

SolPEG Blendgutachten Solarpark Borgsdorf

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
in der Nähe von Borgsdorf in Brandenburg**

SolPEG GmbH
Solar Power Expert Group
Normannenweg 17-21
D-20537 Hamburg

☎ +49 40 79 69 59 36
📞 +49 40 79 69 59 38
✉ info@solpeg.com
🌐 www.solpeg.com

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
2.2	Umliegende Gebäude	7
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung	8
3.1	Rechtliche Hinweise	8
3.2	Blendwirkung von PV Modulen	8
3.3	Berechnung der Blendwirkung	10
3.4	Technische Parameter der PV Anlage	11
3.5	Standorte für die Analyse	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren	13
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, L20 östlich	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, L20 südöstlich	18
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, L20 südlich	18
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südöstlich	19
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude östlich	20
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	21
6	Schlussbemerkung	21
7	Anhang (Auszug)	22 - 33

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potenziellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage "Borgsdorf"

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 „Borgsdorf“ für Verkehrsteilnehmer auf der L20 sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. 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 Borgsdorf eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für südlich verlaufende L20 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. Darüber hinaus wurden die örtlichen Gegebenheiten im Rahmen einer Ortsbegehung erfasst.

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 westlich von Borgsdorf in Brandenburg, ca. 4,2 km nordwestlich von Hohen Neuendorf. Südlich der Flächen verläuft die L20. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen westlich von Borgsdorf in Brandenburg. Die Flächen sind überwiegend eben.
Koordinaten (Mitte)	52.706°N, 13.237°O, 33 m ü.N.N
Entfernung zu angrenzenden Straßen	ca. 20 m - 25 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 180 m (kleinste Entfernung)

Übersicht² über den Standort und die PV Anlage (schematisch)

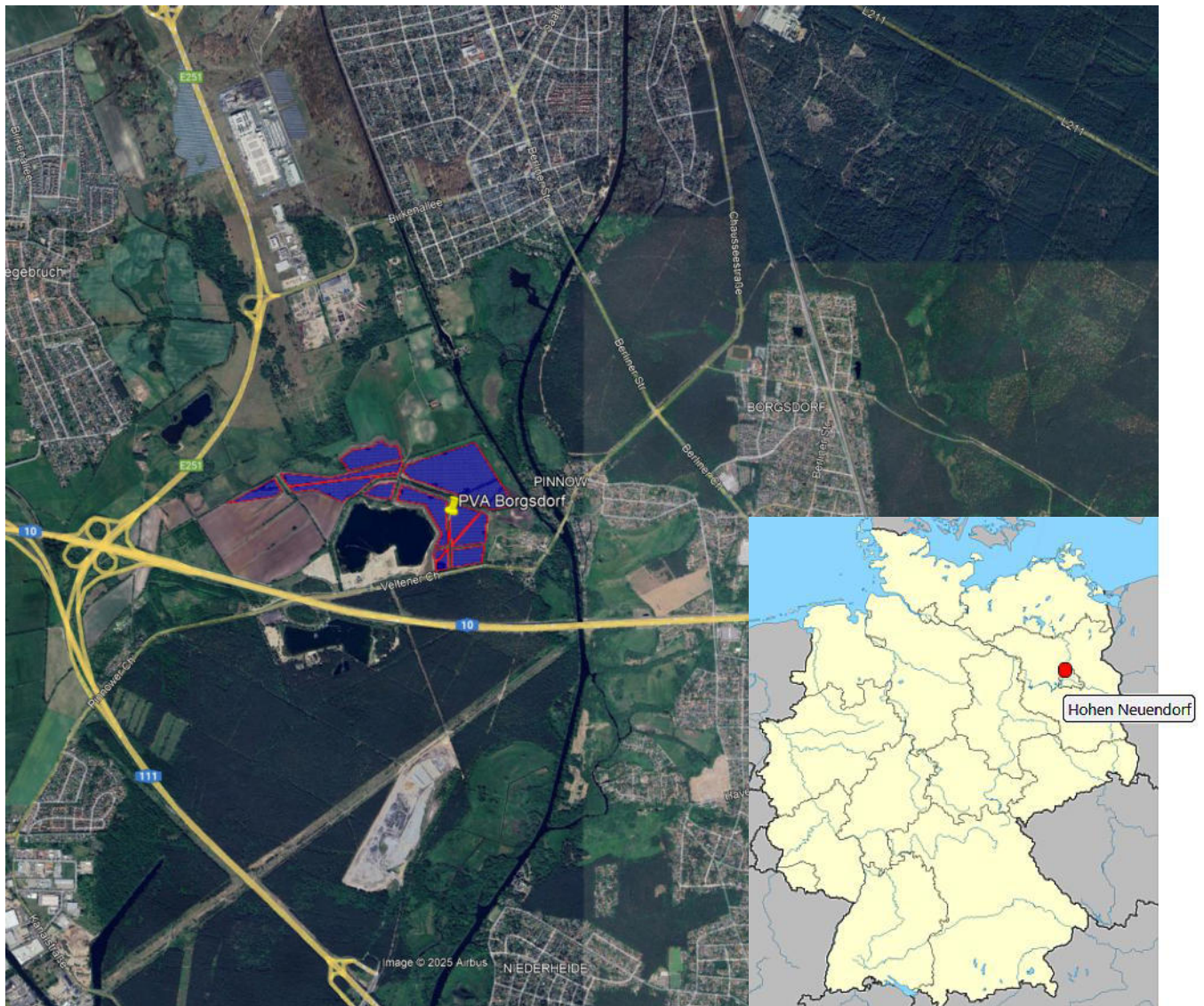


Bild 2.1.1: Luftbild der Anlage und Umgebung (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Übersicht über die Flächen der PV Anlage und die Umgebung.

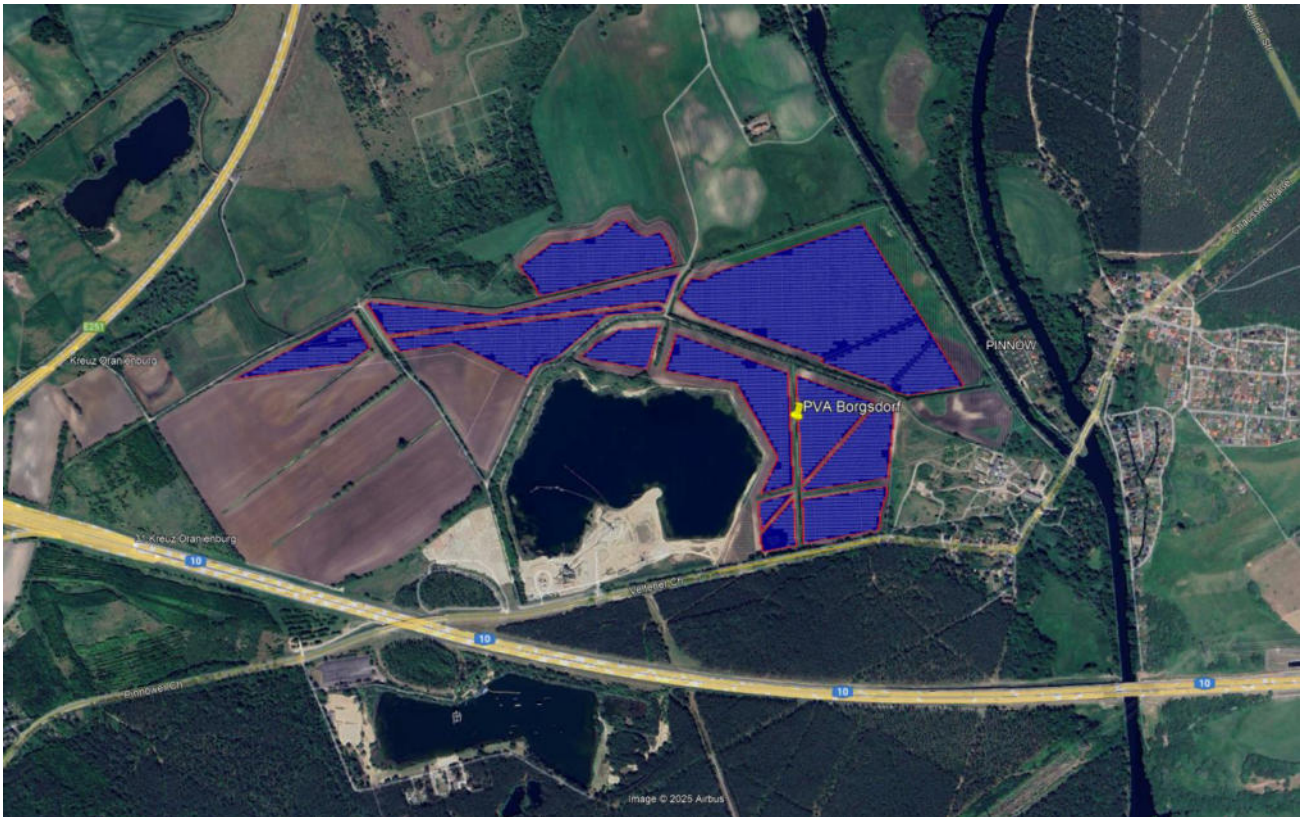


Bild 2.1.2: Übersicht über die PV Anlage und Umgebung (Google Earth/SolPEG)

Detailansicht mit den relevanten PV-Feldern.

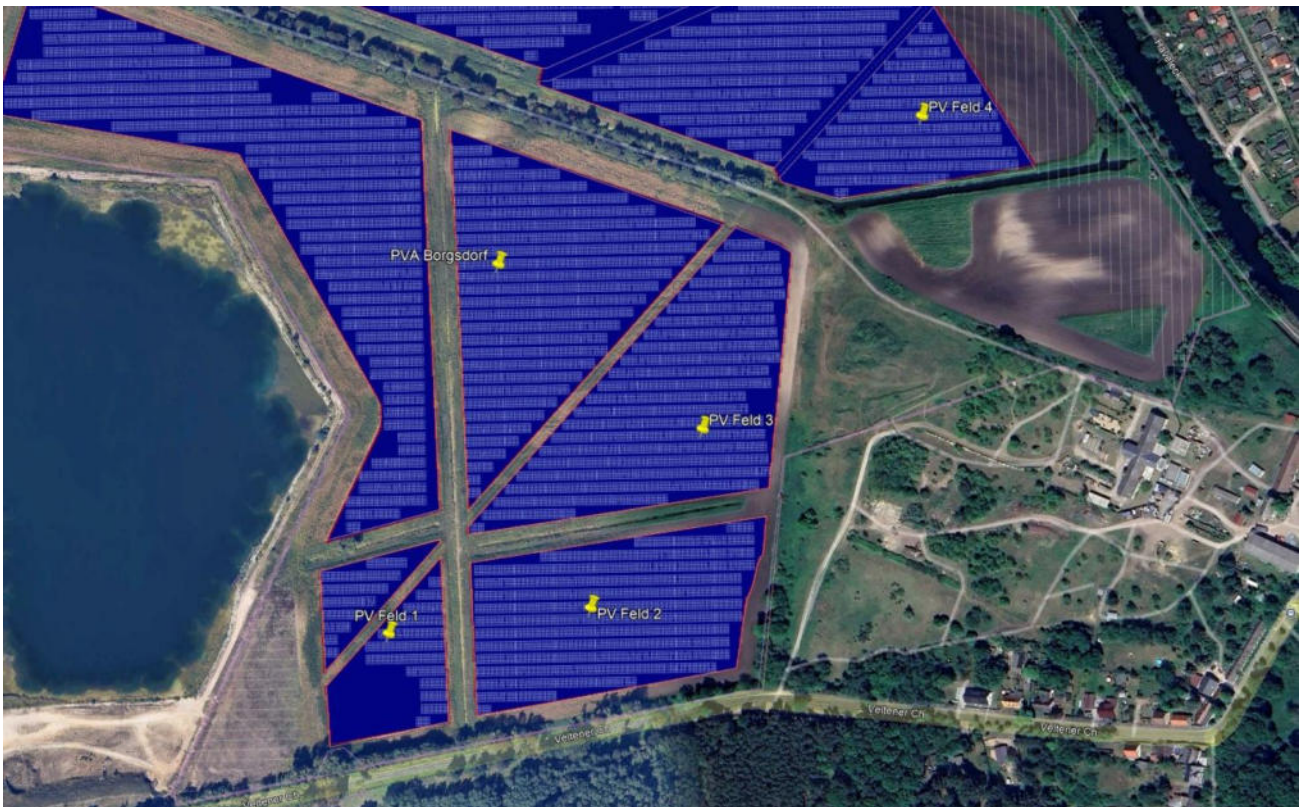


Bild 2.1.3: Detail der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Fotos der PV Flächen. Blick von Süden nach Norden auf die PV-Fläche.



Bild 2.1.4: Foto in Richtung Norden auf die PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, April 2022, Ausschnitt)

Blick von Südwesten nach Norden auf die PV-Fläche



Bild 2.1.5: Foto in Richtung Norden auf die PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, April 2022, 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 Gebäude östlich von der PV Anlage. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten einzelne Gebäude evt. von potenziellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht kein direkter Sichtkontakt zur PV Fläche. Der Standort wird zu Kontrollzwecken dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.

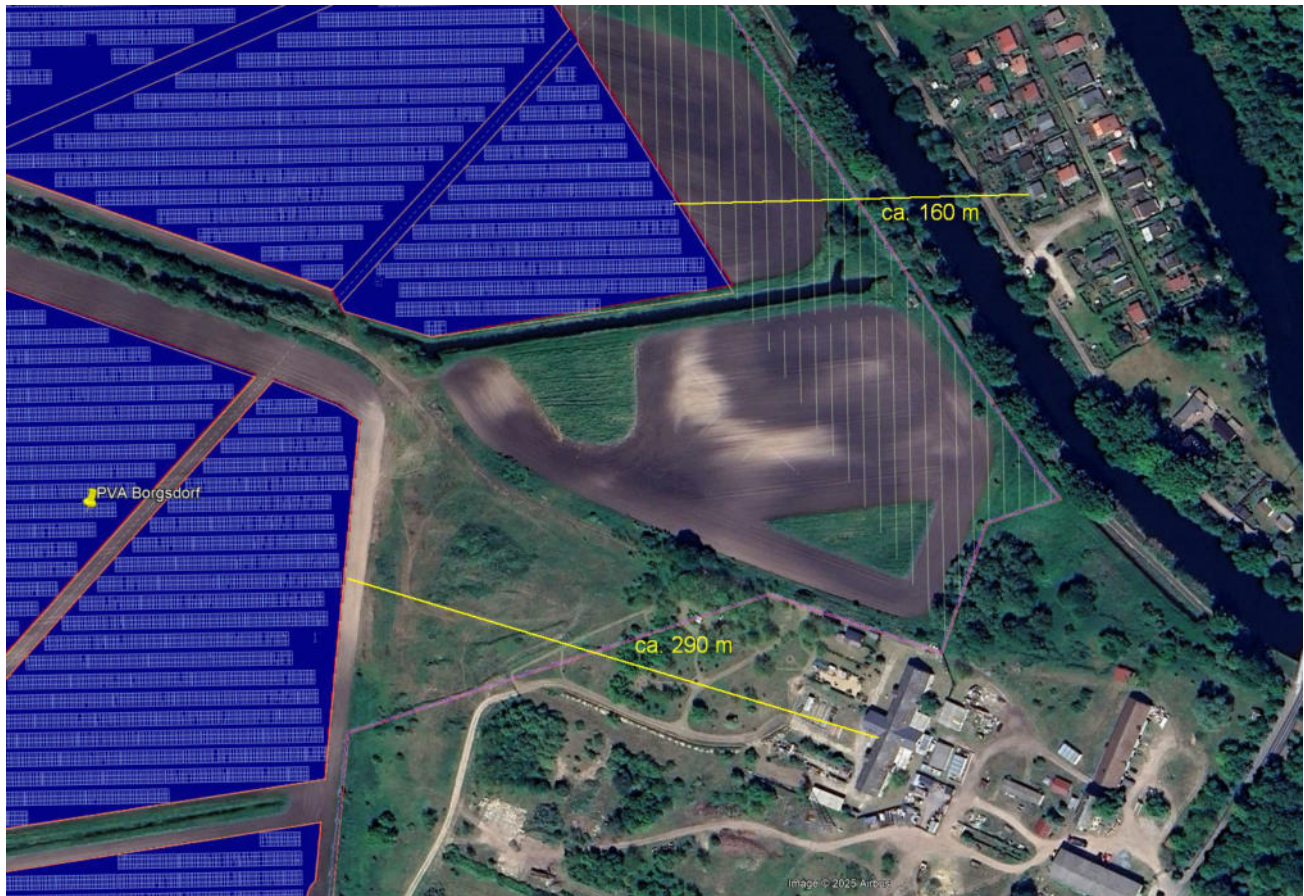


Bild 2.2.1: Gebäude im Bereich der PV Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

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 aktuelles Urteil des OLG Braunschweig³ die grundsätzlich
fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleit-
linie können lediglich im Einzelfall als Orientierung herangezogen werden.

3.2 Blendwirkung von PV Modulen

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

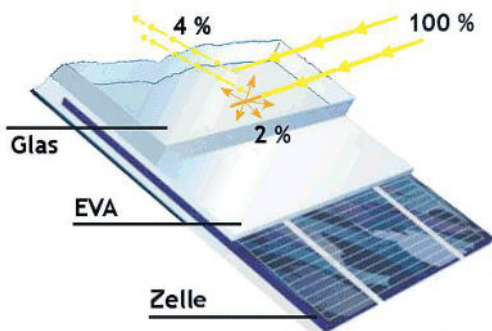


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: Internet/SolPEG)

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.

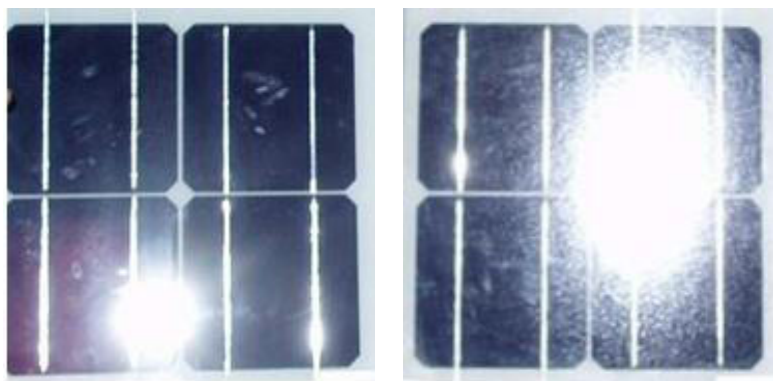


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

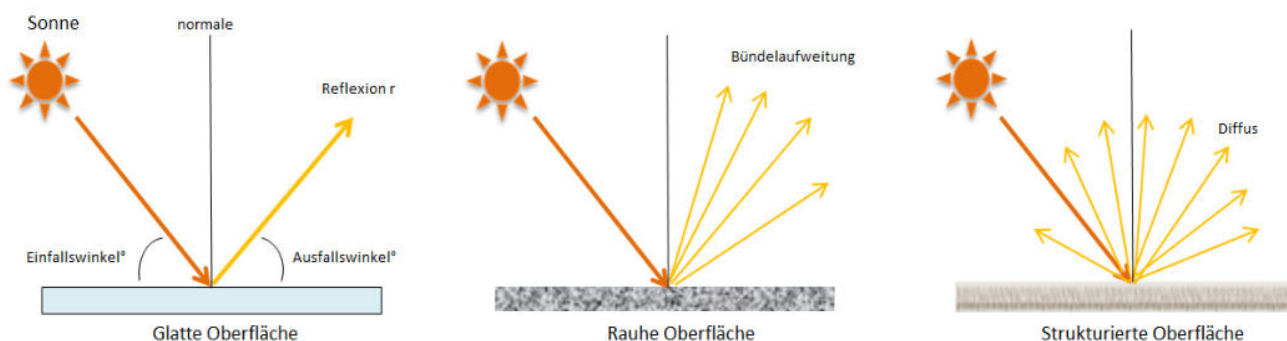


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

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

Modulanschluss & Kabel	MC4 kompatibel, 4,0 mm ² , Kabellänge: (+) ≥ 1100 mm, (-) ≥ 1100 mm
Anschlussdose	Schutzklasse IP68
Hagelschutz	Eiskugeln mit max. 25 mm Ø u. einer Geschwindigkeit bis 20 m/s
Schneelast	5400 Pa $\hat{=}$ 550 kg/m ²

15 Jahre Produktgarantie, 25 Jahre lineare Leistungsgarantie gemäß unseren zusätzlichen Garantiebedingungen für Solarstrahlungsmodul „Mono S4“, die wir Ihnen gerne zuschicken.

Es sind aufgrund der Toleranz der Antireflexbeschichtung farbliche Unterschiede bei den All Black Modulen möglich.

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

3.3 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA⁴ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

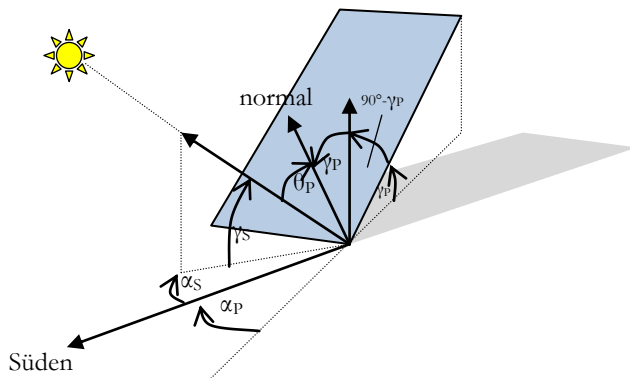


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexions-schicht) haben Einfluss auf den Reflexionsfaktor der Berechnung bzw. entsprechenden Berechnungsmodelle.

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁵ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

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

⁴ US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:

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

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

⁶ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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



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

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV Modul	Solarfabrik (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	180° (Süden)
Modulneigung	10°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m - ca. 2,43 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,5 m (Sitzhöhe LKW7)
Relevanter Sichtwinkel/Sektor Straße	Fahrtrichtung $\pm 30^\circ$, 100 m Sichtweite

Es existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ aber in Fachkreisen wird überwiegend angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung⁸ darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen mit einer bestimmten Leuchtdichte eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. 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. jüngsten Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA) sollen Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ als relevant angesehen werden. Obwohl der Wert bislang nicht begründet wurde, wird dieser im vorliegenden Blendgutachten entsprechend berücksichtigt.

⁷ Eine Höhe von 2,5 m ist ein konservativer Ansatz, die mittlere Sitzhöhe der meisten Verkehrsteilnehmer (PKW) beträgt nur ca. 1,30 m

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

3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potentiellen 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 (360°), 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 potentiellen 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 potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Die PV Anlage besteht aus separaten PV Feldern von denen allerdings nur 3 für die Betrachtung im Hinblick auf potenzielle Reflexionen relevant sind. Die übrigen PV Felder liegen abseits und sind weder von der Straße noch von umliegenden Gebäuden aus einsehbar.

Für die Analyse der potenziellen Blendwirkung wurden insgesamt 5 Messpunkte festgelegt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. 3 Messpunkte im Verlauf der L20 sowie 2 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden. Privat-, Feld- und Wirtschaftswege werden nicht analysiert. Die Einzelergebnisse sind im Abschnitt 4 dargestellt und kommentiert.

Die folgende Übersicht zeigt die separaten PV Felder und 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.

Schutzwürdige Räume

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

Einfallswinkel der Reflexion

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

Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel ab 20° zur Blickrichtung keine Beeinträchtigung darstellen. In einem Winkel zwischen 10° - 20° können Reflexionen eine moderate Blendwirkung erzeugen und unter 10° werden sie überwiegend als Beeinträchtigung empfunden. Vor diesem Hintergrund ist in dieser Untersuchung der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

Entfernung zur Immissionsquelle

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

Die von der SolPEG seit 2015 in über 1000 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar¹⁰ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹¹. 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.

Bei der Simulation werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist.

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

¹⁰ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹¹ Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

Sonstige Einflüsse

Aufgrund von technischen Limitierungen geht die Simulationssoftware zu jedem Zeitpunkt von sog. clear-sky Bedingungen aus, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar.

Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Einflüsse wie z.B. Frühnebel, Dunst oder besondere, lokale Wetterbedingungen können nicht berechnet werden.

In der Licht-Leitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY¹²) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2023 eine mittlere Wolkenbedeckung¹³ von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aber auch der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel, Bäume oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden.

Es handelt sich dabei allerdings um Limitierungen der Software und nicht um Vorgaben für die Berechnung von Reflexionen. Eine realitätsnahe Simulation ist mit der aktuell verfügbaren Simulationssoftware nur begrenzt möglich.

Kategorien von Reflexionen

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

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

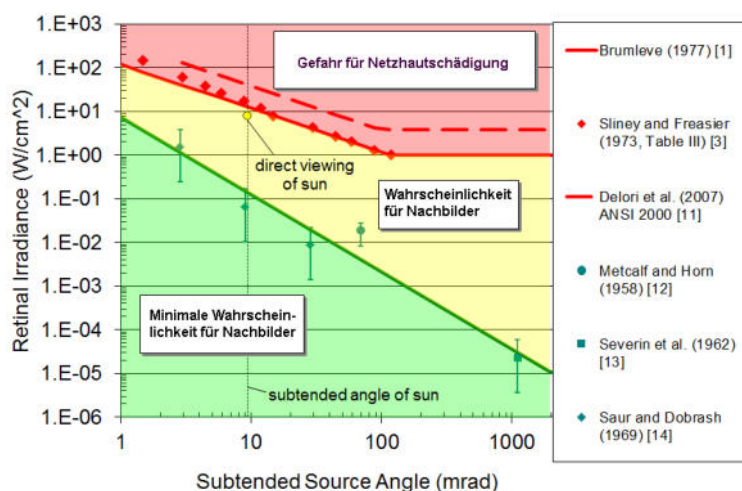


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

¹² Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹³ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

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

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

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV Anlage Borgsdorf wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahnverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/ weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung (Azimut) der Strecke und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Die Höhe der Messpunkte im Bereich der Straße ist auf 2 m über GOK festgelegt. Dies entspricht der gemittelten Sitzhöhe von PKW und LKW inkl. Transporter und SUV. Das ist ein eher konservativer Ansatz, da die Sitzhöhe bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt. Eine Höhe von 2,5 m oder mehr liegt außerhalb des Median.

Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.1 auch als farbige Flächen dargestellt:

- Minimale Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder
- Geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder

Die unbereinigten Ergebnisse (Rohdaten) beinhalten alle rechnerisch ermittelten Reflexionen, auch solche, die lt. Ausführungen der LAI Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen zu vernachlässigen sind. U.a. sind Reflexionen mit einem Differenzwinkel zwischen Sonne und Immissionsquelle von weniger als 10° zu vernachlässigen, da in solchen Konstellationen die Sonne selbst die Ursache für eine mögliche Blendwirkung darstellt. Auch Reflexionen die im „nächtlichen Zeitfenster“ von 22:00 – 06:00 Uhr auftreten würden, sind zu relativieren bzw. zu vernachlässigen. Nach Bereinigung der Rohdaten sind die Ergebnisse üblicherweise um ca. 20 - 50% geringer und es sind nur noch Werte der Kategorie „Gelb“ vorhanden. D.h. es besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit für temporäre Nachbilder.

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 3: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹⁴ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 L20 östlich	52.703266	13.242012	35,05	37,55	nicht relevant ^{WSE}
P2 L20 südöstlich	52.703058	13.239275	33,46	35,96	nicht relevant ^{WS}
P3 L20 südlich	52.702608	13.235733	34,34	36,84	nicht relevant ^{WE}
P4 Gebäude südöstlich	52.705070	13.245395	36,23	38,73	-
P5 Gebäude östlich	52.707185	13.246717	34,92	37,42	-

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

¹⁴ GPS Längengrad, Breitengrad und Höhenangaben gemäß Google Earth Datenbasis (WGS84 / World Geodetic System 1984)

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, L20 östlich

Am Messpunkt P1 auf der L20 sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Zu Kontrollzwecken wurden auch die unbereinigten Rohdaten überprüft und demnach können in bestimmten Jahreszeiten Reflexionen der Kategorie Grün auftreten. Diese sind aufgrund der geringeren Leuchtdichte nicht geeignet um relevante Blendwirkungen hervorzurufen.

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

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

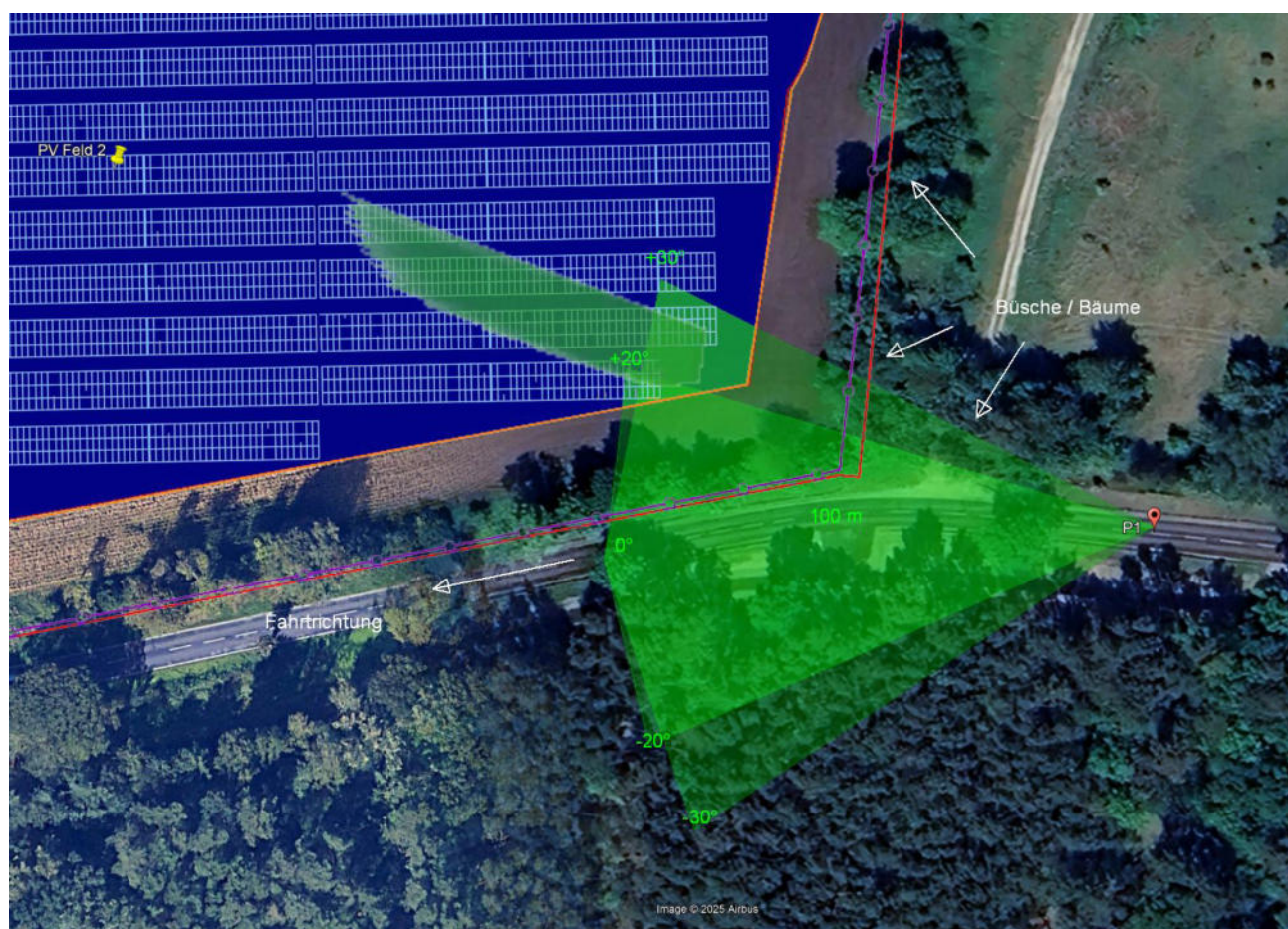


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Hellgrün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Dunkelgrün markierten Bereich westlich der Fahrbahn, können theoretisch Reflexionen der Kategorie „Grün“ auftreten.

Aufgrund des ausgeprägten Straßenbegleitgrüns besteht überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV-Fläche. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

Zur Veranschaulichung zeigt das folgende Foto die Situation auf der L20 bei der Fahrt Richtung Westen aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position¹⁵ (ca. 2,5 m – 3 m). Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV Anlage aufgrund der örtlichen Gegebenheiten nicht einsehbar ist. Potenzielle Reflexionen wären allerdings auch ohne Bewuchs/Knicks aufgrund der geringeren Leuchtdichte nicht relevant.

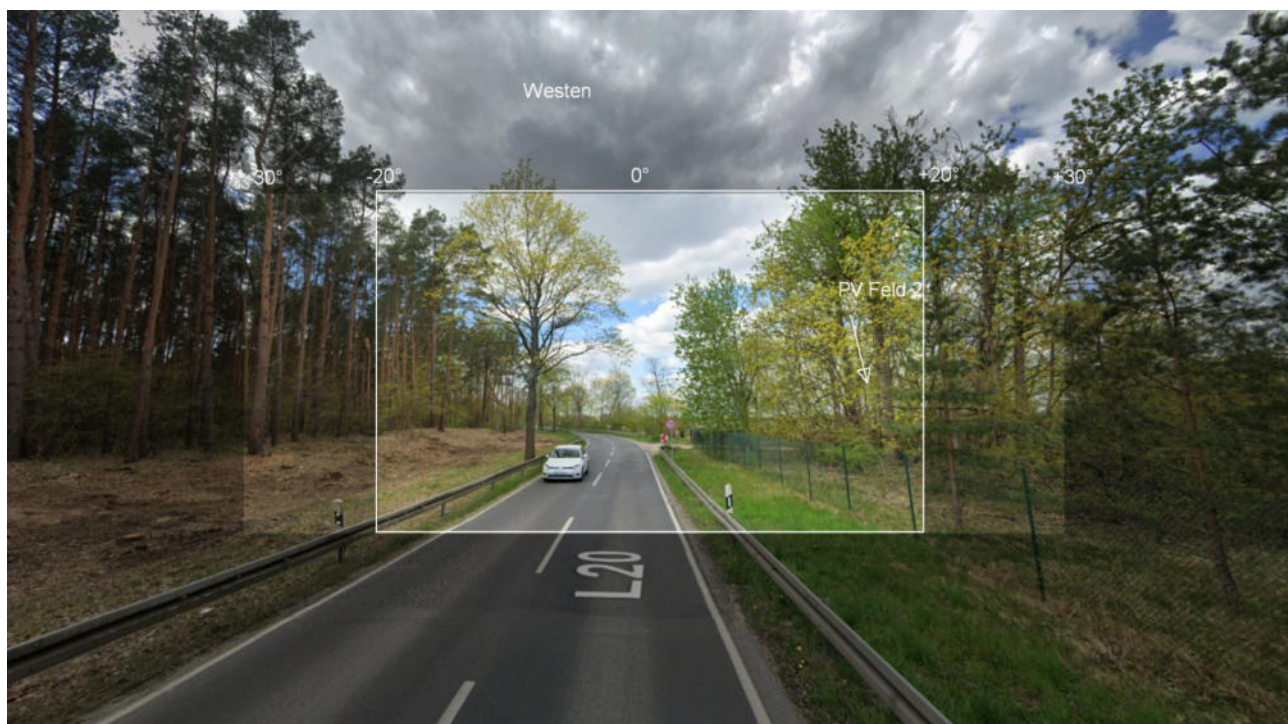


Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Westen (Quelle: Google StreetView, April 2022, Ausschnitt)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, L20 südöstlich

Am Messpunkt P2 auf der L20 sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Auch die Überprüfung der unbereinigten Rohdaten zeigt keine Ergebnisse und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für den weiteren Verlauf der L20.

Aufgrund des ausgeprägten Straßenbegleitgrüns besteht überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur PV-Fläche. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, L20 südlich

Auch am Messpunkt P3 auf der L20 sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar und daher kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen werden.

Hinweis: Auf der südlich verlaufenden Autobahn A10 und auch auf der westlich verlaufenden B96 / E251 besteht kein direkter Sichtkontakt zur PV-Anlage und daher ist eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen.

¹⁵ Angaben lt. Beschreibung der Google StreetView Fotoerfassung

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude südöstlich

Am Messpunkt P4 im Bereich der Gebäude an der Adresse Dorfstraße (Borgsdorf) 1 können an insgesamt nur 305 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Die Summe von Minuten mit Reflexionen pro Jahr und auch pro Tag liegt unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Die Gebäude sind teilweise von Büschen und Bäumen umgeben, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Aber auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 290 m sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar.

Aufgrund der Analyse kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

Die folgende Skizze zeigt die östlich gelegenen Gebäude und die PV-Anlage. Die Skizze verdeutlicht, dass die Fläche der PV-Anlage aufgrund der örtlichen Gegebenheiten nicht einsehbar ist. Aber auch aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von 290 m – 410 m wären Reflexionen nicht relevant.



Bild 4.4.1: PV-Anlage und östlich gelegene Gebäude (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, Gebäude östlich

Am Messpunkt P5 im Bereich der Gebäude an der Adresse Haveleck 1b können an insgesamt nur 400 Minuten pro Jahr Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch Mitte April – Anfang Mai und Anfang August – Ende August, abends zwischen 19:13 - 19:50 Uhr, für max. 13 Minuten aus westlicher Richtung auftreten.

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

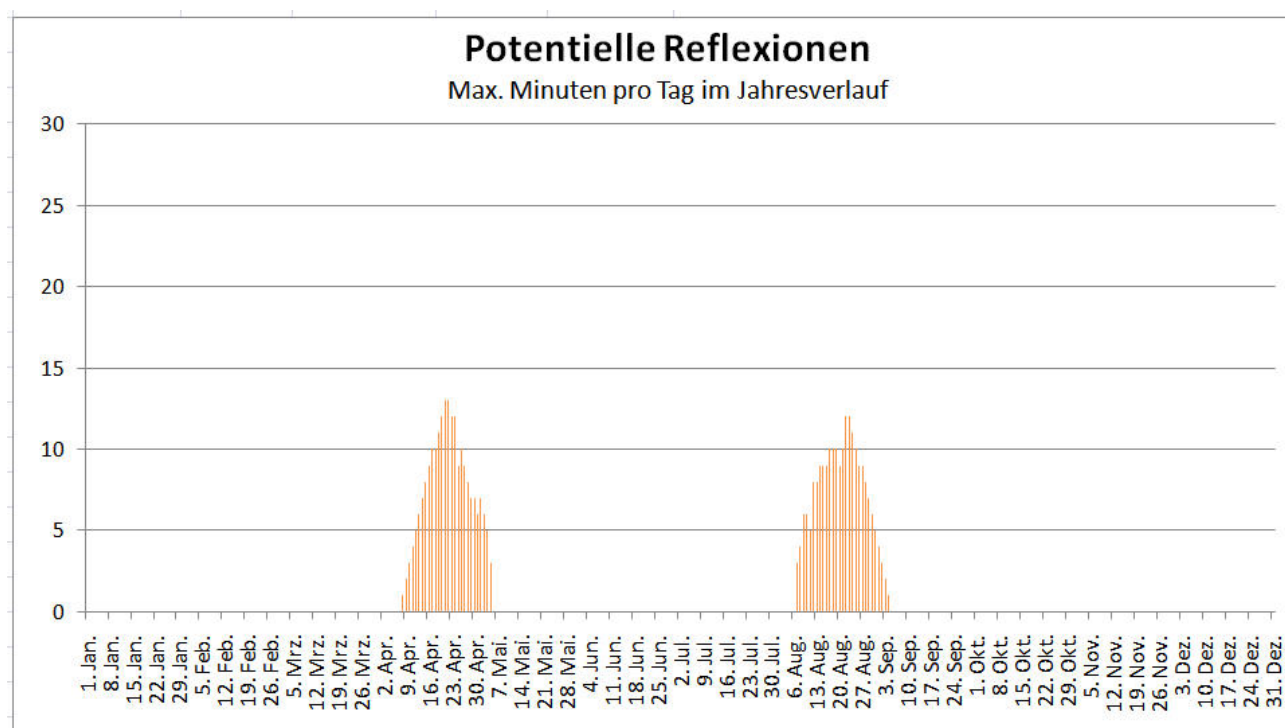


Bild 4.5.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf am Messpunkt P5 (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die Summe von Minuten mit Reflexionen pro Jahr und auch pro Tag liegt unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher sind potenzielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Die Gebäude sind teilweise von Büschen und Bäumen umgeben, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Aber auch aufgrund der großen Entfernung zur Immissionsquelle von über 200 m sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar.

Aufgrund der Analyse kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie vorhanden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potenzielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Borgsdorf kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁶ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen auf Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

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 Analyse von 5 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt im Verlauf der L20 nur eine geringe, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen überwiegend außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potenzielle Reflexionen nicht relevant. Darüber besteht aufgrund der örtlichen Gegebenheiten überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet. Dies gilt für PKW und gleichermaßen auch für LKW mit erhöhter Sitzposition.

Auf der südlich verlaufenden Autobahn A10 und auch auf der westlich verlaufenden B96 / E251 besteht kein direkter Sichtkontakt zur PV-Anlage und daher ist eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar eine Blendwirkung ausgeschlossen.

Im Bereich der umliegenden Gebäude sind keine relevanten Reflexionen nachweisbar und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. „eine erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. In der weiteren Umgebung sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden.


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 24.04.2025


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁶ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

Mono S4 Halfcut | Trend White Project

570 W / 575 W / 580 W / 585 W

Die 132-Halbzellen-Klasse unseres Powermoduls. Durch das transparente Glas vorne und hinten mit einem weißen Print (white Mesh) zwischen den Zellen ist das Modul ein optisches Highlight und maximal effizient.

Doppelglas-Modul mit bifazialen monokristallinen N-Type/TOPCon Halbzellen.



Halbzellen-Modul

Zweigeteilte Zelle für mehr Effizienz, mehr Sicherheit und mehr Zuverlässigkeit



White Mesh

Transparentes Doppelglas-Solarmodul mit einem weißen Print zwischen den Zellen



Selbstreinigung

Hochtransparentes, selbstreinigendes Glas



Resistent gegen Umwelteinflüsse

Ammoniak- & Salznebelbeständigkeit



Deutsche Garantie

15 Jahre Garantie auf das Produkt und 25 Jahre die Modulleistung



Bifaziale Zelle

Transparente Zelle mit zusätzlicher Energiegewinnung an der Zellrückseite



N-Type-Technologie

TopCon-Solarmodul mit der N-Type-Technologie für Spitzenleistungen



Flächennutzungsgrad

226 W/m² bei 585 W. Top Vergleichbarkeit durch Watt-Leistung pro Quadratmeter



Multibusbar-Technologie

Höhere Leistung, eine höhere Zuverlässigkeit sowie höhere (elektrische) Belastbarkeit



Schwachlichtverhalten

Hervorragende Leistungen auch unter schwachen Lichtverhältnissen

Mono S4 Halfcut | Trend White Project

570 W / 575 W / 580 W / 585 W

Elektrische Daten unter STC (Standard Test Conditions: 1000 W/m², 25 °C, AM 1,5)

Nennleistung	P_{max}	570 W	575 W	580 W	585 W
Sortiergrenzen der Leistung		0/+5 W	0/+5 W	0/+5 W	0/+5 W
Spannung	U_{MPP}	40,00 V	40,21 V	40,42 V	40,63 V
Leerlaufspannung	U_{OC}	47,78 V	47,98 V	48,18 V	48,38 V
Strom	I_{MPP}	14,25 A	14,30 A	14,35 A	14,40 A
Kurzschlussstrom	I_{SC}	15,11 A	15,16 A	15,21 A	15,26 A
Wirkungsgrad		22,10 %	22,30 %	22,50 %	22,60 %

Temperaturdaten

Betriebstemperaturbereich		- 40° C bis + 85° C
Nennbetriebstemperatur der Zelle		43° C ± 2° C
Temperaturkoeffizient Leistung	$T_K (P_{MPP})$	- 0,300 %/°C
Temperaturkoeffizient Spannung	$T_K (U_{OC})$	- 0,280 %/°C
Temperaturkoeffizient Strom	$T_K (I_{SC})$	0,040 %/°C

Weitere Angaben

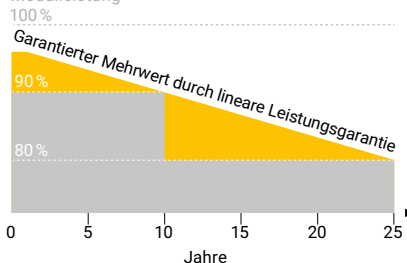
Anzahl Zellen	132 N-Type bifaziale monokristalline Halbzellen (6 x 22)
Modulgröße	2278 x 1134 x 30 mm
Modulrahmen	Eloxierte Aluminiumlegierung
Max. Systemspannung	1500 V
Rückstrombelastbarkeit	30 A
Glasabdeckung	vorne/hinten: 2,0 mm/2,0 mm
Modulgewicht	ca. 31,1 kg
Modulanschluss & Kabel	MC4 oder ähnlich, 4,0 mm², Kabellänge: (+) ≥ 300 mm, (-) ≥ 300 mm/optional wählbar
Anschlussdose	Schutzklasse IP68
Schneelast	5400 Pa ± 550 kg/m²

15 Jahre Produktgarantie, 25 Jahre lineare Leistungsgarantie gemäß unseren zusätzlichen Garantiebedingungen für Solarstrommodule der Produktlinie „Mono S4 Halfcut Trend White Project“, die wir Ihnen gerne zuschicken. Es sind aufgrund der Toleranz der Antireflexbeschichtung farbliche Unterschiede bei den Solarmodulen möglich. Irrtum und technische Änderungen mit ggfs. entsprechenden Nachzertifizierungen vorbehalten. Abb. ähnlich.

Logistik

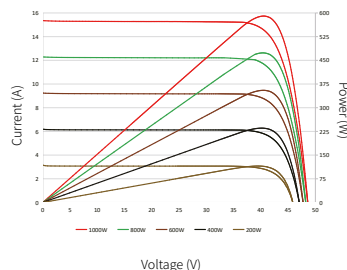
Maße Palette (L/B/H)	232/114/125 cm
Gewicht Palette	ca. 1150 kg
Module pro Palette	36
Module pro LKW	792
Module pro Container [40' HC]	720

Modulleistung



Lineare Leistungsgarantie

Handelsübliche Stufengarantie



Ihr Fachhändler:

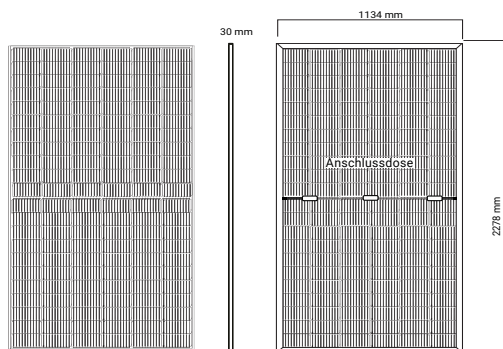
Solar Fabrik GmbH

Hermann-Niggemann-Str. 7-9
63846 Laufach
Germany

+49 (0)6093 20770-0
info@solar-fabrik.de
www.solar-fabrik.de

Stand: 30.07.2024
MD1000240730

Mono S4-DG XXX-132T3 (Halbzellen-Modul)



Hinweis:
Polarität beachten!
Angaben mit Toleranz ± 2 mm

(Rückseite)
Maße: mm

Irrtum und technische Änderungen mit ggfs. entsprechenden Nachzertifizierungen vorbehalten. Abb. ähnlich.

Borgsdorf

Borgsdorf

Created Apr 24, 2025
Updated Apr 24, 2025
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 147651.24872

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



Misc. Analysis Settings

DNI: varies (1,000.0 W/m^2 peak)
Ocular transmission coefficient: 0.5
Pupil diameter: 0.002 m
Eye focal length: 0.017 m
Sun subtended angle: 9.3 mrad

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

Summary of Results

Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV Feld 1	10.0	180.0	354	0	-
PV Feld 2	10.0	180.0	2,815	0	-
PV Feld 3	10.0	180.0	2,355	305	-
PV Feld 4	10.0	180.0	2,058	430	-


PV Array(s)

Total PV footprint area: 75,546 m^2

Name: PV Feld 1
Footprint area: 8,660 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orientation: 180.0 deg

Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad


Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	52.704079	13.236002	32.82	2.00	34.82
2	52.704206	13.236458	32.79	2.00	34.79
3	52.704157	13.237450	33.25	2.00	35.25
4	52.703108	13.237542	33.07	2.00	35.07
5	52.703056	13.237161	32.99	2.00	34.99
6	52.703439	13.237118	32.99	2.00	34.99
7	52.703498	13.236115	32.98	2.00	34.98



Name: PV Feld 2
Footprint area: 24,142 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orientation: 180.0 deg

Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad


Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	52.704197	13.237791	33.07	2.00	35.07
2	52.704516	13.240999	32.80	2.00	34.80
3	52.704197	13.240988	32.67	2.00	34.67
4	52.703469	13.240806	32.88	2.00	34.88
5	52.703157	13.237877	33.09	2.00	35.09



Name: PV Feld 3
Footprint area: 28,150 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orientation: 180.0 deg

Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad

Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	52.704568	13.237791	33.09	2.00	35.09
2	52.706648	13.240999	33.17	2.00	35.17
3	52.706622	13.241503	33.37	2.00	35.37
4	52.704834	13.241064	32.77	2.00	34.77
5	52.704379	13.237802	32.87	2.00	34.87



Name: PV Feld 4
Footprint area: 14.593 m^2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 10.0 deg
Orientation: 180.0 deg
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Vary reflectivity with sun position? Yes
Correlate slope error with surface type? Yes
Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	52.707088	13.241542	32.57	2.00	34.57
2	52.708317	13.243215	32.35	2.00	34.35
3	52.707082	13.244213	32.87	2.00	34.87
4	52.706867	13.242057	33.00	2.00	35.00

Discrete Observation Receptors

Number	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total Elevation
	deg	deg	m	m	m
OP 1	52.703266	13.242012	35.05	2.50	37.55
OP 2	52.703058	13.239275	33.46	2.50	35.96
OP 3	52.702608	13.235733	34.34	2.50	36.84
OP 4	52.705070	13.245395	36.23	2.50	38.73
OP 5	52.707185	13.246717	34.92	2.50	37.42

Obstruction Components

Name: Wald
Upper edge height: 10.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	52.704054	13.241341	33.57
2	52.703459	13.241239	34.79
3	52.703375	13.241869	34.82

Name: Wald
Upper edge height: 8.0 m



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation
	deg	deg	m
1	52.703397	13.241058	33.59
2	52.702799	13.236294	33.81

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	180.0	354	0	-	
PV Feld 2	10.0	180.0	2,815	0	-	
PV Feld 3	10.0	180.0	2,355	305	-	
PV Feld 4	10.0	180.0	2,058	430	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-feld-1 (green)	0	0	0	0	0	275	79	0	0	0	0	0
pv-feld-1 (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-2 (green)	0	0	0	318	884	257	702	654	0	0	0	0
pv-feld-2 (yellow)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pv-feld-3 (green)	0	0	0	188	578	600	611	358	20	0	0	0
pv-feld-3 (yellow)	0	0	0	131	21	0	0	152	1	0	0	0
pv-feld-4 (green)	0	0	0	124	526	545	560	285	18	0	0	0
pv-feld-4 (yellow)	0	0	0	188	27	0	0	205	10	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

PV Feld 1 low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	354	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

PV Feld 1: OP 1

No glare found

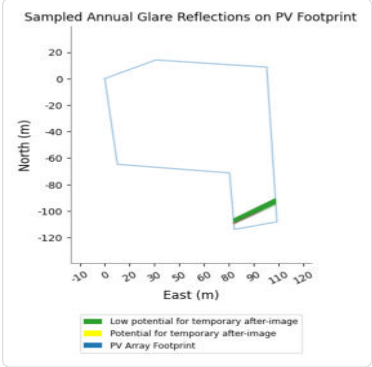
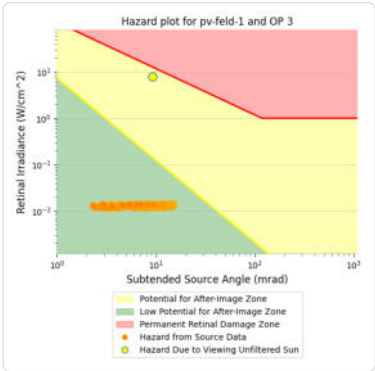
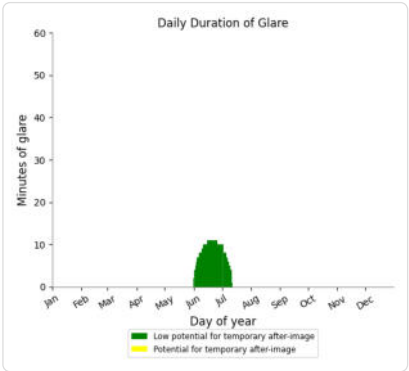
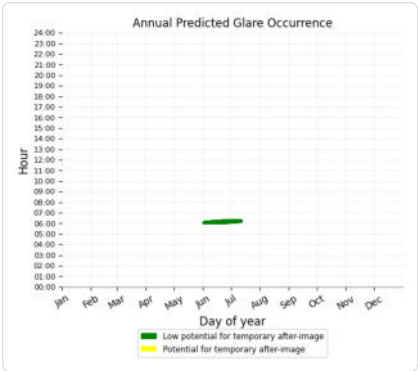
PV Feld 1: OP 2

No glare found

PV Feld 1: OP 3

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

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



PV Feld 1: OP 4

No glare found

PV Feld 1: OP 5

No glare found

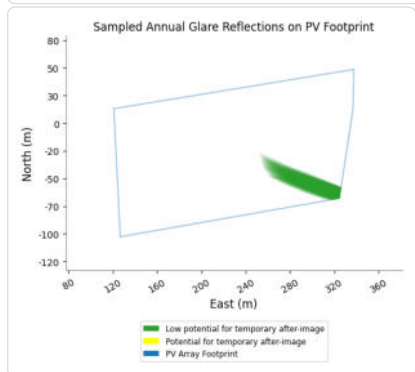
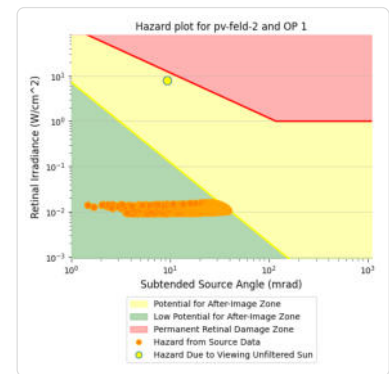
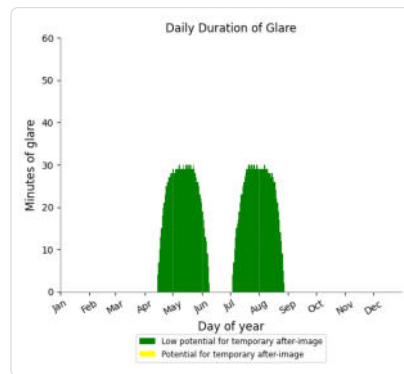
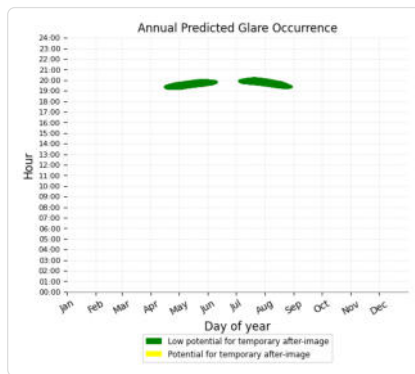
PV Feld 2 low potential for temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	2623	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	192	0
OP: OP 4	0	0
OP: OP 5	0	0

PV Feld 2: OP 1

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

- 2,623 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 0 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



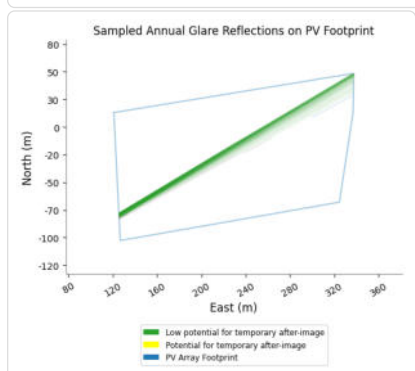
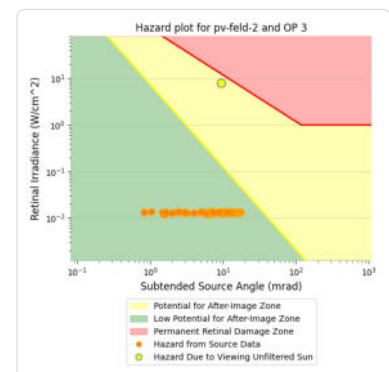
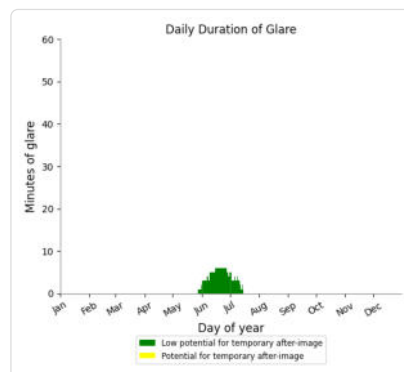
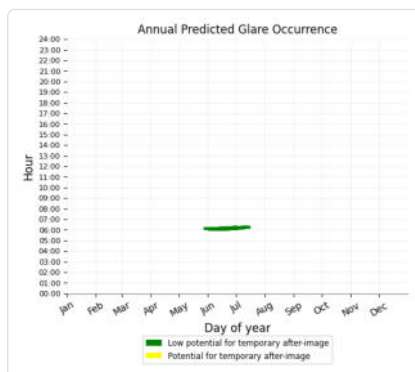
PV Feld 2: OP 2

No glare found

PV Feld 2: OP 3

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

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



PV Feld 2: OP 4

No glare found

PV Feld 2: OP 5

No glare found

PV Feld 3 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	0	0
OP: OP 2	0	0
OP: OP 3	0	0
OP: OP 4	2355	305
OP: OP 5	0	0

PV Feld 3: OP 1

No glare found

PV Feld 3: OP 2

No glare found

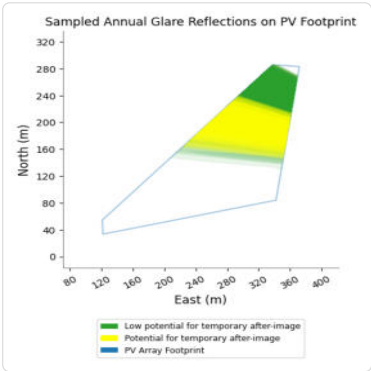
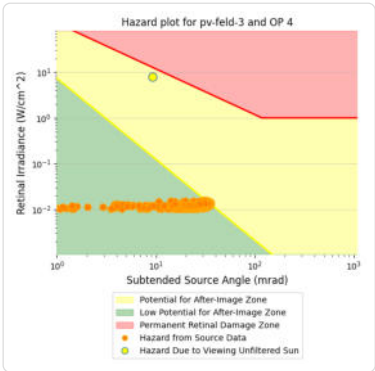
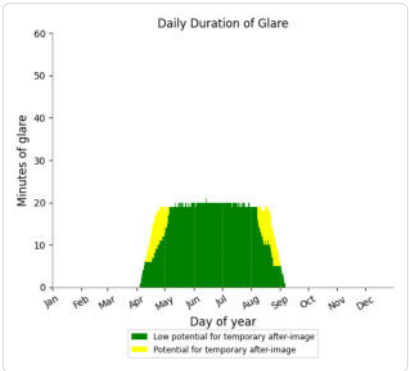
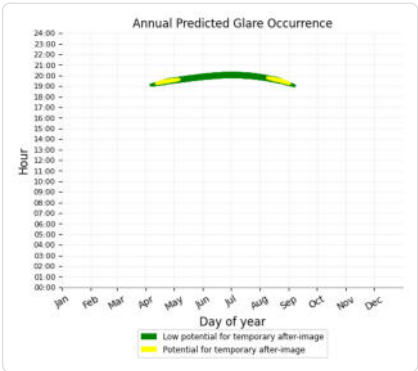
PV Feld 3: OP 3

No glare found

PV Feld 3: OP 4

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

- 2,355 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 305 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV Feld 3: OP 5

No glare found

PV Feld 4 potential temporary after-image

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	2058	430

PV Feld 4: OP 1

No glare found

PV Feld 4: OP 2

No glare found

PV Feld 4: OP 3

No glare found

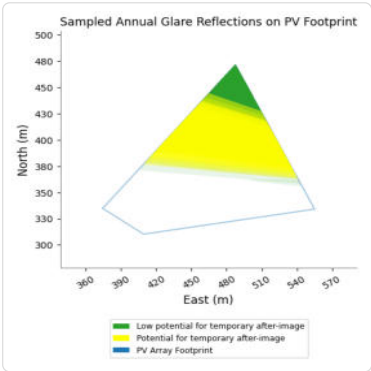
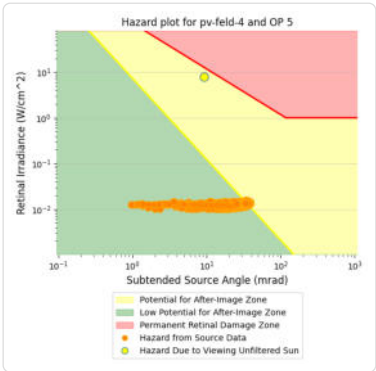
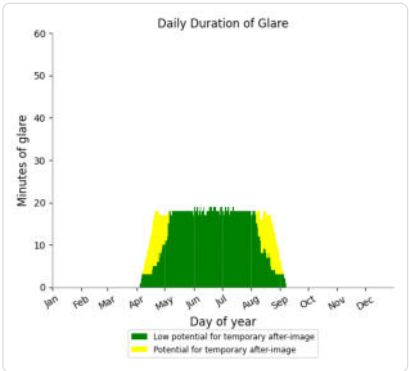
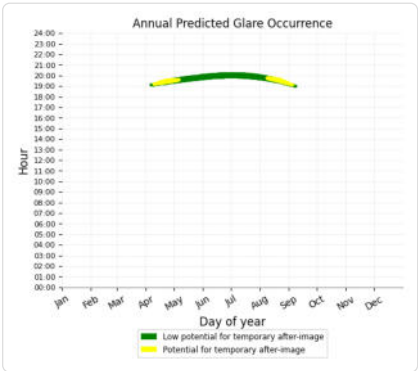
PV Feld 4: OP 4

No glare found

PV Feld 4: OP 5

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

- 2,058 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 430 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.