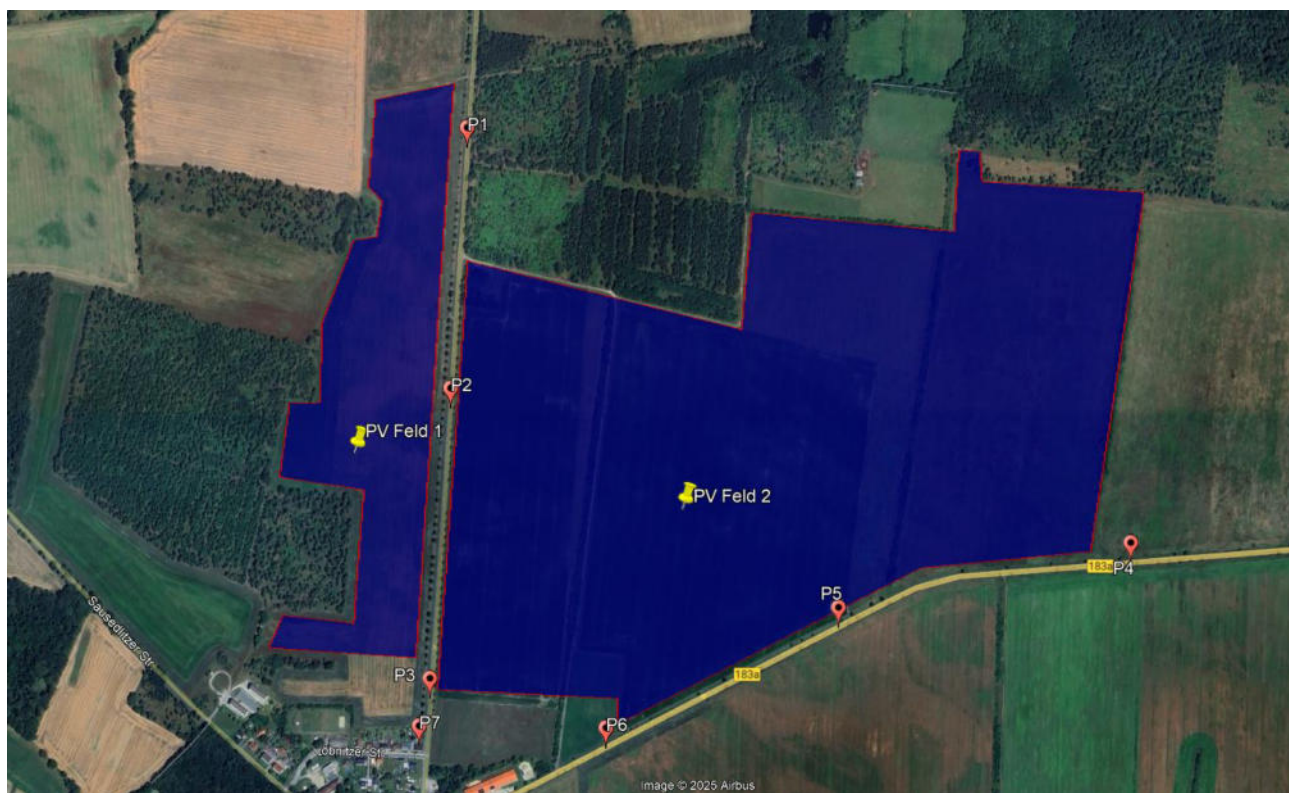


Bild 3.5.1: Exemplarisch gewählte Messpunkte für die Analyse der Reflexionen (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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.**

Simulationssoftware

Die von der SolPEG seit 2015 in über 1000 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar⁸ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories⁹. 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.

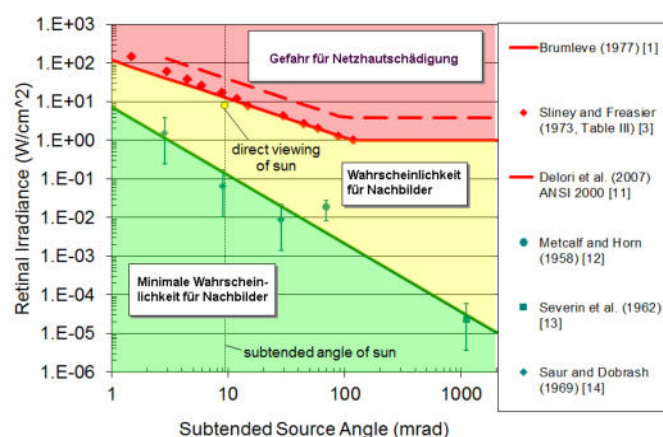


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen
(Quelle: Sandia National Laboratories)

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-Minuten-Schritten 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.

⁸ <https://foragesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

⁹ 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 fehlt¹⁰ 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 Simulationswerte 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 Quellen¹¹ 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.

¹⁰ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

¹¹ 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 FGSV¹² 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 Augpunkthöhe 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.

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.

¹² Forschungsgesellschaft für Straßen- und Verkehrswesen <https://www.fgsv.de>, Richtlinien RAS/RAL/RAA

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 2024 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁴ 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.**

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_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 „Löbnitz“ 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. Wie zuvor ausgeführt erfolgt die Simulation der Messpunkte im Bereich der Straße in einer Augpunkthöhe von 2,5 m über GOK obwohl bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) die Sitzhöhe nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt.

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 3: 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 K7449 nördlich	51.567924	12.458650	95,93	98,43	nicht relevant ^W
P2 K7449 mittig	51.563623	12.458178	95,69	98,19	nicht relevant ^W
P3 K7449 südlich	51.558825	12.457684	97,50	100,00	nicht relevant ^W
P4 B183a östlich	51.561045	12.476377	97,73	100,23	möglich
P5 B183a südöstlich	51.560056	12.468531	95,19	97,69	möglich
P6 B183a südlich	51.557970	12.462354	100,19	102,69	nicht relevant ^{WD}
P6 Gebäude südwestlich	51.558018	12.457400	99,38	101,38	EDS

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

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

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, K7449 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.

Bei der Simulation einer nach Süden ausgerichteten PV-Anlage können am Messpunkt P1 auf der K7449 theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 19. März - 23. September, zwischen 18:01 - 19:54 Uhr, für max. 52 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 1 auftreten. Bei der Fahrt Richtung Norden liegen die Einfallswinkel mit ca. -62° bis -82° links (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (siehe oben). Aufgrund der Einfallswinkel sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Bei der Fahrt in Richtung Süden liegen die Einfallswinkel nochmals mehr außerhalb des relevanten Sichtwinkels und sind daher nochmals weniger relevant.

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

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze potenzielle Reflexionen am Messpunkt P1.

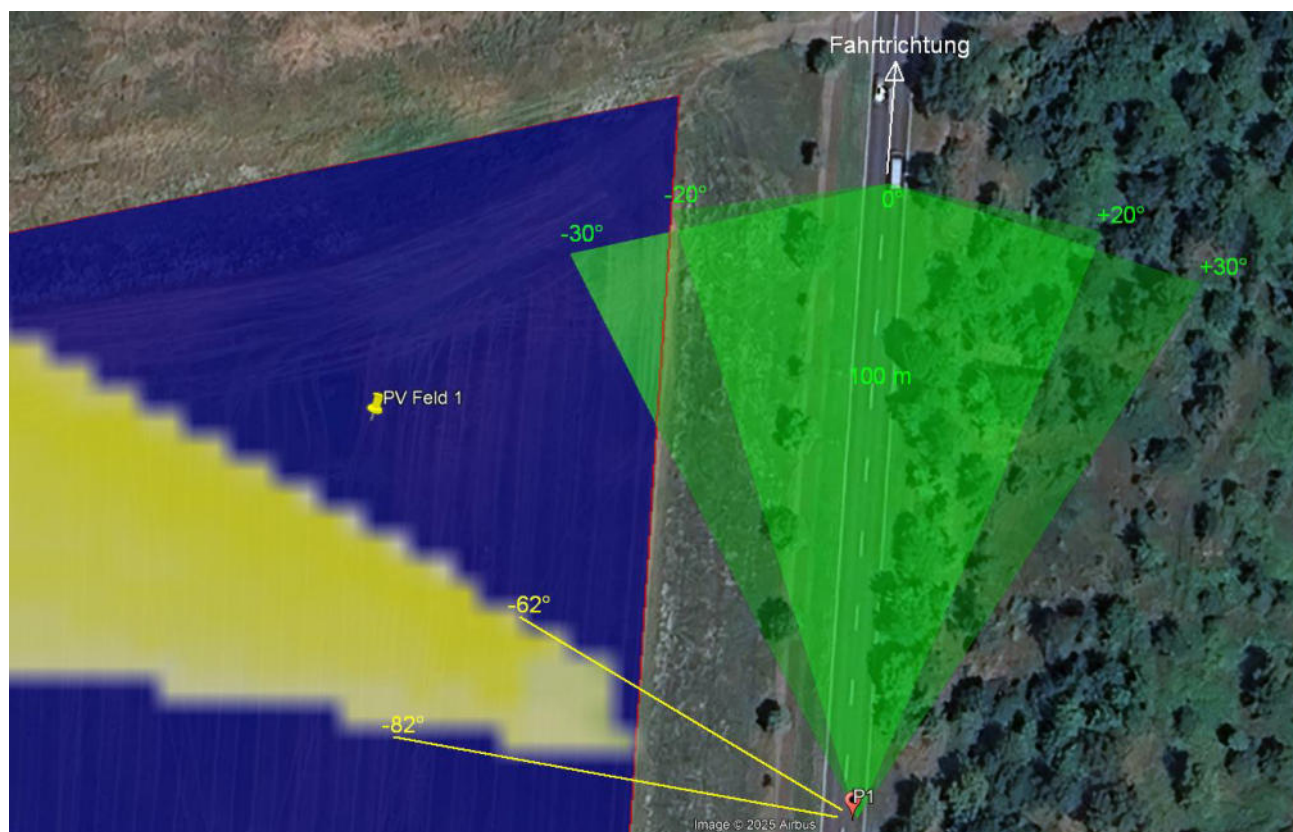


Bild 4.1.1: Potenzielle Reflexionen am Messpunkt P1, Südausrichtung der PV-Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler. Die Einfallswinkel von Reflexionen liegen deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind diese nicht relevant.

Die Simulation wurde auch für eine Ost-West Installation der PV-Anlage durchgeführt und bei dieser Variante können bei der Fahrt Richtung Süden Reflexionen durch das PV-Feld 1 auftreten. Aber auch bei dieser Variante liegen die Einfallswinkel außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Die folgende Skizze zeigt potenzielle Reflexionen am Messpunkt P1 bei einer Ost-West Installation der PV-Anlage.

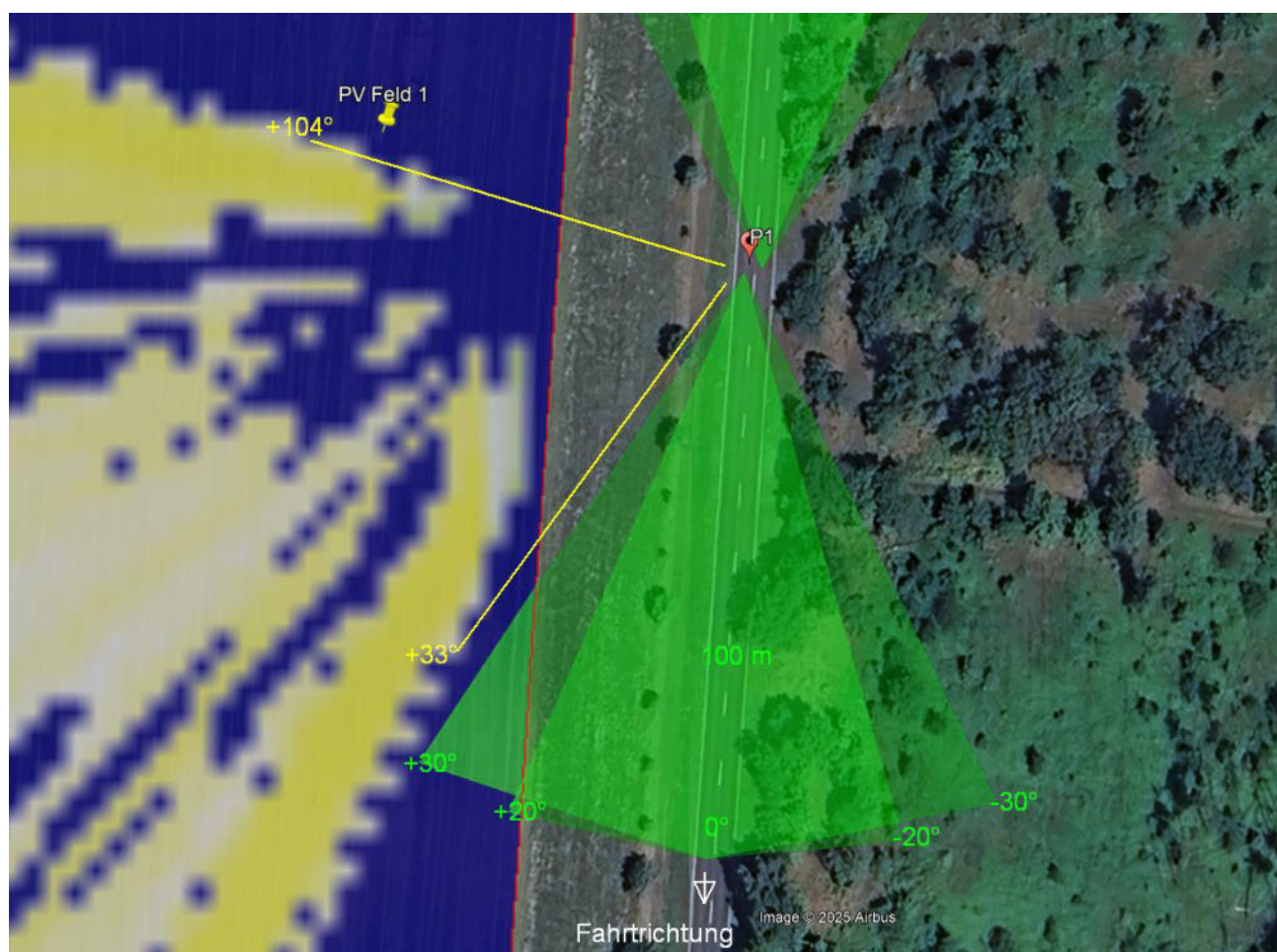


Bild 4.1.2: Potenzielle Reflexionen am Messpunkt P1, Ost-West Installation (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der Bereich kleiner bzw. schmaler. Die Einfallswinkel von Reflexionen liegen auch bei der Ost-West Installation der PV-Anlage außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind diese nicht relevant.

Aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz können zu keiner Zeit Reflexionen den Rückspiegel¹⁶ erreichen.

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.

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, K7449 mittig

Am Messpunkt P2 auf der K7449 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können bei einer Südausrichtung der PV-Anlage rein rechnerisch zwischen dem 31. März - 11. September, zwischen 18:31 - 19:54 Uhr, für max. 44 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 1 auftreten. Theoretisch können zwischen dem 07. Mai - 06. August, morgens zwischen 06:04 - 06:49 Uhr, für max. 26 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Die Simulation wurde auch für eine Ost-West Installation der PV-Anlage durchgeführt und auch bei dieser Variante liegen die Einfallswinkel außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Die folgende Skizze zeigt potenzielle Reflexionen am Messpunkt P2 bei einer Ost-West Installation der PV-Anlage.

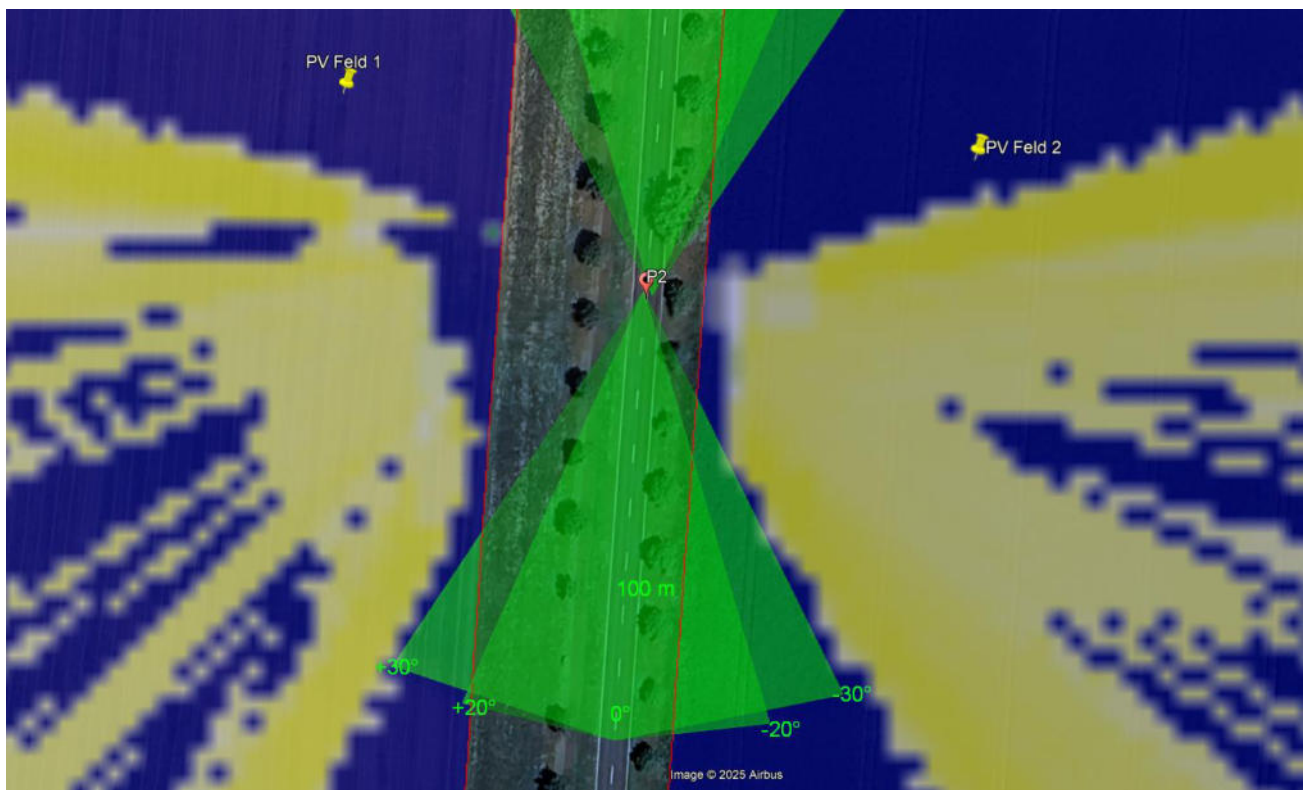


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2, Ost-West Installation (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 30^\circ$, 100 m Sichtweite). Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist der jeweilige Bereich kleiner bzw. schmaler.

Auf Basis der vorliegenden Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder eine gefährdende Blendwirkung für beide Installationsvarianten ausgeschlossen werden.

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position¹⁷ (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Süden. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Flächen zwar im Randbereich teilweise sichtbar ist potenzielle Reflexionen wären außerhalb des relevanten Sichtwinkes.



Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Fahrt Richtung Süden (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

¹⁷ Angaben lt. Beschreibung der Google StreetView Fotoerfassung

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, K7449 südöstlich

Wie am Messpunkt P2 können auch am Messpunkt P3 auf der K7449 bei einer Südausrichtung der PV-Anlage theoretisch Reflexionen auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Norden allerdings auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder eine gefährdende Blendwirkung kann ausgeschlossen werden.

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

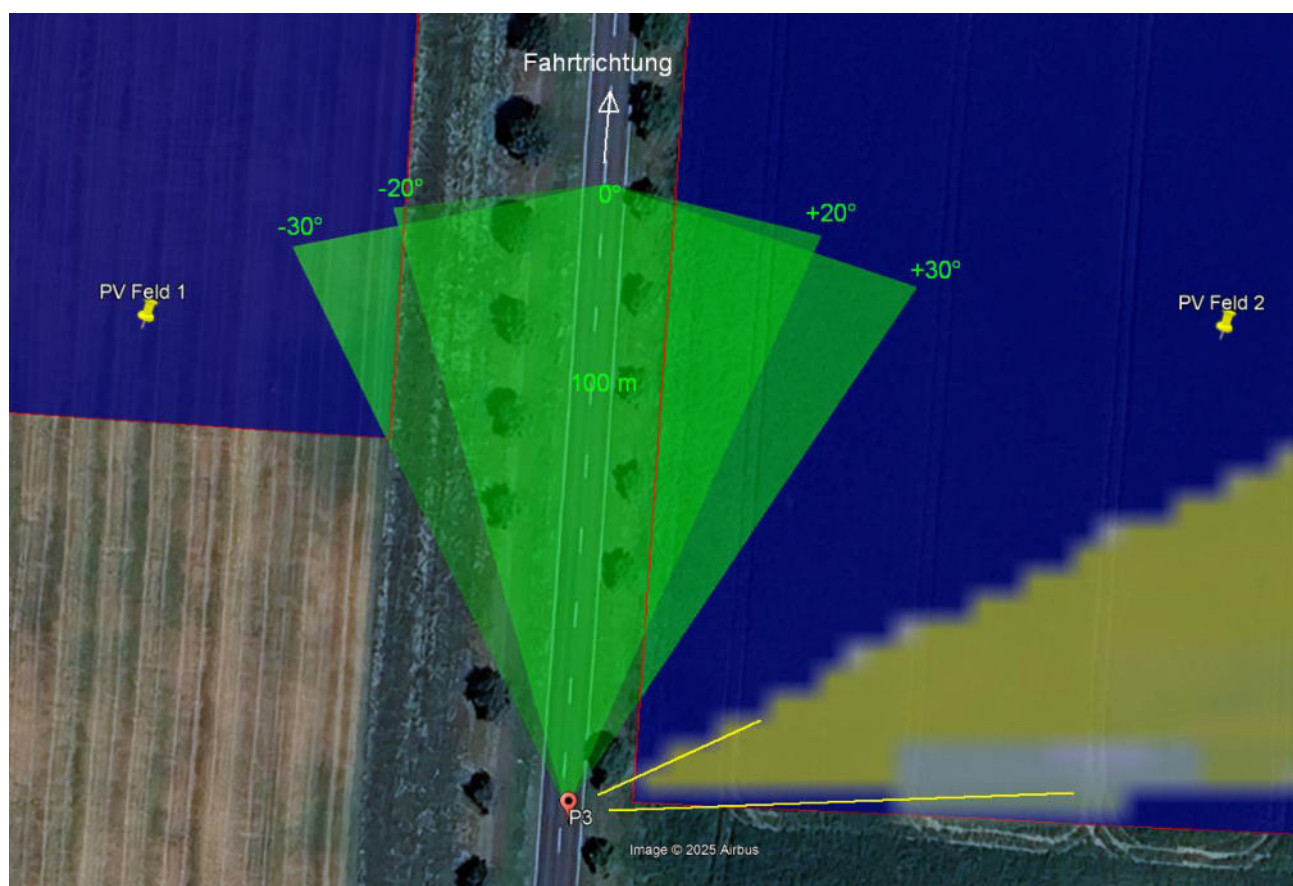


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 30^\circ$, 100 m Sichtweite). Im Gelb markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen außerhalb des relevanten Sichtwinkels und daher kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage ausgeschlossen werden.

Auch bei der Simulation einer Ost-West Installation liegen die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen am Messpunkt P3 außerhalb des relevanten Sichtwinkels. Demnach kann die PV-Anlage mit einer Südausrichtung oder auch als Ost-West Installation ausgeführt werden.

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, östlich von PV-Feld 2

Am Messpunkt P4 auf der B183a können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 08. Mai - 05. August, zwischen 19:35 - 20:09 Uhr, für max. 17 Minuten aus westlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Westen teilweise in dem für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor (Fahrtrichtung $\pm 30^\circ$, 100 m Sichtweite) und daher kann eine Beeinträchtigung durch Reflexionen nicht ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P4 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

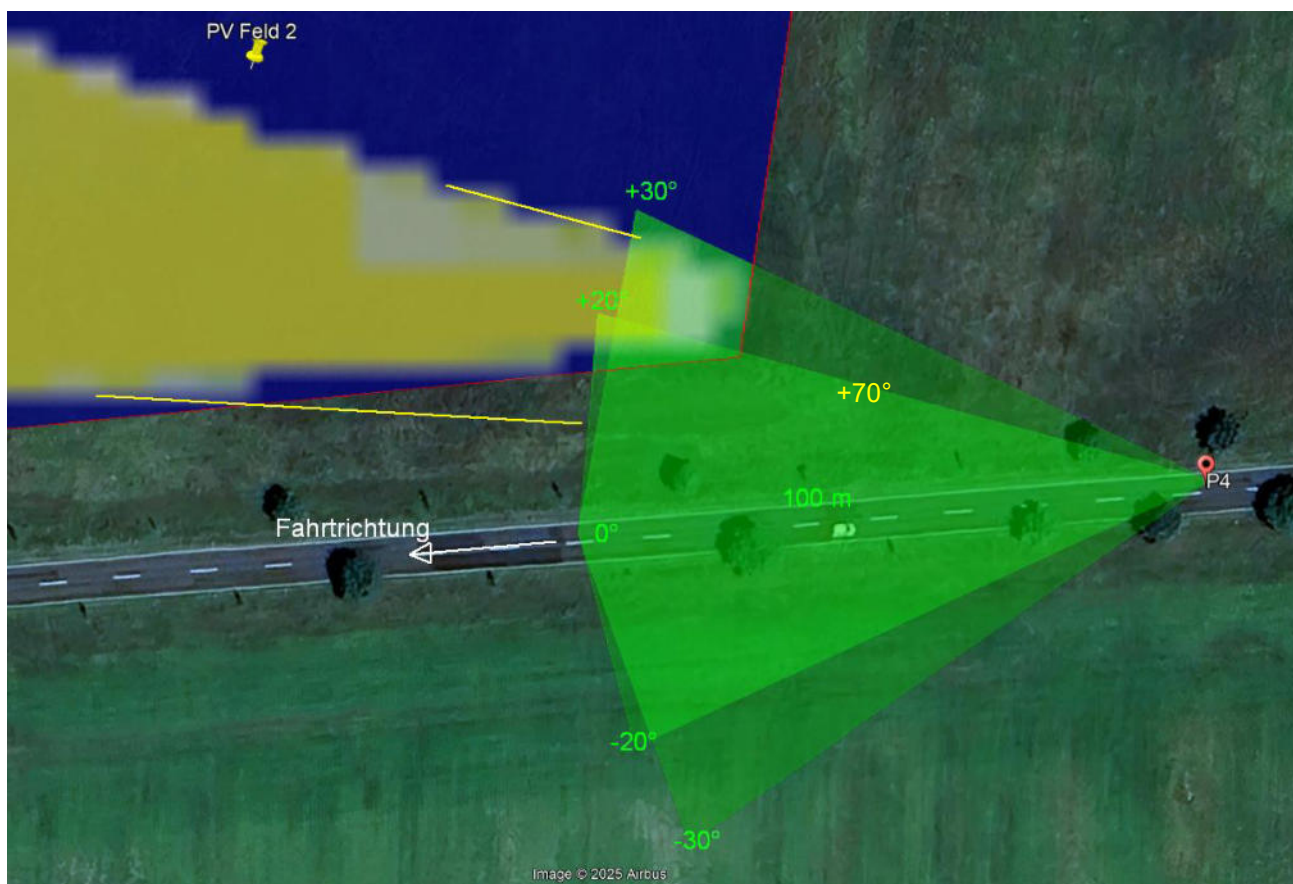


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch das PV-Feld 2 auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler. Auch bei einer Ost-West Installation können im Bereich von Messpunkt P4 Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten.

Aufgrund der möglichen Reflexionen im Randbereich ist entlang der südlichen Geländegrenze der PV-Fläche eine Sichtschutzmaßnahme zu installieren, um die Sichtachse zwischen der B183a 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 B183a auf ca. 300 m Länge und mit einer Höhe von ca. 1 m – 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 B183a unterbrochen und eine potenzielle Blendwirkung ist ausgeschlossen. Die folgende Skizze zeigt den Verlauf der Sichtschutzmaßnahme, ca. 200 m Länge.



Bild 4.4.2: Verlauf der Sichtschutzmaßnahme (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

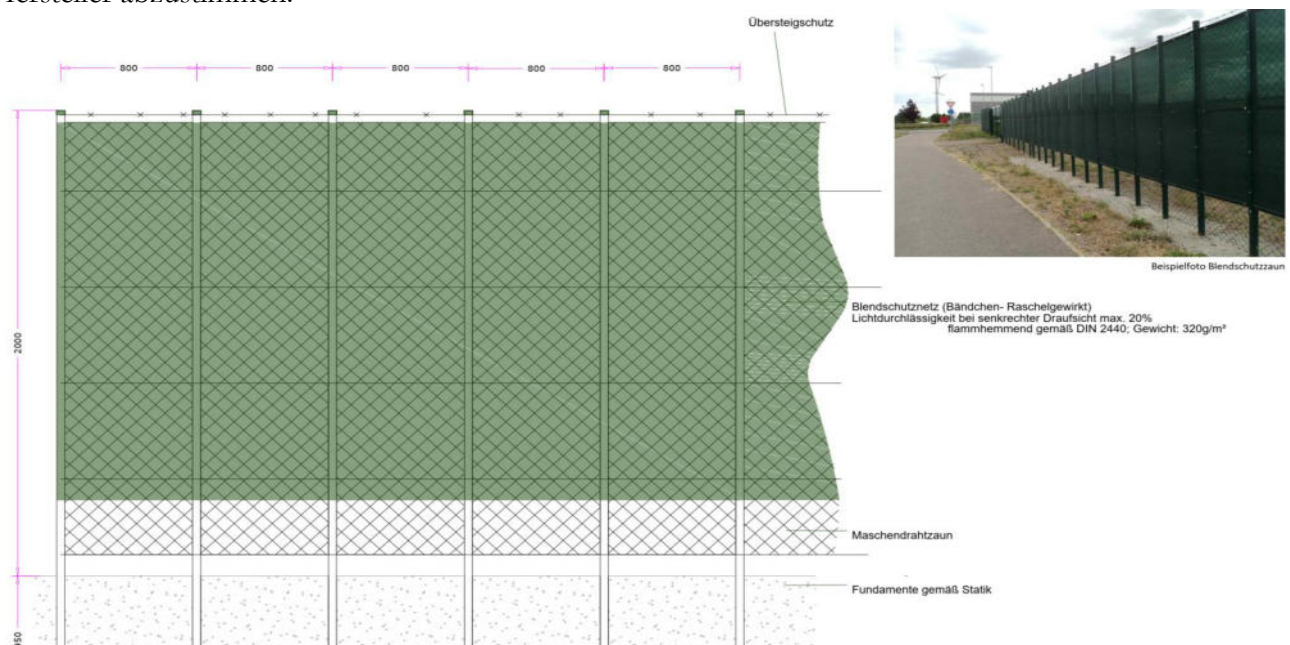


Bild 4.4.3: Beispiel für Sichtschutzmaßnahme (Quelle: Hersteller)

Alternativ kann entlang der Geländegrenze eine einzelne Modulreihe installiert werden, die entlang des Straßenverlaufes nach Norden/Nordwesten ausgerichtet ist (Modulausrichtung ca. 352°), sodass von der B183a aus nur die Rückseite der Module sichtbar ist. Die Modulreihe sollte ausreichend hoch sein, um die dahinter liegende PV-Installation zu verdecken. Durch diese Variante kann die „dahinter“ liegende PV-Anlage (PV-Feld 2) mit einer Südausrichtung oder auch als Ost-West Installation ausgeführt werden. Die folgende Skizze verdeutlicht den Verlauf der Sonnenstrahlen und Reflexionen bei dieser Variante.

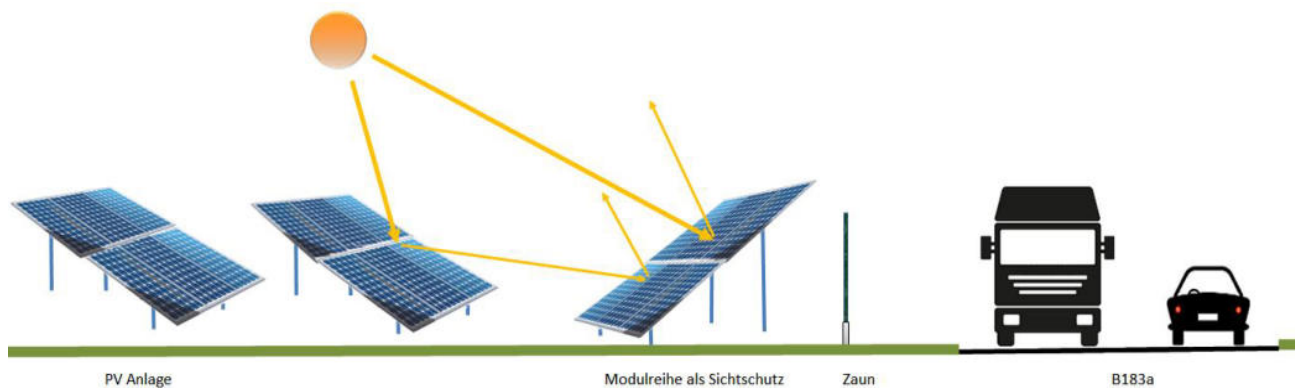


Bild 4.4.4: Beispiel für gedrehte Modulreihe als Sichtschutzmaßnahme (Quelle: SolPEG)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, südöstlich von PV-Feld 2

Am Messpunkt P5 auf der B183a können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 03. Juni - 10. Juli, zwischen 06:34 - 19:52 Uhr, für max. 11 Minuten aus östlicher Richtung durch das PV-Feld 2 auftreten. Die Einfallswinkel liegen bei der Fahrt Richtung Südwesten teilweise in dem für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor (Fahrtrichtung $\pm 30^\circ$, 100 m Sichtweite) und daher kann eine Beeinträchtigung durch Reflexionen nicht ausgeschlossen werden. Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P5 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

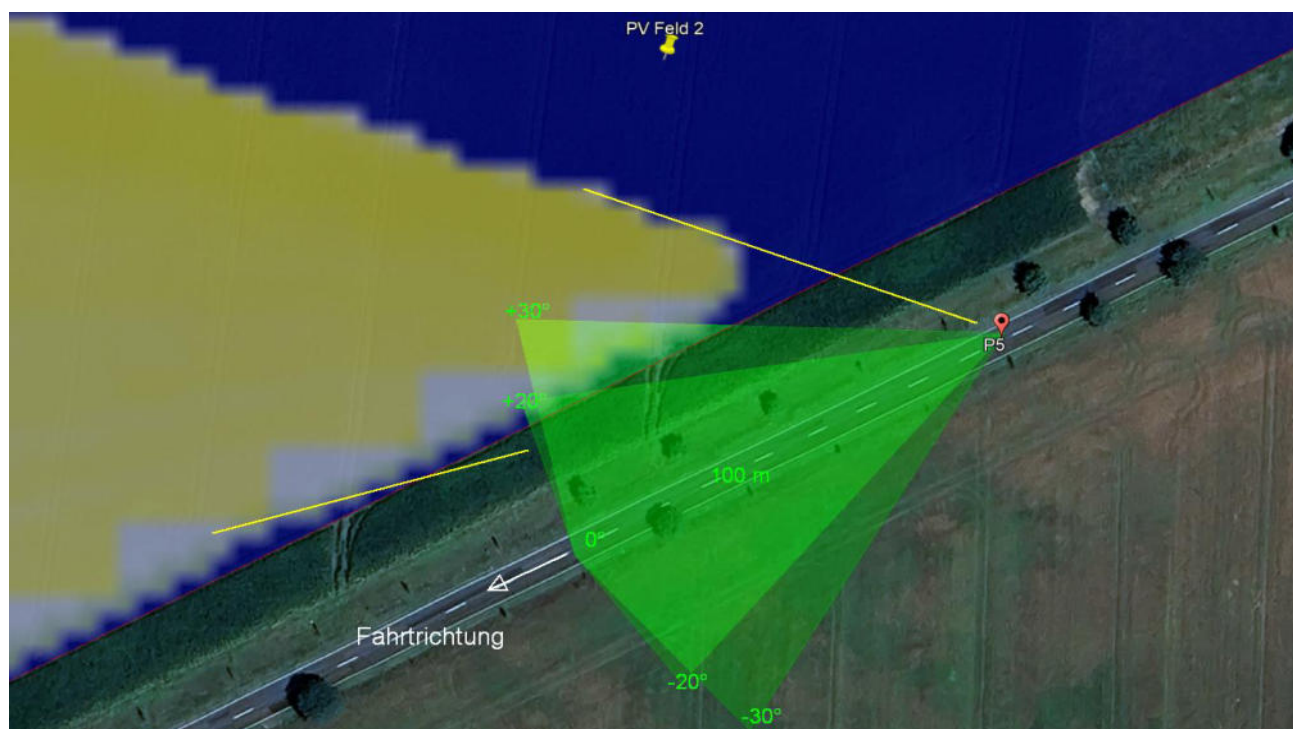


Bild 4.5.1: Simulation am Messpunkt P5 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Auch bei einer Ost-West Installation können P5 Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten.

Aufgrund der möglichen Reflexionen im Randbereich ist - wie auch im Bereich von Messpunkt P4 - entlang der Geländegrenze der PV-Fläche eine Sichtschutzmaßnahme zu installieren, um die Sichtachse zwischen der B183a und der PV-Anlage zu unterbrechen. Wie im Abschnitt 4.4 beschrieben kann diese mittels eines blickreduzierenden Gewebes aus PE (Polyethylen) oder HDPE (High-Density Polyethylen) als Teil der geplanten Geländeeinzäunung realisiert werden.

Alternativ kann entlang der Geländegrenze - wie auch im Bereich von Messpunkt P4 - eine einzelne Modulreihe installiert werden, die entlang des Straßenverlaufes nach Nordwesten ausgerichtet ist (Modulausrichtung ca. 330°), sodass von der B183a aus nur die Rückseite der Module sichtbar ist. Die Modulreihe sollte ausreichend hoch sein, um die dahinter liegende PV-Installation verdecken.

Die folgende Skizze verdeutlicht den Verlauf der beiden Modulreihen.

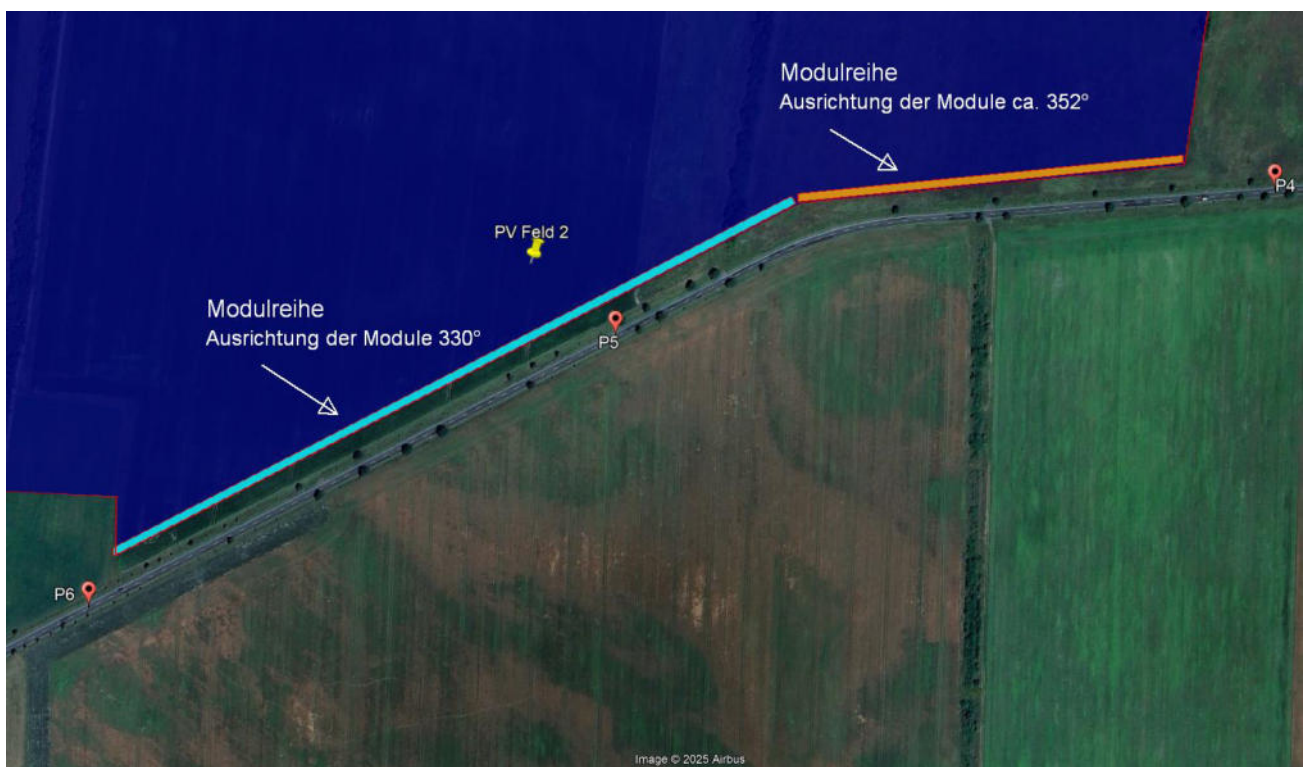


Bild 4.5.2: Verlauf der Modulreihen als Sichtschutzmaßnahme (Quelle: Google Earth/SolPEG)

4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6, B183a südlich

Am Messpunkt P6 auf der B183a sind keine Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern kann in diesem Bereich ausgeschlossen werden. Das gilt auch für den weiteren Verlauf der B183a Richtung Südwesten.

4.7 Ergebnisse am Messpunkt P7, Gebäude südwestlich

Auch am Messpunkt P6 im Bereich der Gebäude an der Adresse Löbnitzer Str. 2 / 4 sind keine relevanten Reflexionen durch die PV-Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

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

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.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage Löbnitz mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen. Die Simulation von potenziellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 7 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt.

Im Verlauf der K7449 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen im Hinblick auf eine Blendwirkung nicht relevant. Anhand der ausgewerteten Ergebnisse kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine gefährdende Blendwirkung ausgeschlossen werden.

Im Verlauf der B183a können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese liegen teilweise in dem für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor (Fahrtrichtung $\pm 30^\circ$, 100 m Sichtweite) und daher kann eine Beeinträchtigung durch Reflexionen nicht ausgeschlossen werden. Hier ist entlang der Geländegrenze eine Sichtschutzmaßnahme zu installieren, Details sind im Abschnitt 4.4 beschrieben.

An einzelnen Standorten im Bereich der südwestlich gelegenen Gebäude ist evt. der Randbereich der PV-Anlage *sichtbar* aber aufgrund der Lage und der Entfernung sind keine relevante Reflexionen nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. Weitere Gebäude wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

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

Die Simulation wurde für verschiedene Modulneigungen (10° - 20°) und Systemvarianten durchgeführt, u.a. als Südausrichtung und auch als Ost-West Installation. An den jeweiligen Messpunkten zeigen sich erwartungsgemäß geringfügige Abweichungen in den Ergebnisse aber generell kann die PV-Anlage in sowohl mit einer Südausrichtung als auch mit einer Ost-West Ausrichtung realisiert werden.

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.

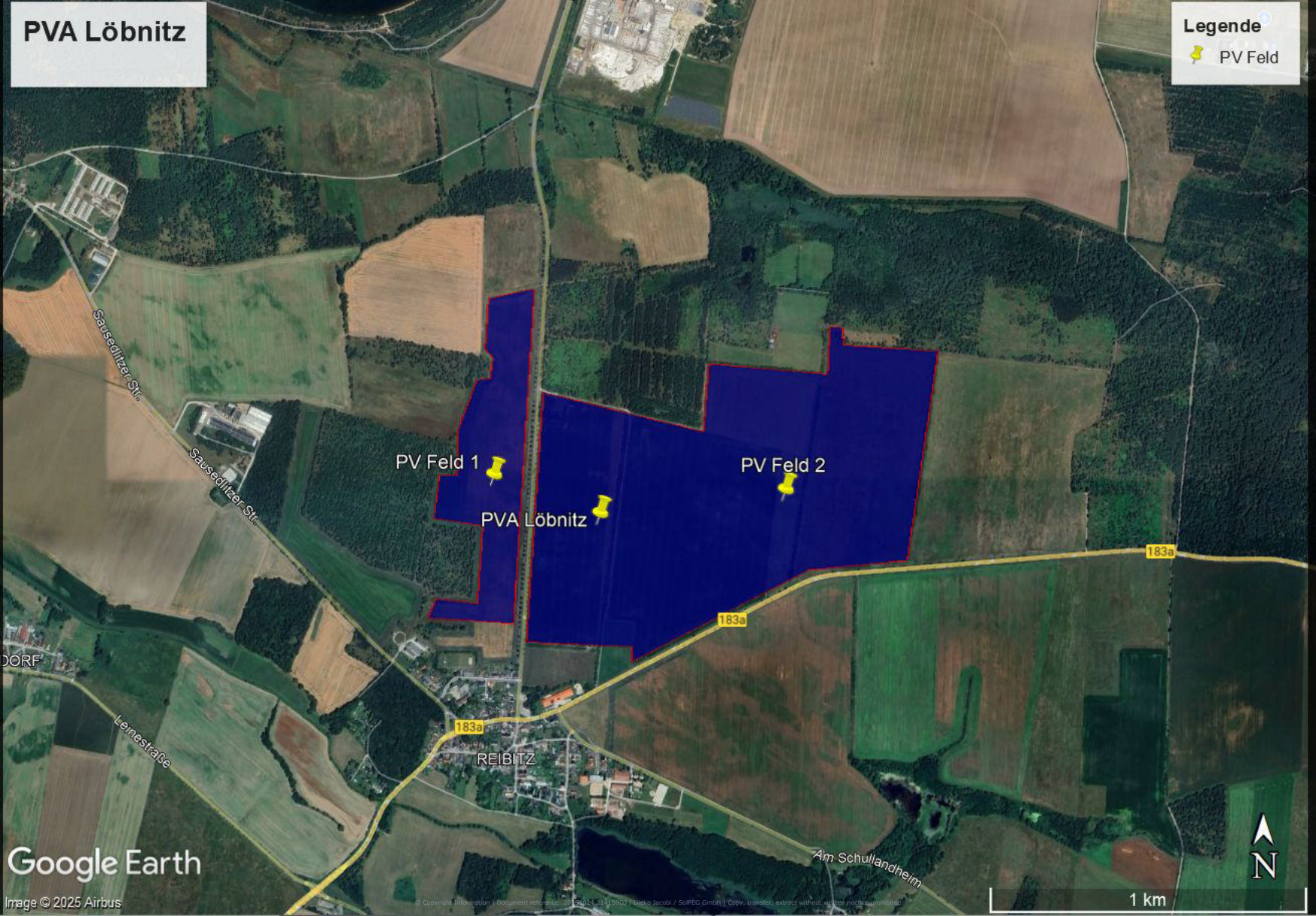
Hamburg, den 24.10.2025


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

PVA Löbnitz

Legende

 PV Feld



PV Feld 1

PV Feld 2

PVA Löbnitz

183a

183a

183a

REIBITZ

Am Schullandheim

Google Earth

Image © 2025 Airbus

© Copyright Information | Document reference: 2015-02-11-150001 | Data: Jacoby / SpilREG GmbH | Copy, transfer, export without written permission

1 km





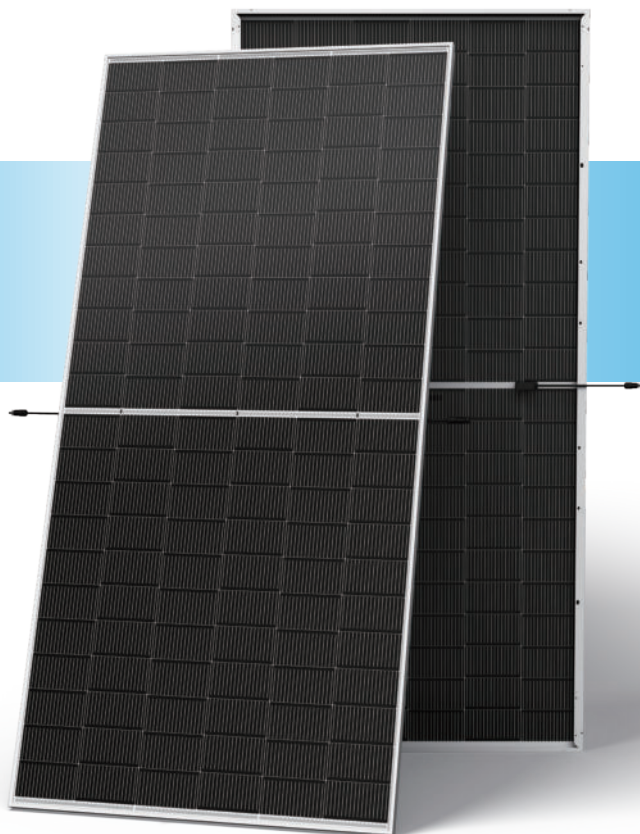
N-type i-TOPCon

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

TSM-NEG19RC.20 605-630W

630_W / MAXIMUM
POWER OUTPUT

23.3% / MAXIMUM
EFFICIENCY



High customer value

- Best partner of 1P tracker, with highest utilization of tracker length
- Low voltage design with higher string power, effectively reducing BOS (Balance of System) and LCOE (Levelized Cost of Energy) by 1%~5%
- Standardized module size with higher container space utilization effectively reduces the freight cost
- Excellent compatibility with existing mainstream system components
- Certified Low-Carbon Footprint



High power up to 630W

- Up to 23.3% module efficiency, on 210 innovation platform
- Patented i-TOPCon technology with continuous efficiency upgrade, including contact resistance reduction, rear reflection enhancement and edge quality repairment



High reliability

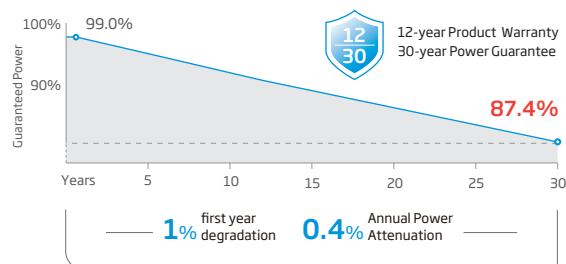
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology and high-density packaging
- Reduced risks of hot-spot with half-cut technology
- Certified high resistance against salt, ammonia, sand, PID, LID, LeTID
- Sustainable in harsh environments and extreme weather conditions



High energy yield

- Excellent low irradiation performance, validated by 3rd party
- Lower temperature coefficient (-0.29%/°C)
- Higher bifaciality, with up to 10%~20% additional power gain from back side depending on albedo
- Reliable dual-glass structure with 30-year power guarantee

Performance Warranty



* Please refer to product warranty for details

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

ISO14067: Product Carbon Footprint Limited Assurance

ISO14025: Environmental Product Declaration



ELECTRICAL DATA (STC & NOCT & BNPI)

Testing Condition	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI	STC	NOCT	BNPI
Peak Power Watts- $P_{MAX}(W_p)^*$	605	462	670	610	466	676	615	470	681	620	474	687	625	478	692	630	482	698
Power Selection (W)**	0 ~ +5																	
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.5	38.1	40.5	40.8	38.3	40.8	41.1	38.6	41.1	41.4	38.8	41.4	41.7	39.1	41.7	42.0	39.4	42.0
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	14.94	12.13	16.55	14.96	12.16	16.57	14.98	12.19	16.58	14.99	12.20	16.59	15.00	12.21	16.59	15.01	12.22	16.62
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	48.7	46.2	48.7	49.0	46.5	49.0	49.3	46.8	49.3	49.6	47.1	49.6	49.9	47.3	49.9	50.2	47.7	50.2
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	15.83	12.75	17.54	15.86	12.78	17.57	15.89	12.80	17.61	15.91	12.82	17.63	15.92	12.83	17.64	15.93	12.84	17.65
Module Efficiency η_m (%)	22.4			22.6			22.8			23.0			23.1			23.3		

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. BNPI: Irradiance: front 1000W/m², rear 135W/m², Temperature 25°C, Air Mass AM1.5
 *Measuring tolerance: ±3%. **Power selection up to: +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%
Peak Power Watts- $P_{MAX}(W_p)$	635	666	641	671	646	677	651	682	656	688	662	693
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.5	40.5	40.8	40.8	41.1	41.1	41.4	41.4	41.7	41.7	42.0	42.0
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	15.69	16.43	15.71	16.46	15.73	16.48	15.74	16.49	15.75	16.50	15.76	16.51
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	48.7	48.7	49.0	49.0	49.3	49.3	49.6	49.6	49.9	49.9	50.2	50.2
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	16.62	17.41	16.65	17.45	16.68	17.48	16.71	17.50	16.72	17.51	16.73	17.52

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

Due to different testing methods, the actual performances might differ from the declared specifications.

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature -40~+85°C

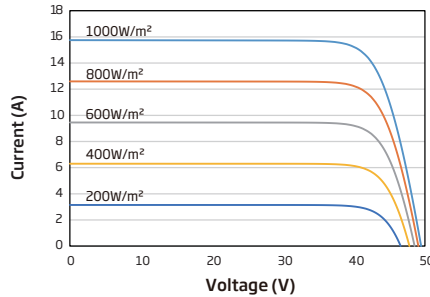
Maximum System Voltage 1500V DC (IEC)

1500V DC (UL)

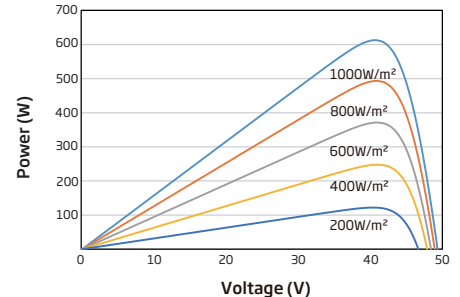
Max Series Fuse Rating 35A

CURVES OF PV MODULE

I-V CURVES OF PV MODULE (615W)



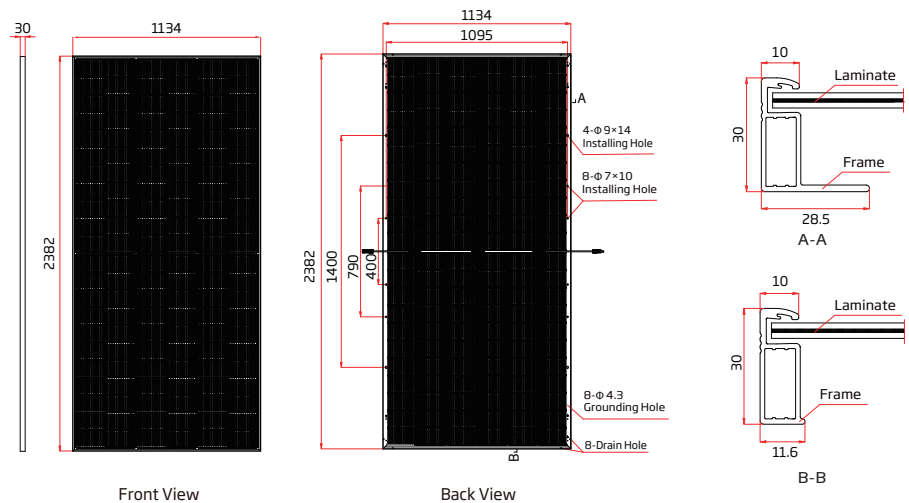
P-V CURVES OF PV MODULE (615W)



MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type i-TOPCon Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2382×1134×30 mm (93.78×44.65×1.18 inches)
Weight	33.0 kg (72.8 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), AR Coating Heat Strengthened Glass
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Coating)
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 EV02 / TS4 Plus / TS4*
Packaging	Modules per box: 36 pieces Modules per 40' container: 720 pieces

*Please refer to regional datasheet for specified connector.



www.trinasolar.com

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2024 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

The right of final interpretation belongs to Trina Solar Co., Ltd.

Version number: TSM_EN_2024_C

Loebnitz

Loebnitz_270

Created Oct 14, 2025
Updated Oct 14, 2025
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 161697.27153

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 Feld 1	10.0	270.0	0	0	-
PV Feld 2	10.0	270.0	7,367	19,581	-

Component Data

PV Array(s)

Total PV footprint area: 1,062,945 m^2

<div>Name: PV Feld 1</div> <div>Footprint area: 193,385 m^2</div> <div>Axis tracking: Fixed (no rotation)</div> <div>Tilt: 10.0 deg</div> <div>Orientation: 270.0 deg</div> <div>Rated power: -</div> <div>Panel material: Smooth glass with AR coating</div> <div>Vary reflectivity with sun position? Yes</div> <div>Correlate slope error with surface type? Yes</div> <div>Slope error: 8.43 mrad</div> <div></div>	Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
		deg	deg	m	m	m
	1	51.568549	12.456298	93.00	2.00	95.00
	2	51.568949	12.458573	93.95	2.00	95.95
	3	51.559425	12.457285	96.32	2.00	98.32
	4	51.559425	12.453380	96.07	2.00	98.07
	5	51.560119	12.453552	96.57	2.00	98.57
	6	51.560066	12.455569	97.05	2.00	99.05
	7	51.562280	12.455826	98.81	2.00	100.81
	8	51.562383	12.453578	99.21	2.00	101.21
	9	51.563697	12.453964	98.80	2.00	100.80
	10	51.563677	12.454629	98.39	2.00	100.39
	11	51.565031	12.454876	99.91	2.00	101.91
	12	51.566392	12.455692	98.33	2.00	100.33
	13	51.566445	12.456271	98.49	2.00	100.49
	14	51.567072	12.456378	96.91	2.00	98.91
	15	51.567245	12.455992	95.97	2.00	97.97

<div>Name: PV Feld 2</div> <div>Footprint area: 869,560 m^2</div> <div>Axis tracking: Fixed (no rotation)</div> <div>Tilt: 10.0 deg</div> <div>Orientation: 270.0 deg</div> <div>Rated power: -</div> <div>Panel material: Smooth glass with AR coating</div> <div>Vary reflectivity with sun position? Yes</div> <div>Correlate slope error with surface type? Yes</div> <div>Slope error: 8.43 mrad</div> <div></div>	Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
		deg	deg	m	m	m
	1	51.558957	12.457950	97.54	2.00	99.54
	2	51.565947	12.458723	97.60	2.00	99.60
	3	51.564853	12.466147	98.35	2.00	100.35
	4	51.566827	12.466447	96.68	2.00	98.68
	5	51.566480	12.471683	96.16	2.00	98.16
	6	51.567974	12.471683	94.63	2.00	96.63
	7	51.567867	12.472370	98.19	2.00	100.19
	8	51.567387	12.472327	95.14	2.00	97.14
	9	51.567174	12.476576	97.28	2.00	99.28
	10	51.561191	12.475277	97.76	2.00	99.76
	11	51.560984	12.471265	97.60	2.00	99.60
	12	51.558290	12.462725	98.69	2.00	100.69
	13	51.558797	12.462800	97.10	2.00	99.10

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	51.567924	12.458650	95.93	2.50	98.43
OP 2	51.563623	12.458178	95.69	2.50	98.19
OP 3	51.558825	12.457684	97.50	2.50	100.00
OP 4	51.561045	12.476377	97.73	2.50	100.23
OP 5	51.560056	12.468531	95.19	2.50	97.69
OP 6	51.557970	12.462354	100.19	2.50	102.69

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV Feld 1	10.0	270.0	0	0	-	-
PV Feld 2	10.0	270.0	7,367	19,581	-	

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-2 (green)	207	264	292	447	673	552	595	612	284	300	223	169
pv-feld-2 (yellow)	1075	1032	1221	1283	1657	1237	1609	1397	1214	1168	1064	1049

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld 1 no glare found

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

No glare found

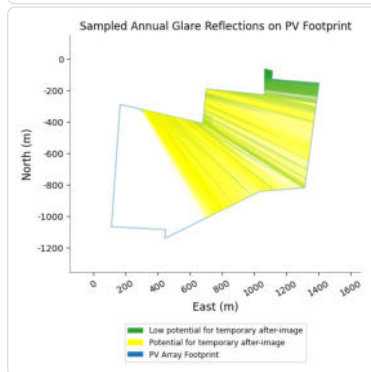
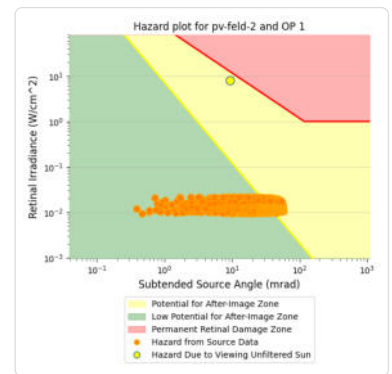
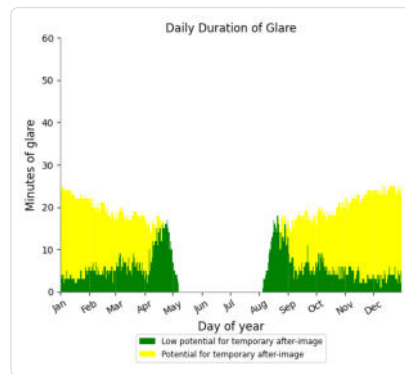
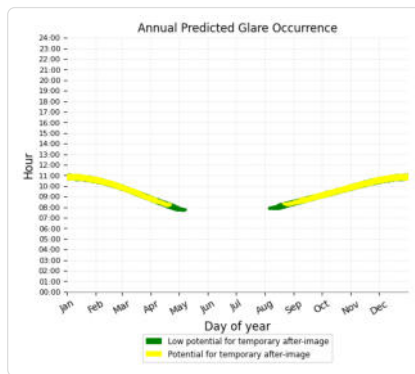
PV Feld 2 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	1678	3505
OP: OP 2	3420	14877
OP: OP 3	1192	1199
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	1077	0
OP: OP 6	0	0

PV Feld 2: OP 1

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

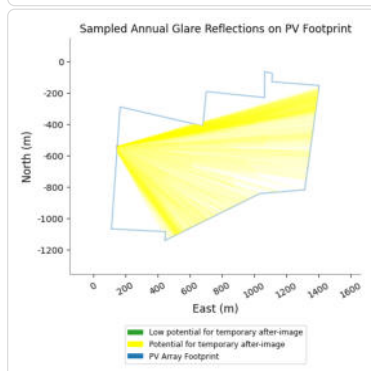
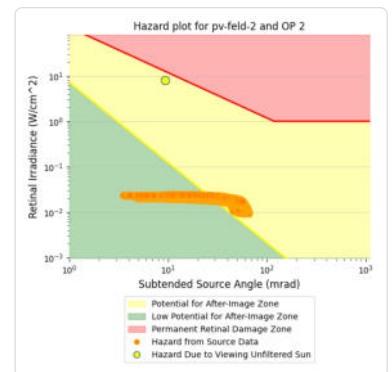
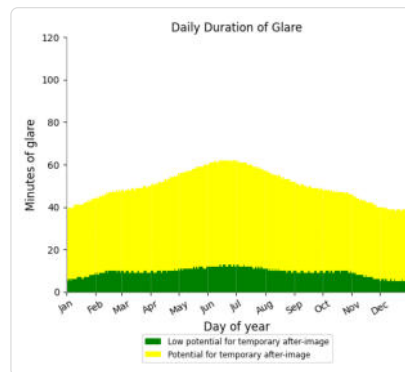
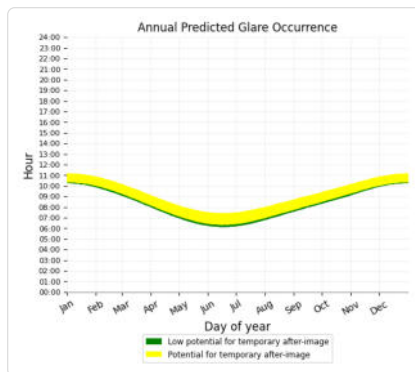
- 1,678 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,505 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 2

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

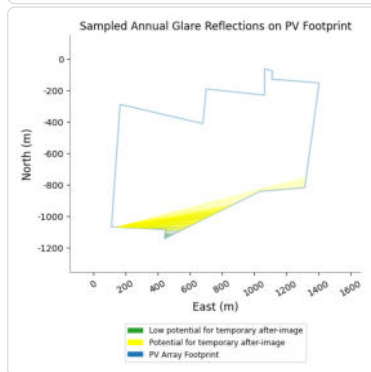
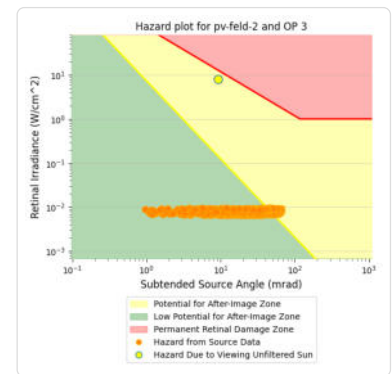
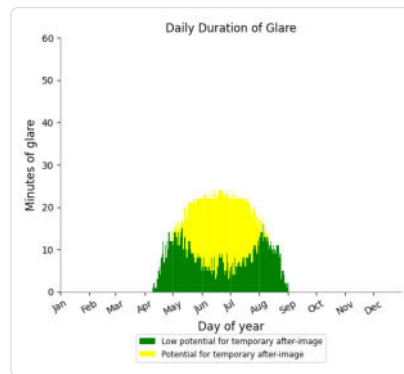
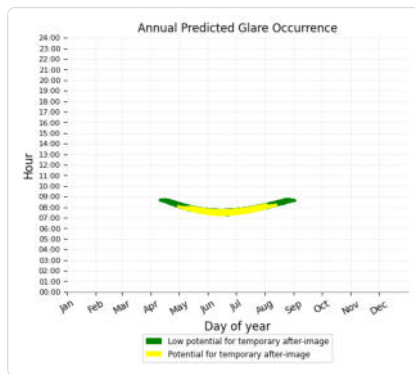
- 3,420 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 14,877 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 2: OP 3

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

- 1,192 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 1,199 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



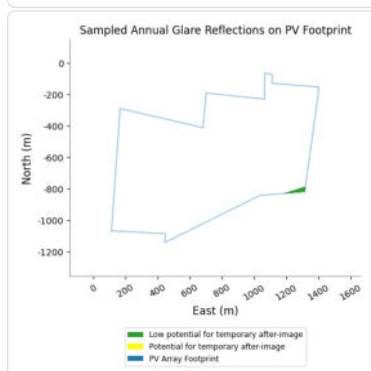
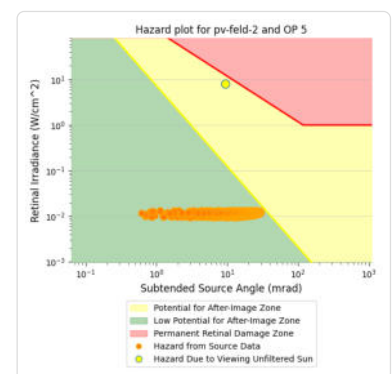
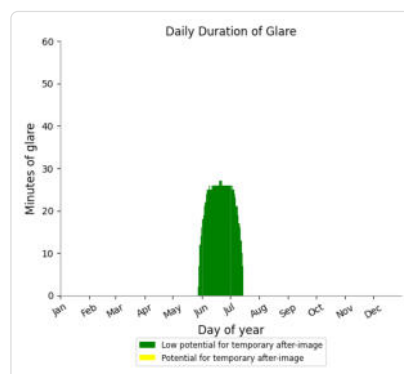
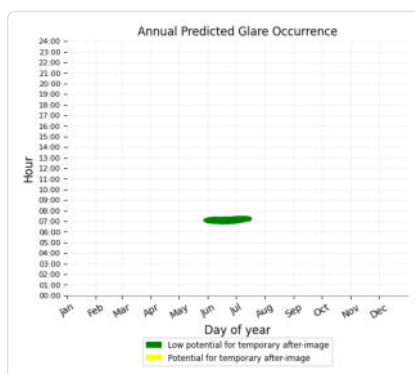
PV Feld 2: OP 4

No glare found

PV Feld 2: OP 5

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

- 1,077 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 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, not discrete, spectrum.
- Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.
- Refer to the **Help page** for detailed assumptions and limitations not listed here.

[illegible]

Cornel Irradiance		DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle (rad)	Sun Altitude (deg)	Sun Azimuth (deg)	Sun Position Vector (i)	Sun Position Vector (j)	Sun Position Vector (k)	Reflected Sun Vector (i)	Reflected Sun Vector (j)	Reflected Sun Vector (k)	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt P3
2025-04-14 19:24:00	0,006937295	606,2	1	0,454	0,015607291	0,000853675	5,1	278,2	-0,986	0,142	0,088	0,986	-0,167	0,006	2. Mai.	5	19:29	19:33	02. Mai	10. August	20	1754	19:22	19:54	Potentielle Reflexionen am Messpunkt P3: 1754 Minuten pro Jahr (Summe gesamt) 1272 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk 482 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk 20 Minuten pro Tag (Max)
2025-04-15 19:21:00	0,006479934	615,1	1	0,417	0,01453474	0,001254253	5,8	277,8	-0,986	0,135	0,101	0,986	-0,168	0,02	3. Mai.	9	19:25	19:33							
2025-04-15 19:22:00	0,00664646	613,1	1	0,425	0,014794084	0,002097067	5,7	278	-0,985	0,139	0,099	0,985	-0,17	0,016	4. Mai.	11	19:24	19:34							
2025-04-15 19:23:00	0,006801174	611,2	1	0,434	0,015057684	0,002681607	5,5	278,2	-0,985	0,142	0,096	0,985	-0,171	0,012	5. Mai.	12	19:23	19:34							
2025-04-15 19:24:00	0,006956032	609,3	1	0,493	0,0153256	0,003213223	5,4	278,4	-0,985	0,145	0,093	0,985	-0,173	0,008	6. Mai.	14	19:22	19:35							
2025-04-15 19:25:00	0,007096462	607,3	1	0,453	0,015597891	0,003471708	5,2	278,6	-0,985	0,149	0,091	0,985	-0,174	0,004	7. Mai.	14	19:22	19:35							
2025-04-15 19:26:00	0,007235886	605,4	1	0,462	0,015874617	0,003675007	5,1	278,8	-0,984	0,152	0,088	0,984	-0,176	0	8. Mai.	14	19:22	19:35							
2025-04-16 19:19:00	0,0061449	621,9	1	0,391	0,013775432	0,001316525	6,4	277,7	-0,985	0,133	0,112	0,985	-0,171	0,03	9. Mai.	15	19:22	19:36							
2025-04-16 19:20:00	0,006321196	620	1	0,399	0,014027218	0,00246965	6,3	277,9	-0,985	0,136	0,109	0,985	-0,172	0,026	10. Mai.	15	19:22	19:36							
2025-04-16 19:21:00	0,006498062	618,1	1	0,407	0,014273082	0,003544318	6,1	278,1	-0,985	0,139	0,106	0,985	-0,174	0,022	11. Mai.	16	19:22	19:37							
2025-04-16 19:22:00	0,006668287	616,2	1	0,416	0,01452808	0,004428436	6	278,2	-0,984	0,143	0,104	0,984	-0,175	0,018	12. Mai.	16	19:22	19:37							
2025-04-16 19:23:00	0,006825577	614,2	1	0,424	0,01478727	0,005037061	5,8	278,4	-0,984	0,146	0,101	0,984	-0,177	0,015	13. Mai.	17	19:22	19:38							
2025-04-16 19:24:00	0,006976971	612,3	1	0,433	0,01505071	0,005498506	5,6	278,6	-0,984	0,149	0,098	0,984	-0,179	0,011	14. Mai.	17	19:22	19:38							
2025-04-16 19:25:00	0,007121609	610,4	1	0,442	0,01531846	0,005809066	5,5	278,8	-0,984	0,153	0,096	0,984	-0,18	0,007	15. Mai.	17	19:23	19:39							
2025-04-16 19:26:00	0,007257784	608,4	1	0,452	0,015590578	0,005952354	5,3	279	-0,983	0,156	0,093	0,983	-0,182	0,003	16. Mai.	17	19:23	19:39							
2025-04-16 19:27:00	0,007394484	606,5	1	0,461	0,015867124	0,006068116	5,2	279,2	-0,983	0,159	0,09	0,983	-0,183	-0,001	17. Mai.	18	19:23	19:40							
2025-04-17 19:17:00	0,005973551	628,6	1	0,374	0,01332997	0,001800042	6,9	277,7	-0,984	0,133	0,119	0,984	-0,175	0,037	18. Mai.	18	19:23	19:40							
2025-04-17 19:18:00	0,006176982	626,7	1	0,382	0,013569588	0,003530197	6,7	277,9	-0,984	0,136	0,117	0,984	-0,176	0,033	19. Mai.	17	19:24	19:40							
2025-04-17 19:19:00	0,006362516	624,8	1	0,39	0,013813185	0,004809191	6,5	278,1	-0,984	0,14	0,114	0,984	-0,178	0,029	20. Mai.	18	19:24	19:41							
2025-04-17 19:20:00	0,006537258	622,9	1	0,398	0,014060818	0,005814514	6,4	278,3	-0,983	0,143	0,111	0,983	-0,18	0,025	21. Mai.	18	19:24	19:41							
2025-04-17 19:21:00	0,006710902	621	1	0,406	0,014312544	0,006723706	6,2	278,5	-0,983	0,147	0,109	0,983	-0,181	0,021	22. Mai.	18	19:24	19:41							
2025-04-17 19:22:00	0,006871426	619,1	1	0,415	0,014568419	0,007356623	6,1	278,7	-0,983	0,15	0,106	0,983	-0,183	0,017	23. Mai.	18	19:25	19:42							
2025-04-17 19:23:00	0,007022198	617,2	1	0,424	0,014824503	0,007784329	5,9	278,9	-0,983	0,153	0,103	0,983	-0,184	0,013	24. Mai.	18	19:25	19:42							
2025-04-17 19:24:00	0,00717054	615,3	1	0,432	0,015092854	0,008128752	5,8	279,1	-0,983	0,157	0,101	0,983	-0,186	0,009	25. Mai.	19	19:25	19:43							
2025-04-17 19:25:00	0,007305634	613,4	1	0,442	0,015361531	0,008237232	5,6	279,2	-0,982	0,16	0,098	0,982	-0,188	0,005	26. Mai.	19	19:25	19:43							
2025-04-17 19:26:00	0,007440141	611,5	1	0,451	0,015634594	0,008303625	5,5	279,4	-0,982	0,163	0,095	0,982	-0,189	0,001	27. Mai.	18	19:26	19:43							
2025-04-17 19:27:00	0,00757195	609,6	1	0,46	0,015912102	0,008300095	5,3	279,6	-0,982	0,167	0,093	0,982	-0,191	-0,003	28. Mai.	18	19:27	19:44							
2025-04-18 19:16:00	0,005787419	633,4	1	0,358	0,012860447	0,002280017	7,3	277,7	-0,983	0,134	0,127	0,983	-0,179	0,043	29. Mai.	19	19:27	19:45							
2025-04-18 19:17:00	0,005987555	631,5	1	0,366	0,013092189	0,004037078	7,1	277,9	-0,983	0,137	0,124	0,983	-0,181	0,039	30. Mai.	19	19:27	19:45							
2025-04-18 19:18:00	0,006187869	629,6	1	0,373	0,013327793	0,005665347	7	278,1	-0,983	0,14	0,122	0,983	-0,182	0,035	31. Mai.	18	19:28	19:45							
2025-04-18 19:19:00	0,006384469	627,7	1	0,381	0,013567315	0,007109723	6,8	278,3	-0,982	0,144	0,119	0,982	-0,184	0,031	1. Jun.	19	19:28	19:46							
2025-04-18 19:20:00	0,006556751	625,9	1	0,389	0,013810811	0,008052551	6,7	278,5	-0,982	0,147	0,116	0,982	-0,185	0,027	2. Jun.	19	19:28	19:46							
2025-04-18 19:21:00	0,006729461	624	1	0,397	0,014058336	0,008927346	6,5	278,7	-0,982	0,15	0,114	0,982	-0,187	0,023	3. Jun.	19	19:28	19:46							
2025-04-18 19:22:00	0,006892141	622,1	1	0,406	0,014309949	0,009577923	6,4	278,9	-0,982	0,154	0,111	0,982	-0,189	0,019	4. Jun.	19	19:29	19:47							
2025-04-18 19:23:00	0,007046935	620,2	1	0,414	0,014565705	0,010025216	6,2	279,1	-0,982	0,157	0,108	0,982	-0,19	0,015	5. Jun.	19	19:30	19:48							
2025-04-18 19:24:00	0,007193479	618,3	1	0,423	0,014825664	0,010357277	6,1	279,3	-0,981	0,16	0,106	0,981	-0,192	0,011	6. Jun.	19	19:30	19:48							
2025-04-18 19:25:00	0,007332298	616,4	1	0,432	0,015089882	0,010509758	5,9	279,5	-0,981	0,164	0,103	0,981	-0,193	0,007	7. Jun.	19	19:30	19:48							
2025-04-18 19:26:00	0,007464596	614,5	1	0,441	0,01535842	0,010535309	5,8	279,7	-0,981	0,167	0,1	0,981	-0,195	0,003	8. Jun.	19	19:30	19:48							
2025-04-18 19:27:00	0,007596601	612,6	1	0,45	0,015631337	0,010530615	5,6	279,9	-0,981	0,17	0,098	0,981	-0,196	-0,001	9. Jun.	19	19:30	19:48							
2025-04-18 19:28:00	0,007719579	610,7	1	0,459	0,015908692	0,010365548	5,4	280,1	-0,98	0,174	0,095	0,98	-0,198	-0,005	10. Jun.	19	19:31	19:49							
2025-04-19 19:15:00	0,005562515	638,1	1	0,343	0,012408572	0,00185687	7,7	277,8	-0,982	0,134	0,134	0,982	-0,183	0,049	11. Jun.	20	19:31	19:50							
2025-04-19 19:16:00	0,005796888	636,2	1	0,35	0,012632698	0,004401703	7,6	278	-0,982	0,137	0,132	0,982	-0,185	0,045	12. Jun.	20	19:31	19:50							
2025-04-19 19:17:00	0,006001597	634,3	1	0,357	0,012860574	0,006215687	7,4	278,2	-0,982	0,141	0,129	0,982	-0,186	0,041	13. Jun.	19	19:32	19:50							
2025-04-19 19:18:00	0,00619894	632,5	1	0,365	0,013092252	0,007766502	7,3	278,4	-0,981	0,144	0,126	0,981	-0,188	0,037	14. Jun.	19	19:32	19:50							
2025-04-19 19:19:00	0,006396391	630,6	1	0,373	0,013327787	0,009203108	7,1	278,5	-0,981	0,147	0,124	0,981	-0,19	0,033	15. Jun.	19	19:33	19:51							
2025-04-19 19:20:00	0,006576109	628,8	1	0,38	0,013567235	0,010248798	7	278,7	-0,981	0,151	0,121	0,981	-0,191	0,029	16. Jun.	19	19:33	19:51							
2025-04-19 19:21:00	0,006746573	626,9	1	0,388	0,013810651	0,011069762	6,8	278,9	-0,981	0,154	0,118	0,981	-0,193	0,026	17. Jun.	19	19:33	19:51							
2025-04-19 19:22:00	0,006912882	625	1	0,397	0,014058092	0,011760487	6,6	279,1	-0,981	0,157	0,116	0,981	-0,194	0,022	18. Jun.	19	19:33	19:51							
2025-04-19 19:23:00	0,007068711	623,1	1	0,405	0,014309613	0,01223664	6,5	279,3	-0,98	0,161	0,113	0,98	-0,196	0,018	19. Jun.	19	19:34	19:52							