

SolPEG Blendgutachten

Solarpark „In der Hoest“ Oelde - Ennigerloh

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage
zwischen Oelde und Ennigerloh in Nordrhein-Westfalen**

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

☎ +49 40 79 69 59 36

📠 +49 40 79 69 59 38

@ info@solpeg.com

🌐 www.solpeg.com

Inhalt

| | | |
|-----|--|---------|
| 1 | Auftrag | 3 |
| 1.1 | Beauftragung | 3 |
| 1.2 | Hintergrund und Auftragsumfang | 3 |
| 2 | Systembeschreibung | 4 |
| 2.1 | Standort Übersicht | 4 |
| 2.2 | Umliegende Gebäude | 6 |
| 3 | Ermittlung der potentiellen Blendwirkung | 7 |
| 3.1 | Rechtliche Hinweise | 7 |
| 3.2 | Blendwirkung von PV Modulen | 7 |
| 3.3 | Berechnung der Blendwirkung | 9 |
| 3.4 | Technische Parameter der PV Anlage | 10 |
| 3.5 | Standorte für die Analyse | 11 |
| 3.6 | Hinweise zum Simulationsverfahren | 12 |
| 4 | Ergebnisse | 16 |
| 4.1 | Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke Südost | 17 |
| 4.2 | Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke Mitte | 19 |
| 4.3 | Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke Nordost | 21 |
| 4.4 | Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordwestlich | 23 |
| 5 | Zusammenfassung der Ergebnisse | 23 |
| 6 | Schlussbemerkung | 23 |
| 7 | Anhang | 24 - 39 |

SolPEG Blendgutachten

Analyse der potentiellen Blendwirkung der geplanten PV Anlage Oelde - Ennigerloh

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der geplanten PV Anlage „In der Hoest“ Oelde - Ennigerloh für die Bahnstrecke Hamm-Minden sowie für Anwohner der ggf. umliegenden Gebäude zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

Die Umsetzung der Energiewende und die Bestrebungen für mehr Klimaschutz resultieren in Erfordernissen und Maßnahmen, die als gesellschaftlicher Konsens und somit als öffentliche Belange gesetzlich festgeschrieben sind. Z.B. im „Gesetz zur Stärkung der klimagerechten Entwicklung in den Städten und Gemeinden“ (2011) und im „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG“ (seit 2017). Andererseits soll der Ausbau der erneuerbaren Energien auch die bestehenden Regelungen für den Immissionsschutz berücksichtigen. Dies gilt auch für Lichtimmissionen durch PV Anlagen.

Grundlage für die Berechnung und Beurteilung von Lichtimmissionen ist die sog. Lichtleitlinie¹, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Lichtleitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für die einspurige Bahnstrecke Hamm-Minden sowie ggf. für Anwohner der umliegenden Gebäude.

Die zur Anwendung kommenden Berechnungs- und Beurteilungsgrundsätze resultieren im Wesentlichen aus den Empfehlungen in Anhang 2 der Licht-Leitlinie in der aktuellen Fassung vom 08.10.2012. Die Berechnung der Blendwirkung erfolgt auf Basis von vorliegenden Planungsunterlagen der PV Anlage. Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung vor Ort wird momentan nicht als notwendig angesehen da die Anlagendokumentation ausreichend ist, um einen Eindruck zu vermitteln.

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Flächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 4,2 km südwestlich von Oelde und ca. 4 km südöstlich von Ennigerloh in Nordrhein-Westfalen. Südlich der Fläche verläuft auf einer Länge von ca. 610 m die zweispurige Bahnstrecke Hamm-Minden. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

| | |
|--|--|
| Allgemeine Beschreibung des Standortes | Landwirtschaftliche Flächen zwischen Oelde und Ennigerloh in Nordrhein-Westfalen. Die Flächen sind überwiegend eben. |
| Koordinaten (Mitte) | 51.819°N, 8.080°O, 102 m ü.N.N. |
| Grenzlänge entlang der Bahnstrecke | ca. 610 m |
| Abstand zur Bahnstrecke | ca. 15 m – 20 m |
| Entfernung zu angrenzenden Straßen | nicht relevant |
| Entfernung zu umliegenden Gebäuden | ca. 200 m |

Übersicht über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

Detailansicht der PV Anlage und Umgebung

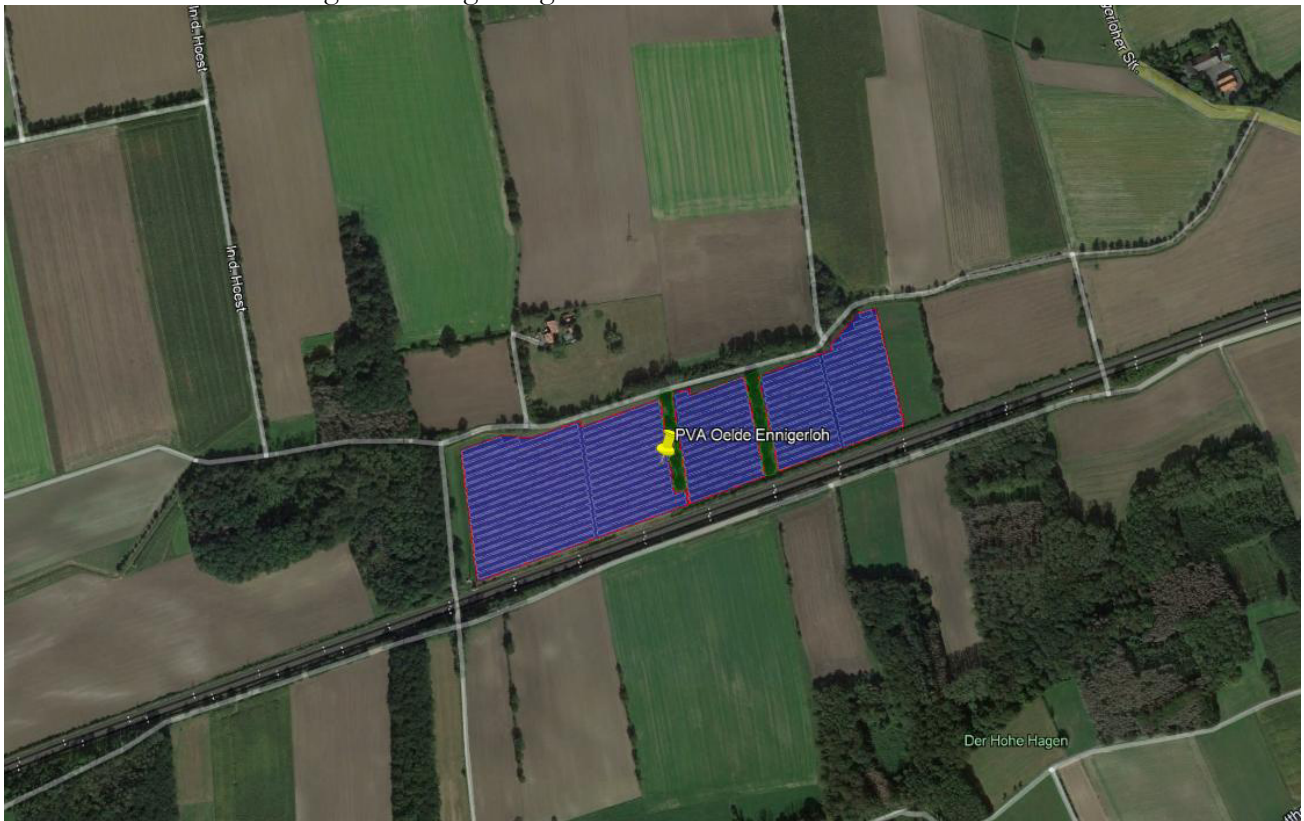


Bild 2.1.2: Detailansicht der PV Fläche (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Detailansicht der PV Anlage



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

2.2 Umliegende Gebäude

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

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

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

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

Die folgende Skizze zeigt die PV Fläche und Umgebung. Gemäß Reflexionsgesetz können die nordwestlich gelegenen Gebäude theoretisch von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Allerdings besteht in der Realität überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Die Standorte werden 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.

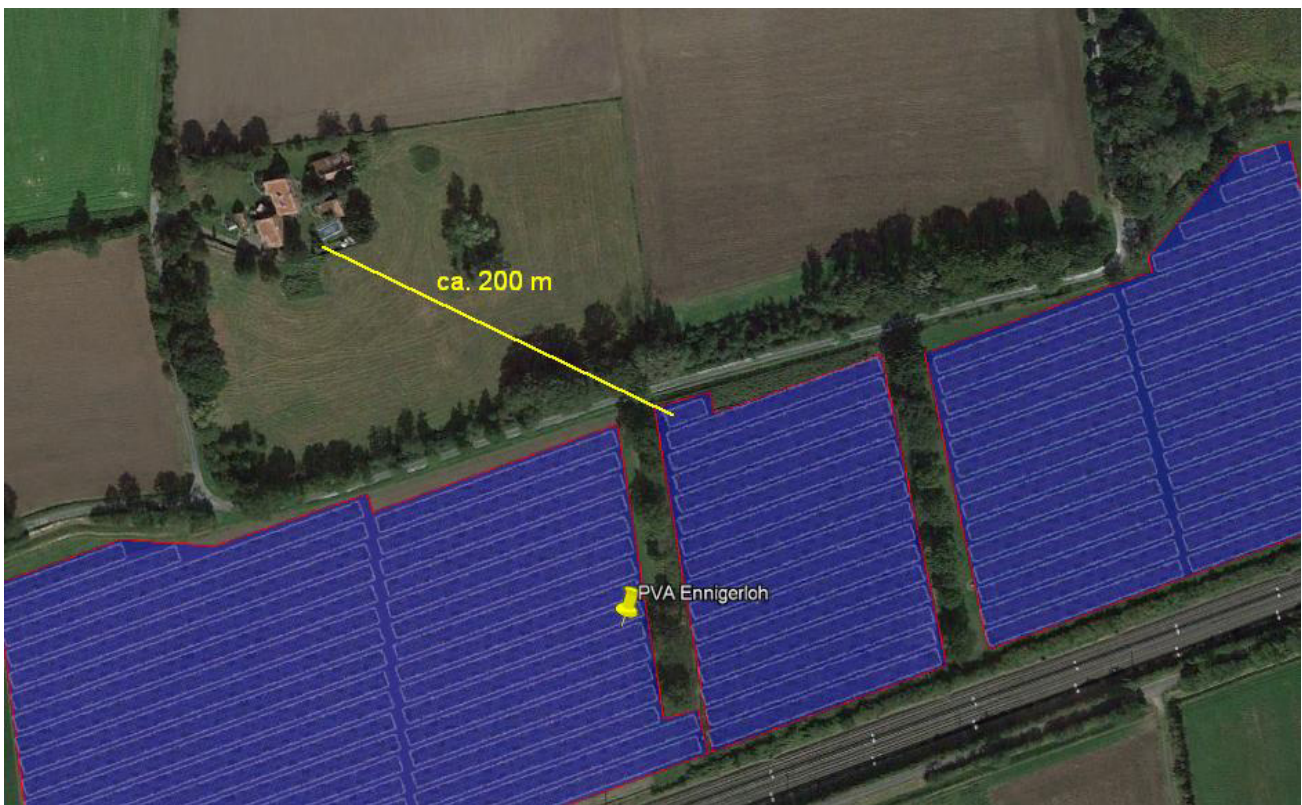


Bild 2.2.1: Keine Gebäude westlich und südöstlich der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes.

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 reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV Moduls:

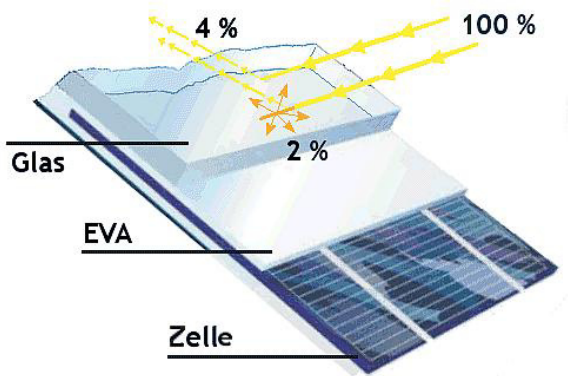


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Das mittlere Modul entspricht den aktuell marktüblichen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird das Sonnenlicht diffus mit einer stärkeren Streuung reflektiert und die Leuchtdichte ist entsprechend vermindert. Das Modul rechts im Bild zeigt aufgrund der speziellen Oberfläche praktisch keine direkte, sondern durch die starke Bündelaufweitung der Lichtstrahlen, ausschließlich diffuse Reflexion.



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

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

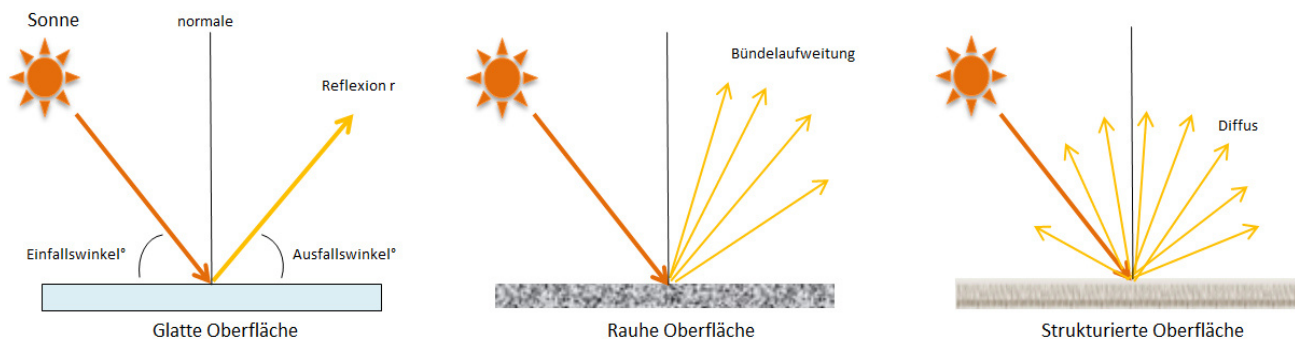


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers LONGi Solar mit Anti-Reflexions-Eigenschaften zum Einsatz kommen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt.

Es können aber auch Module eines anderen Herstellers mit ähnlichen Eigenschaften verwendet werden. Damit kommen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Reflexion und Blendwirkungen zur Anwendung.

Mechanical Parameters

| | |
|------------------|---|
| Cell Orientation | 120 (6×20) |
| Junction Box | IP68, three diodes |
| Output Cable | 4mm ² , 1200mm length can be customized |
| Glass | Single glass, 3.2mm coated tempered glass |
| Frame | Anodized aluminum alloy frame |
| Weight | 19.5kg |
| Dimension | 1755×1038×35mm |

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 FAA² 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:

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

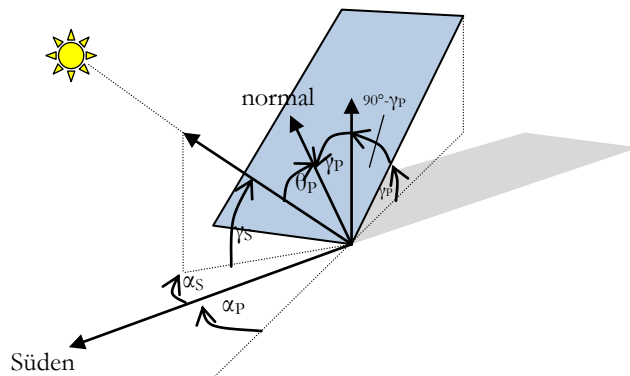


Bild 3.3.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche

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-Leitlinie³ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories⁴, New Mexico überprüft.

² US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths:
<https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

³ Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

⁴ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.4 Technische Parameter der PV Anlage

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

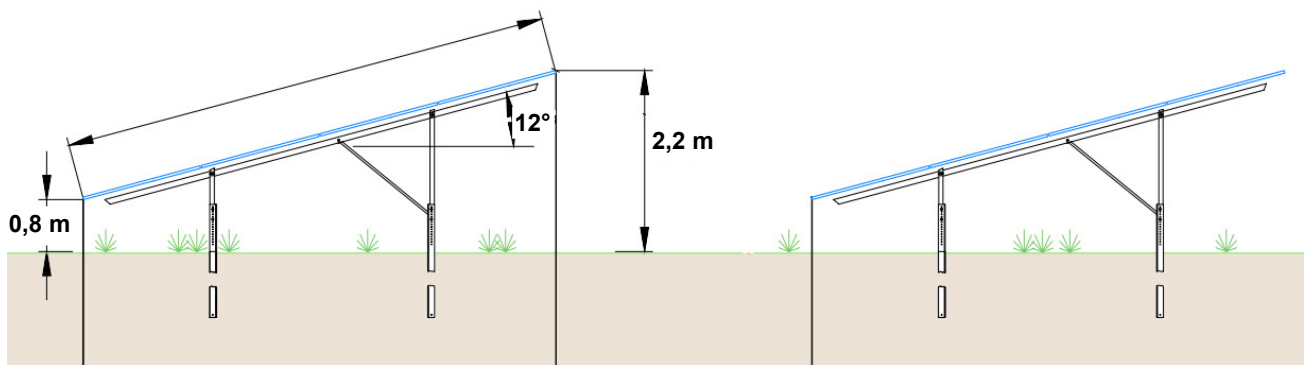


Bild 3.4.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung, Beispiel)

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

Tabelle 1: Berechnungsparameter

| | |
|---|--|
| PV Modul | LONGi Solar (oder vergleichbar) |
| Moduloberfläche | Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt) |
| Unterkonstruktion | Modultische, fest aufgeständert |
| Modulinstallation | 3 Module hochkant übereinander (3P) |
| Ausrichtung (Azimut) | 160° (180° = Süden) |
| Modulneigung | 12° |
| Höhe der sichtbaren Modulfläche | ca. min. 0,80 m, max. 2,20 m (Abweichungen möglich) |
| Anzahl Messpunkte gesamt | 4 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1) |
| Höhe Messpunkte Zugführer | 2,5 m über Boden inkl. Bahndamm, ansonsten 2 m |
| Azimut Blickrichtung Zugführer ⁵ | Fahrtrichtung +/- 20° |

⁵ Überwiegend wird angenommen, dass Reflexionen in einem Winkel von 20° und mehr 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 wird der für Reflexionen relevante Blickwinkel als Fahrtrichtung +/- 20° definiert.

3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung 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 gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Position der Messpunkte wird anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Licht-Leitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potentiellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nicht untersucht.

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Ennigerloh wurden insgesamt 3 Messpunkte im Verlauf der Bahnstrecke sowie 1 Messpunkt im Bereich von umliegenden Gebäuden festgelegt. Andere Standorte und Gebäude wurden nicht weiter untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV Anlage und die gewählten Messpunkte P1-P4:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte P1–P4 (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 fehlt⁶ 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."

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

⁶ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

Sonderfall Zugführer

Das Simulationsprogramm ermittelt alle Lichtstrahlen/Reflexionen die einen Immissionsort erreichen können (360°). Das Verfahren ist rechnerisch korrekt aber es kann die Realität von bestimmten Umgebungen nicht ausreichend abbilden.

Der Arbeitsplatz des Zugführers hat ein eingeschränktes Sichtfeld u.a. um während der Fahrt Störungen aus dem seitlichen Sichtbereich zu verhindern. Die folgenden Bilder zeigen den Frontbereich von gängigen Loks bzw. Triebwagentypen.



Bild 3.6.1: Fensterfront gängiger Loktypen (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt bearbeitet)

Konstruktionsbedingt verfügen auch aktuelle Lokomotiven bzw. Triebwagen nur über einen eingeschränkten Sichtbereich und daher können potentielle Reflexionen den Zugführer kaum erreichen. Die o.g. Aspekte unterstützen die gängige Einschätzung, dass der Sichtbereich für Zug- und Fahrzeugführer auf +/-20° zur Fahrtrichtung als relevant festgelegt ist. Die in der Simulation berechneten Ergebnisse beziehen sich auf einen Ort im freien Raum (360° Rundumblick) und sind daher nur mit Einschränkungen verwendbar. Die folgenden Bilder zeigen beispielhaft den Führerstand gängiger Loktypen und den Sichtbereich der Zugführer.

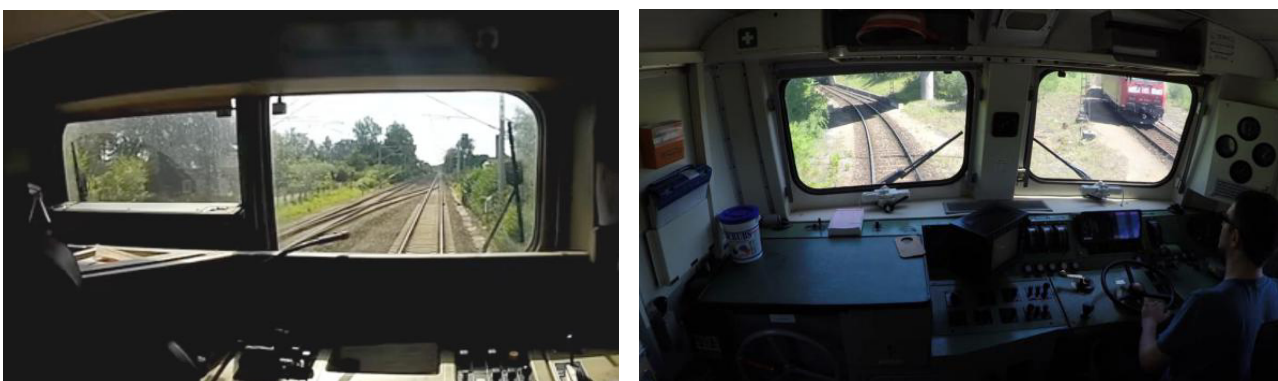


Bild 3.6.2: Blick aus dem Führerstand. Links Baureihe 143, rechts 155 (Quelle: Wikipedia, CC0 1.0 Lizenz, Ausschnitt)

Es ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich alle aktuellen bzw. auch älteren Baureihen der zum Einsatz kommenden Loktypen mit den jeweiligen Fenstergrößen, dem Sichtwinkel von Sitzplatz zu Fensteraußenkante sowie Sitzhöhe des Zugführers zu simulieren. Beispielsweise wird die momentan noch verwendete Baureihe 143 / 243 (RB) u.a. aufgrund der gestiegenen Sicherheitsanforderungen (Crash-Optimierung) bis 2021 gegen neuere Baureihen oder Triebwagen ersetzt. Aber auch hier ist die Fensterfront im Randbereich überwiegend nur unwesentlich verändert und daher sind die entsprechenden Aspekte der Simulation weiterhin anwendbar.

Sonstige Einflüsse

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

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

In der Lichtleitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY⁷) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2021 eine mittlere Wolkenbedeckung⁸ von ca. 88 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den Zeitraum 1982-2009 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.

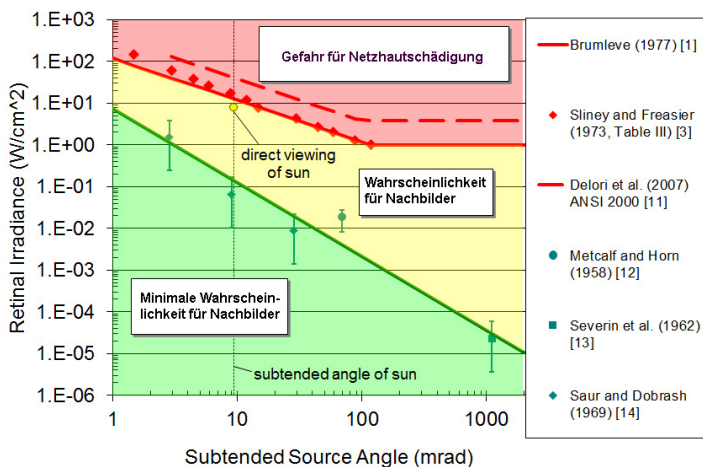


Bild 3.6.3: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

⁷ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

⁸ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Bild: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2021_17.png

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Ennigerloh wird für 3 exemplarisch gewählte Messpunkte durchgeführt. Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann.

Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

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

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse an den jeweiligen Messpunkten im Detail beschrieben.

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke Südost

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke nordöstlich der geplanten PV Anlage können rein rechnerisch bei der Fahrt Richtung Südwesten (Neubeckum) Reflexionen durch das PV Feld 3 auftreten. Diese können zwischen dem 28. März und dem 14. September abends zwischen 17:28 – 18:54 Uhr für 5 bis max. 31 Minuten pro Tag⁹ aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings mit $+18^\circ$ bis $+41^\circ$ rechts (westlich) zur Fahrtrichtung überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung für Zugführer durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

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

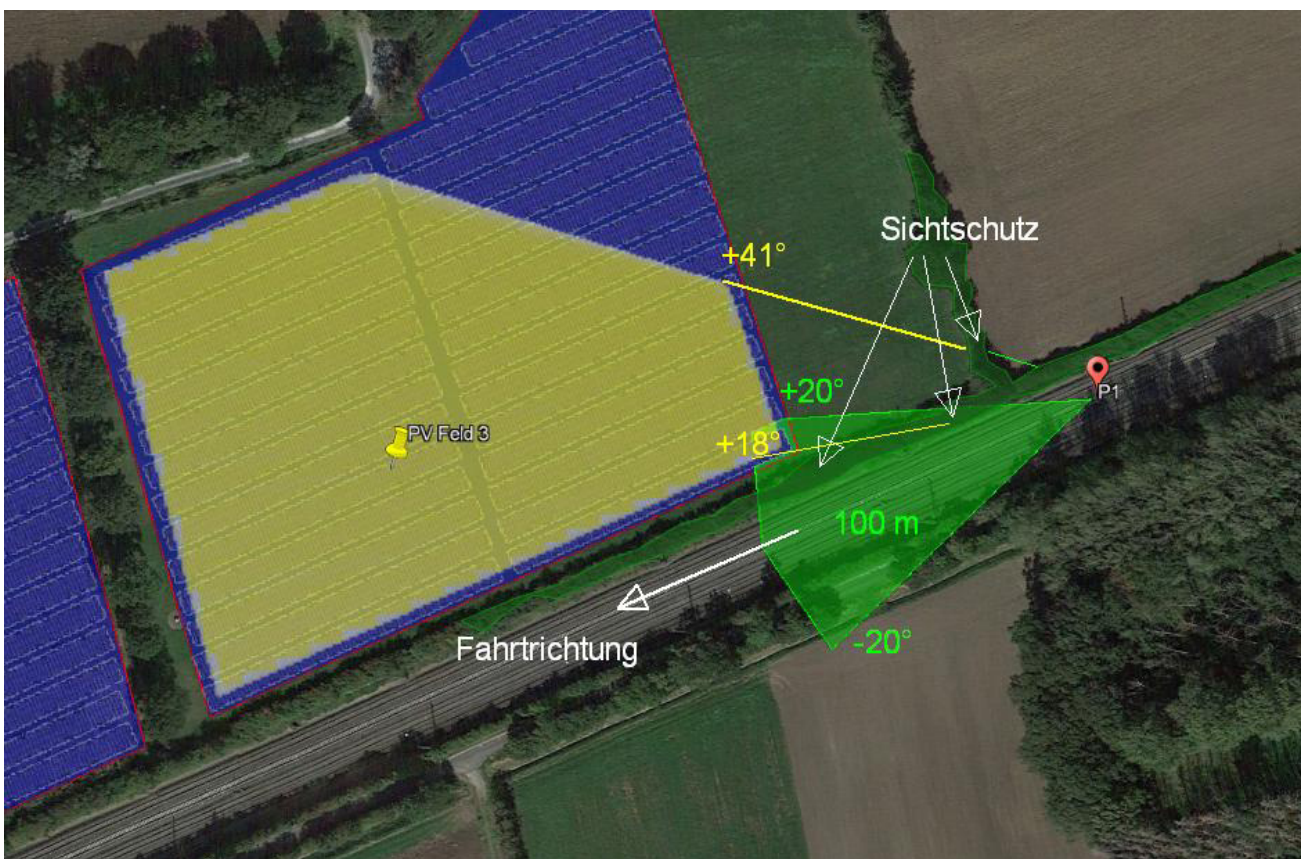


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich ist der für Zugführer relevante Sichtbereich (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100 m). Im gelb/weiß markierten Bereich können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten wäre der Bereich entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Entlang der Bahnstrecke ist ein ausgeprägter Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, der als Sichtschutz gewertet werden kann, da ein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle überwiegend verhindert wird. Aber selbst wenn der Bewuchs komplett gerodet werden sollte, wäre aufgrund des Einfallswinkels eine Beeinträchtigung durch Reflexionen durch die PV Anlage wenig wahrscheinlich. Die folgenden Fotos verdeutlichen diesen Aspekt.

⁹ Generell wird das Auftreten von Reflexionen an weniger als 5 Minuten pro Tag nicht berücksichtigt (Messunsicherheit)

Die folgenden Fotos zeigen die Situation am Messpunkt P1 bei der Fahrt Richtung Südwesten aus Sicht des Zugführers. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Die Fotos verdeutlichen, dass die Flächen der PV Anlage zwar im Randbereich evt. sichtbar sind aber Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen sind nicht wahrscheinlich, da diese nur außerhalb des relevante Sichtwinkels, außerhalb des Bildes auftreten würden.

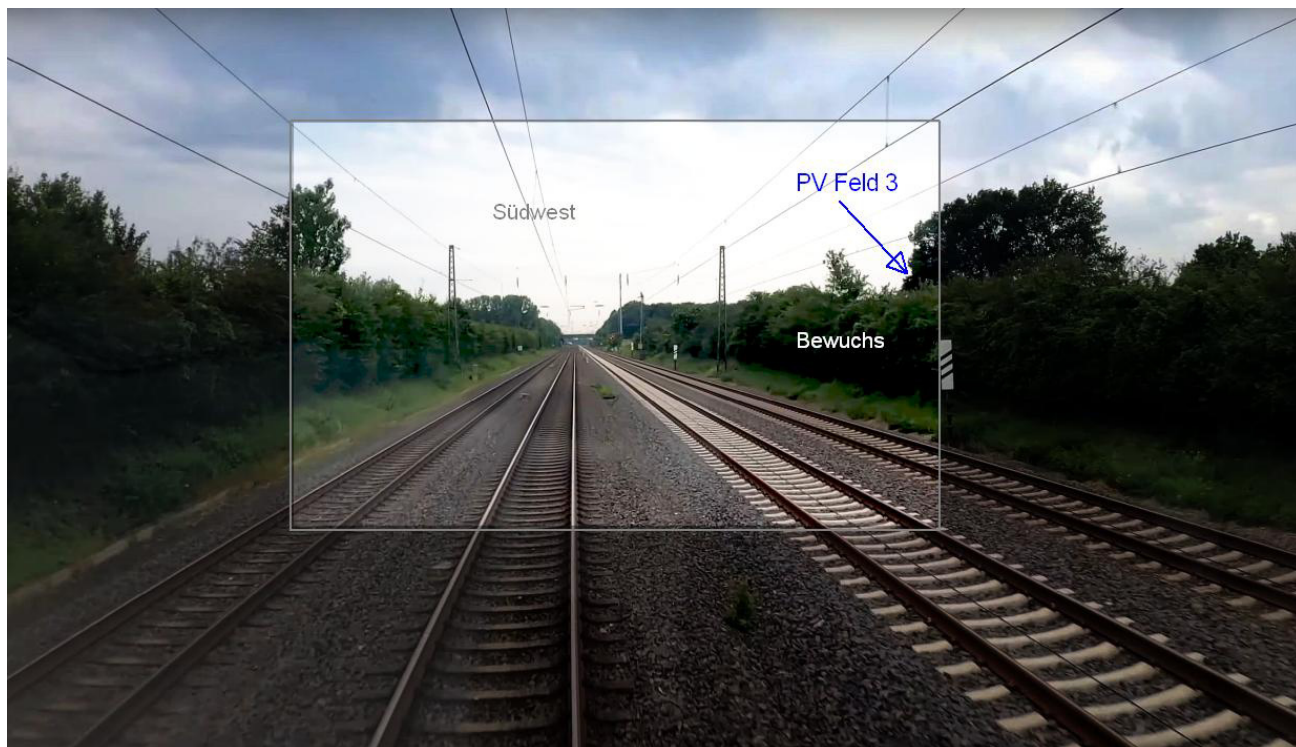


Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1 (Quelle: Youtube Video, Ausschnitt)

Foto auf einem anderen Gleis und daher mit leicht anderer Perspektive.



Bild 4.1.3: Foto am Messpunkt P1 (Quelle: Youtube Video, Ausschnitt)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke Mitte

Am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke südlich der geplanten PV Anlage können bei der Fahrt Richtung Südwesten theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 21. April und dem 22. August abends zwischen 18:17 – 19:07 Uhr für 5 bis max. 19 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

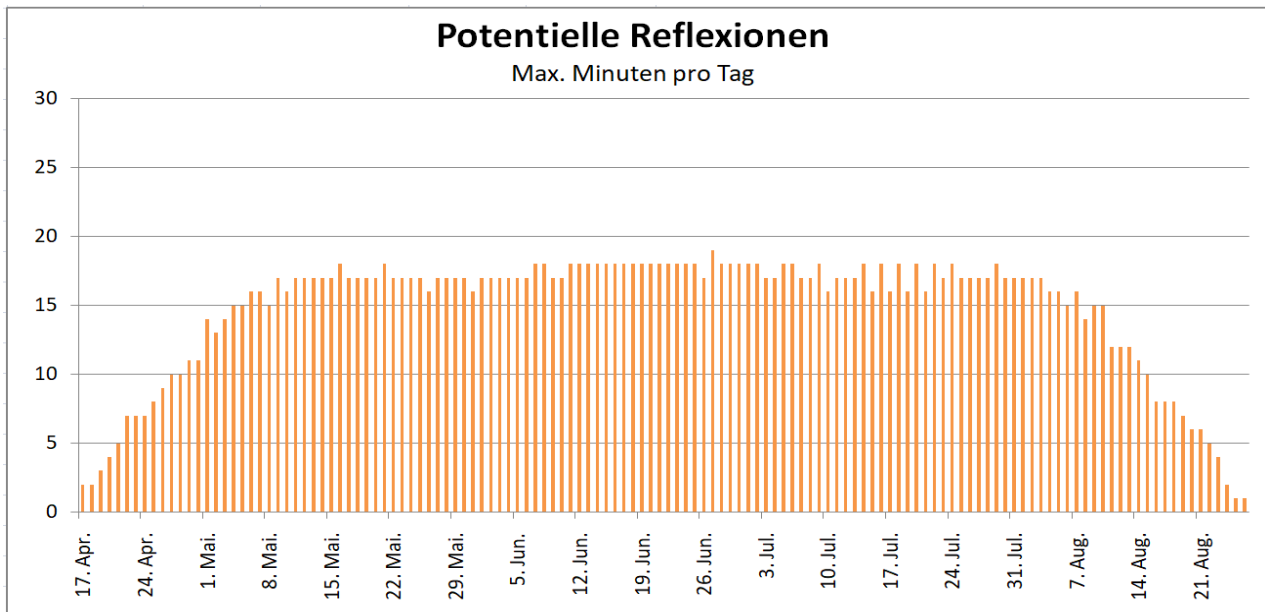


Bild 4.2.1: Anzahl der Minuten pro Tag mit Reflexionen (Quelle: Simulationsergebnisse / SolPEG)

Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen allerdings auch hier mit $+18^\circ$ bis $+42^\circ$ rechts (westlich) zur Fahrtrichtung überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels. Die folgende Skizze zeigt die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

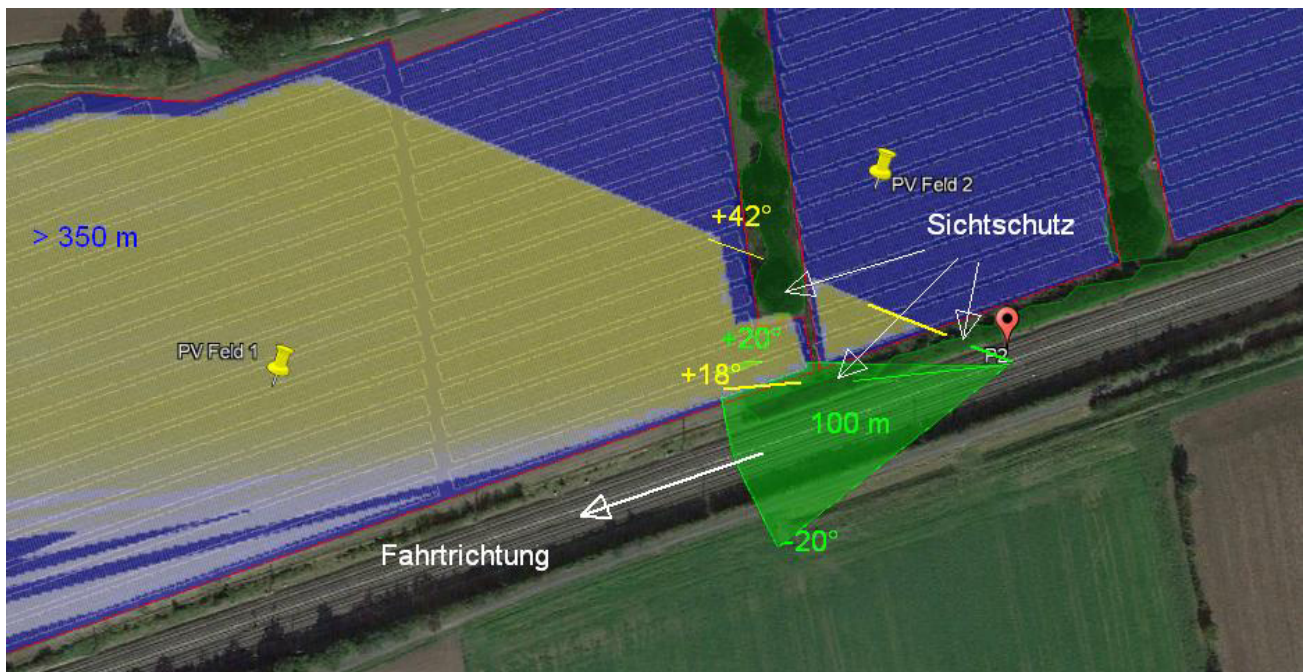


Bild 4.2.2: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Die folgende Skizze (Pseudo 3D) zeigt beispielhaft die Simulation des Sonnenstandes am Messpunkt P2 am 09. Juni abends um 19:00 Uhr. Rechts im Bild, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, ist der Bereich markiert, in dem potentielle Reflexionen auftreten könnten.

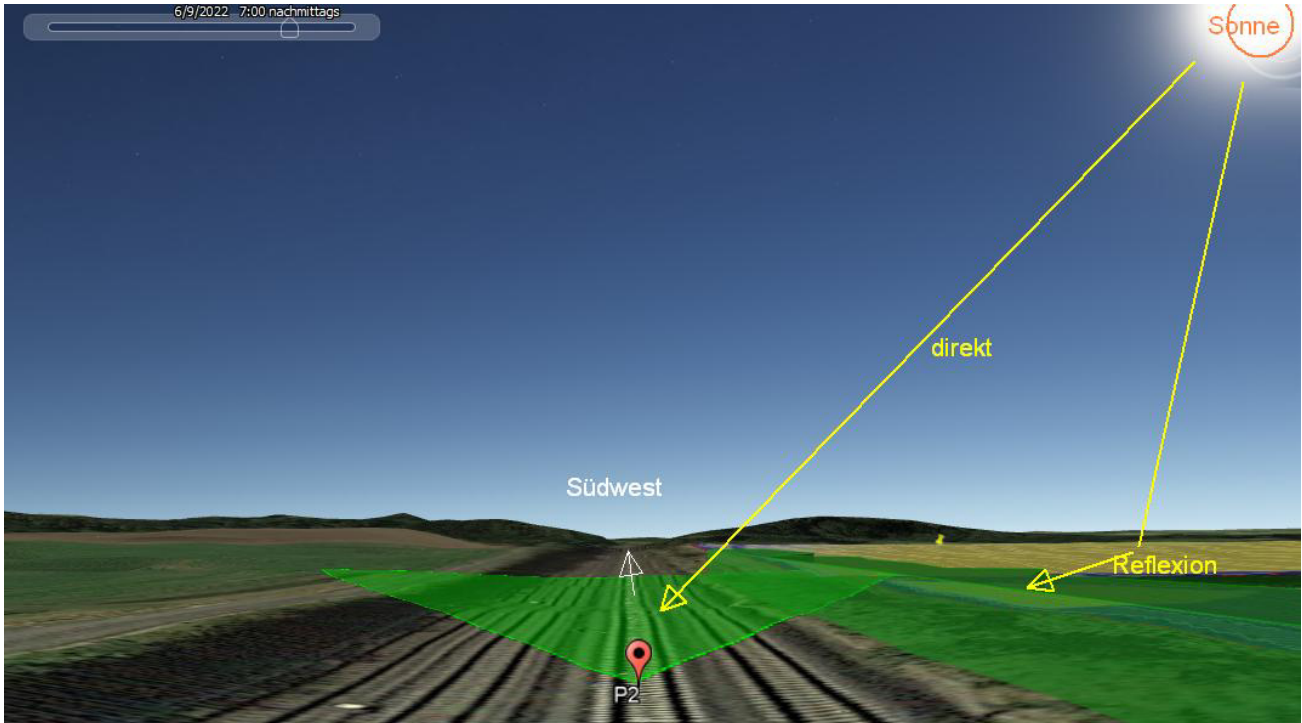


Bild 4.2.3: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Zum Vergleich zeigt das folgende Foto die Situation am Messpunkt P2 in der Realität, Blick Richtung Südwesten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die Flächen der PV Anlage zwar im Randbereich evt. sichtbar sein könnten aber eine Beeinträchtigung für Zugführer durch potentielle Reflexionen kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

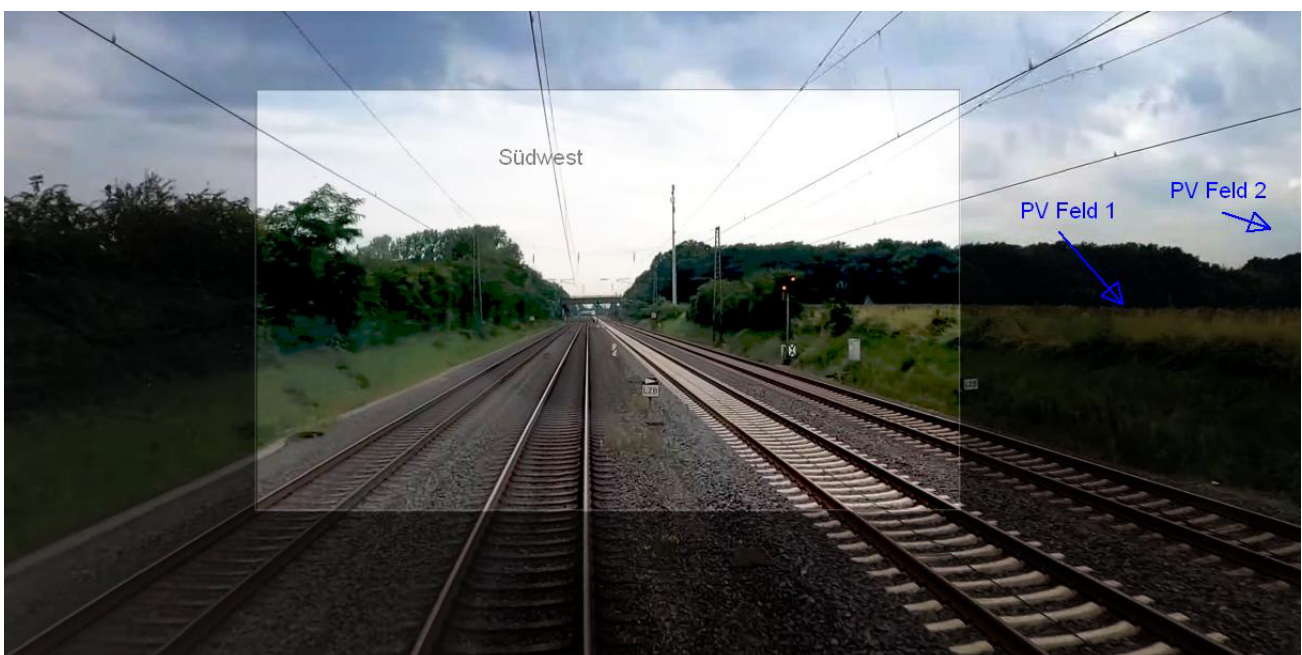


Bild 4.2.4: Foto am Messpunkt P2 (Quelle: Youtube Video, Ausschnitt)

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Bahnstrecke Nordost

Der Verlauf der Bahnstrecke ist im Bereich von Messpunkt P3 unverändert gegenüber den anderen Messpunkten (250° SW) und dementsprechend ist mit ähnlichen Simulationsergebnissen zu rechnen. Auch im Bereich von Messpunkt P3 auf der Bahnstrecke können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage (PV Feld 1) auftreten. Diese können zwischen dem 21. April und dem 21. August abends zwischen 18:17 – 19:18 Uhr für 5 bis max. 29 Minuten pro Tag aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen liegen auch hier mit $+18^\circ$ bis $+42^\circ$ rechts (westlich) zur Fahrtrichtung überwiegend außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels.

Zur Veranschaulichung ist in der folgenden Skizze das Auftreten von potentiellen Reflexionen am Messpunkt P3 grafisch dargestellt.

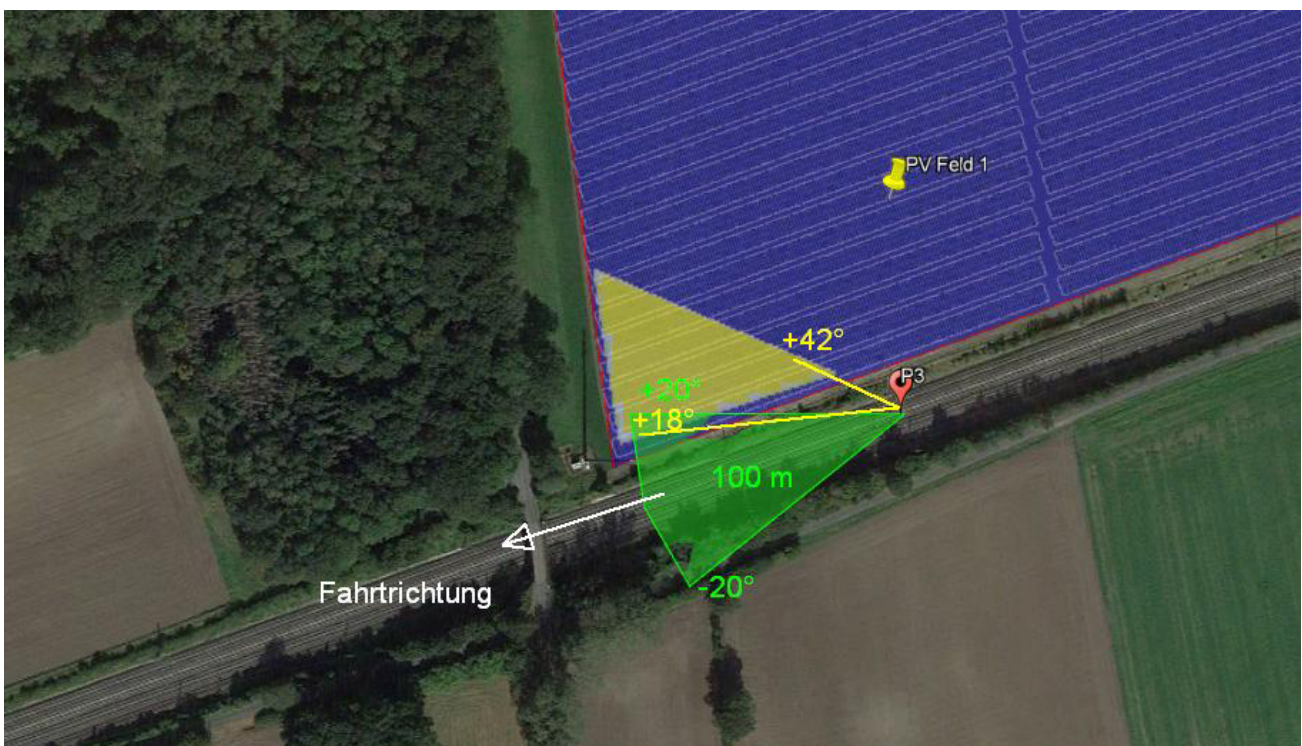


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung $\pm 20^\circ$, ca. 100m). Im gelb/weiß markierten Bereich westlich der Fahrbahn können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 1 auftreten. Nach Bereinigung der Rohdaten ist die Fläche entsprechend kleiner bzw. schmaler.

Eine Beeinträchtigung für Zugführer durch potentielle Reflexionen im Bereich von Messpunkt P3 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Bei der Fahrt Richtung Nordosten sind keine Reflexionen durch die PV Flächen nachweisbar. Das ist darin begründet, dass in den betreffenden Zeiten in den frühen Morgenstunden die Sonne überwiegend dicht über dem Horizont ($0,1^\circ - 10^\circ$) steht und überwiegend selbst Ursache für Blendwirkungen darstellt.

Das folgende Foto zeigen die Situation am Messpunkt P3 bei der Fahrt Richtung Südwesten aus Sicht des Zugführers. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Die Fotos verdeutlichen, dass die PV Anlage zwar im Randbereich oberhalb einer Böschung evt. sichtbar ist aber Beeinträchtigungen durch potentielle Reflexionen sind nicht wahrscheinlich, da diese nur außerhalb des relevanten Sichtwinkels, außerhalb des Bildes auftreten würden.

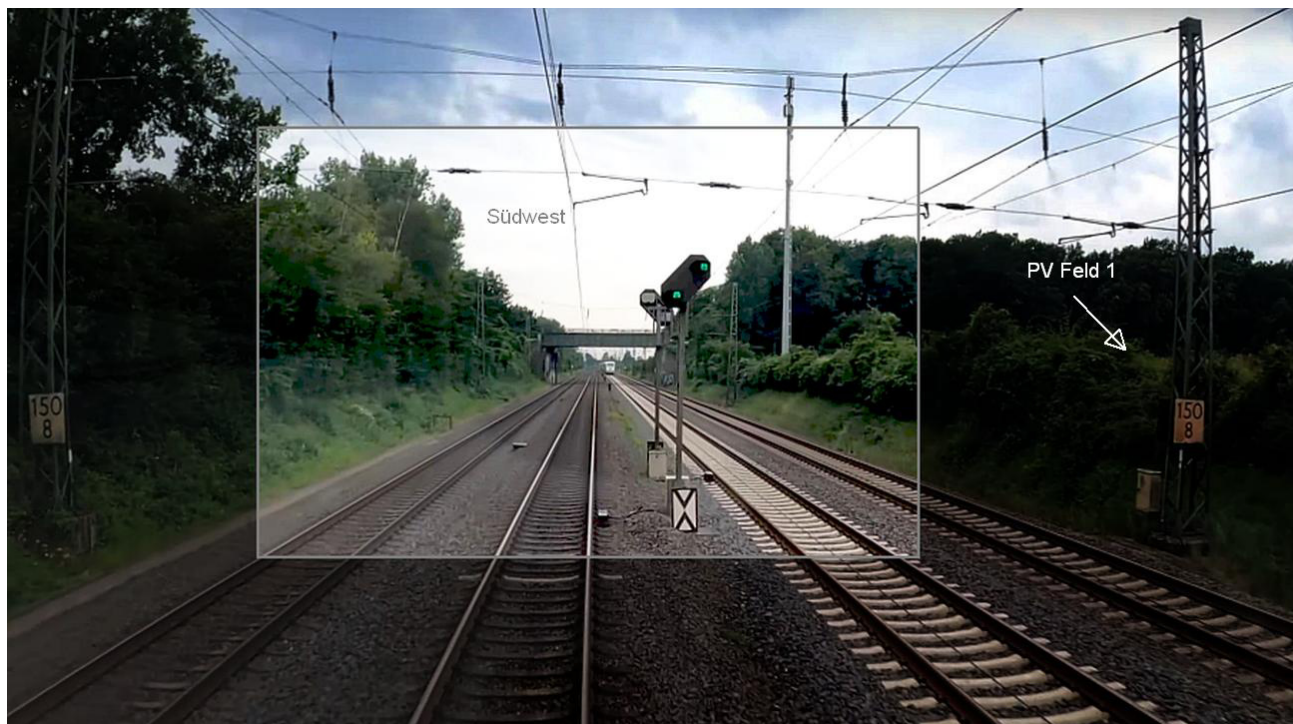


Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P3, Blick Richtung Südwesten (Quelle: Youtube Video, Ausschnitt)

Zum Vergleich zeigt das folgende Foto die Situation bei der Fahrt Richtung Nordosten.

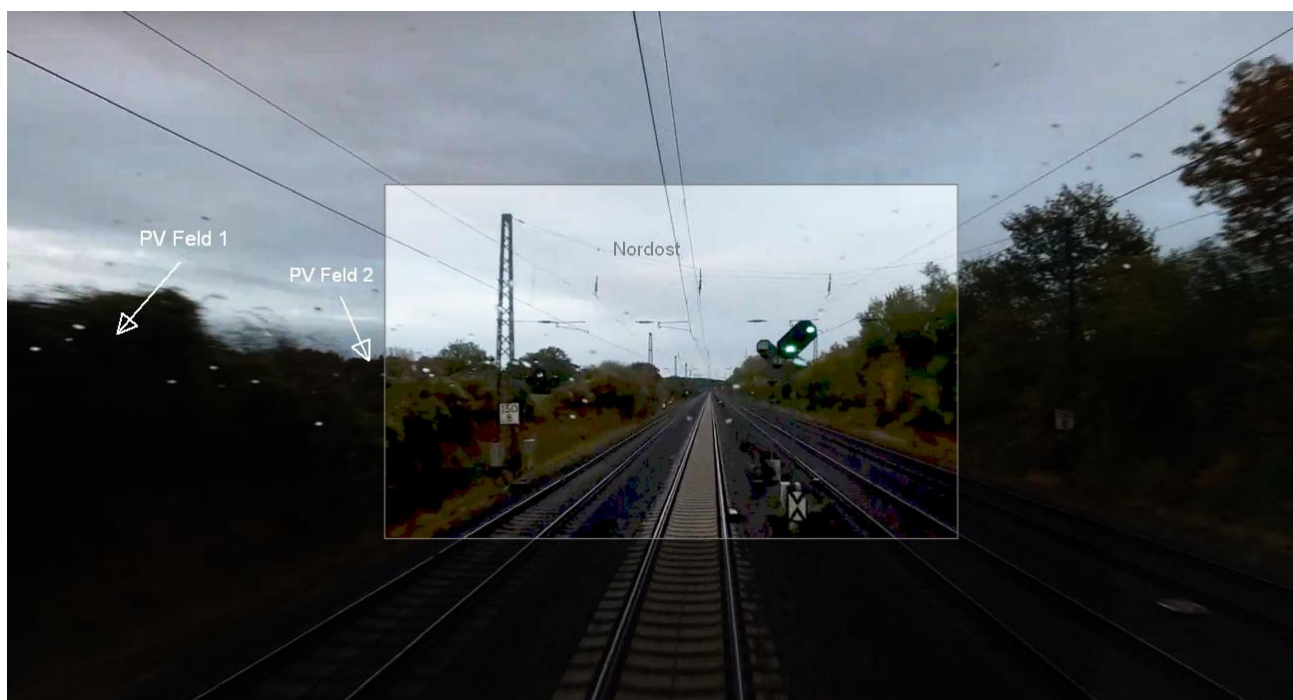


Bild 4.3.3: Foto am Messpunkt P3 (Quelle: Youtube Video, Ausschnitt)

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, Gebäude nordwestlich

Messpunkt P4 nordwestlich der PV Anlage wurde zu Kontrollzwecken untersucht da aufgrund der Lage in diesem Bereich aufgrund des Strahlenverlaufes gemäß Reflexionsgesetz kaum mit Reflexionen durch die PV Anlage zu rechnen ist. Erwartungsgemäß sind keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Eine Beeinträchtigung für Anwohner durch die PV Anlage im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Ennigerloh“ kann als „geringfügig“ klassifiziert¹⁰ werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage Ennigerloh mit dem Einsatz von PV Modulen mit Anti-Reflexionsschicht die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 4 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Zugführer auf der Bahnstrecke Hamm-Minden werden nicht durch potentielle Reflexionen durch die PV Anlage beeinträchtigt da die Einfallswinkel überwiegend deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels liegen. Die Sichtbarkeit von DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Die Wohngebäude im Nordwesten können lt. Strahlenverlauf gemäß Reflexionsgesetz nicht von Reflexionen erreicht werden. Beeinträchtigungen von Anwohnern bzw. schutzwürdigen Zonen im Sinne der LAI Lichtleitlinie sind nicht gegeben.

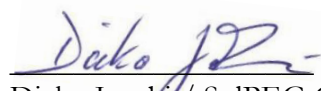
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Vor dem Hintergrund dieser Ergebnisse sind keine speziellen Sichtschutzmaßnahmen erforderlich bzw. angeraten und es bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

6 Schlussbemerkung

Die hier dargestellten Untersuchungen, Sachverhalte und Einschätzungen wurden nach bestem Wissen und Gewissen und anhand von vorgelegten Informationen, eigenen Untersuchungen und weiterführenden Recherchen angefertigt. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 04.08.2022


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

¹⁰ Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse

Components

| Component | Name | Count |
|-----------|---|----------------------|
| Inverters | SUN2000-185KTL-H1 (840C) (2021) (Huawei) | 58 (10.2 MW) |
| Strings | 10 AWG (Copper) | 952 (206,545.3 m) |
| Module | Longi Solar, LR5-72HBD-540M (540W) | 23,241 (12.6 MW) |

Wiring Zones

| Description | Combiner Poles | String Size | Stringing Strategy |
|-------------|----------------|-------------|--------------------|
| Wiring Zone | - | 13-27 | Along Racking |

Field Segments

| Description | Racking | Orientation | Tilt | Azimuth | Intrarow Spacing | Frame Size | Frames | Modules | Power |
|-------------|------------|---------------------|------|---------|------------------|------------|--------|---------|---------|
| trina | Fixed Tilt | Portrait (Vertical) | 12° | 160° | 2.5 m | 3x1 | 7,747 | 23,241 | 12.6 MW |

Detailed Layout



Hi-MO 5

LR5-72HIBD 530~550M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer
 - Smart Soldering
 - 9-busbar Half-cut Cell
- Globally validated bifacial energy yield
- High module quality ensures long-term reliability

12

12-year Warranty for Materials and Processing

30

30-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2015: ISO Quality Management System

ISO 14001:2015: ISO Environment Management System

ISO45001:2018: Occupational Health and Safety

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGI



21.3%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

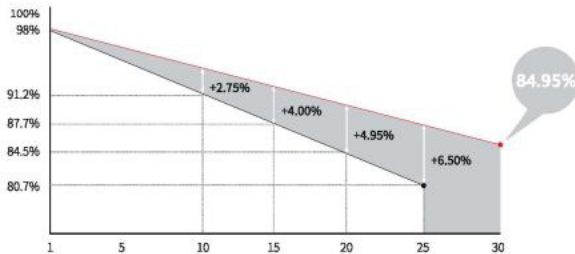
<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.45%
YEAR 2-30
POWER DEGRADATION

HALF-CELL
Lower operating temperature

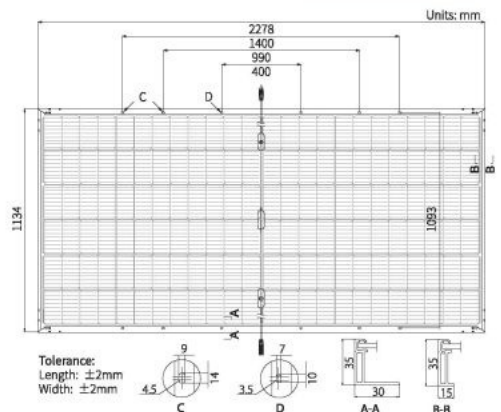
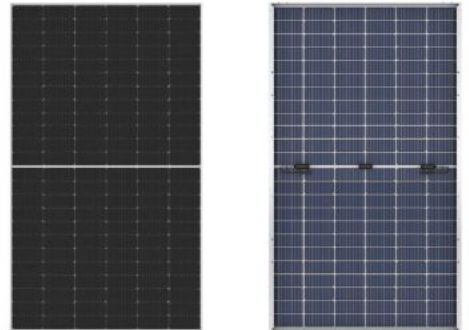
Additional Value

30-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

| | |
|------------------|---|
| Cell Orientation | 144 (6×24) |
| Junction Box | IP68, three diodes |
| Output Cable | 4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized |
| Glass | Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass |
| Frame | Anodized aluminum alloy frame |
| Weight | 32.6kg |
| Dimension | 2278×1134×35mm |
| Packaging | 31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC |



Electrical Characteristics

STC: AM1.5 1000W/m² 25°C

NOCT: AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s

Test uncertainty for P_{max}: ±3%

| Module Type | LR5-72HIBD-530M | | LR5-72HIBD-535M | | LR5-72HIBD-540M | | LR5-72HIBD-545M | | LR5-72HIBD-550M | |
|---|-----------------|-------|-----------------|-------|-----------------|-------|-----------------|-------|-----------------|-------|
| | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT |
| Maximum Power (P _{max} /W) | 530 | 396.2 | 535 | 399.9 | 540 | 403.6 | 545 | 407.4 | 550 | 411.1 |
| Open Circuit Voltage (V _{oc} /V) | 49.20 | 46.26 | 49.35 | 46.40 | 49.50 | 46.54 | 49.65 | 46.68 | 49.80 | 46.82 |
| Short Circuit Current (I _{sc} /A) | 13.71 | 11.07 | 13.78 | 11.12 | 13.85 | 11.17 | 13.92 | 11.23 | 13.99 | 11.29 |
| Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V) | 41.35 | 38.58 | 41.50 | 38.72 | 41.65 | 38.86 | 41.80 | 39.00 | 41.95 | 39.14 |
| Current at Maximum Power (I _{mp} /A) | 12.82 | 10.27 | 12.90 | 10.33 | 12.97 | 10.39 | 13.04 | 10.45 | 13.12 | 10.51 |
| Module Efficiency(%) | 20.5 | | 20.7 | | 20.9 | | 21.1 | | 21.3 | |

Operating Parameters

| | |
|---|---------------------------|
| Operational Temperature | -40°C ~ +85°C |
| Power Output Tolerance | 0 ~ 3% |
| V _{oc} and I _{sc} Tolerance | ±3% |
| Maximum System Voltage | DC1500V (IEC/UL) |
| Maximum Series Fuse Rating | 30A |
| Nominal Operating Cell Temperature | 45±2°C |
| Protection Class | Class II |
| Bifaciality | 65±5% |
| Fire Rating | UL type 29 IEC Class C |

Mechanical Loading

| | |
|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Front Side Maximum Static Loading | 5400Pa |
| Rear Side Maximum Static Loading | 2400Pa |
| Hailstone Test | 25mm Hailstone at the speed of 23m/s |

Temperature Ratings (STC)

| | |
|---|------------|
| Temperature Coefficient of I _{sc} | +0.050%/°C |
| Temperature Coefficient of V _{oc} | -0.265%/°C |
| Temperature Coefficient of P _{max} | -0.340%/°C |

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGi reserves the right of final interpretation. (20211124DraftV01)

FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Ennigerloh**

Site configuration: **Ennigerloh**

Created 22 Jul, 2022

Updated 22 Jul, 2022

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Site ID 72916.12842

Category 5 MW to 10 MW

DNI peaks at 1,000.0 W/m²

Ocular transmission coefficient 0.5

Pupil diameter 0.002 m

Eye focal length 0.017 m

Sun subtended angle 9.3 mrad

Methodology V2



Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

| PV Array | Tilt ° | Orient ° | Annual Green Glare | | Annual Yellow Glare | | Energy kWh |
|-----------|-----------|-------------|--------------------|-----|---------------------|-------|---------------|
| | | | min | hr | min | hr | |
| PV Feld 1 | 12.0 | 160.0 | 0 | 0.0 | 10,113 | 168.6 | - |
| PV Feld 2 | 12.0 | 160.0 | 12 | 0.2 | 4,728 | 78.8 | - |
| PV Feld 3 | 12.0 | 160.0 | 18 | 0.3 | 9,246 | 154.1 | - |

Total annual glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

| Receptor | Annual Green Glare | | Annual Yellow Glare | |
|----------|--------------------|-----|---------------------|-------|
| | min | hr | min | hr |
| OP 1 | 12 | 0.2 | 8,863 | 147.7 |
| OP 2 | 0 | 0.0 | 8,377 | 139.6 |
| OP 3 | 18 | 0.3 | 6,847 | 114.1 |
| OP 4 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |

Component Data

PV Arrays

Name: PV Feld 1
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 12.0°
Orientation: 160.0°
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



| Vertex | Latitude (°) | Longitude (°) | Ground elevation (m) | Height above ground (m) | Total elevation (m) |
|--------|--------------|---------------|----------------------|-------------------------|---------------------|
| 1 | 51.817446 | 8.076449 | 103.30 | 1.50 | 104.80 |
| 2 | 51.819071 | 8.076084 | 102.38 | 1.50 | 103.88 |
| 3 | 51.819210 | 8.076889 | 102.50 | 1.50 | 104.00 |
| 4 | 51.819191 | 8.077490 | 102.65 | 1.50 | 104.15 |
| 5 | 51.819701 | 8.079882 | 102.62 | 1.50 | 104.12 |
| 6 | 51.818468 | 8.080183 | 102.04 | 1.50 | 103.54 |
| 7 | 51.818507 | 8.080461 | 102.53 | 1.50 | 104.03 |
| 8 | 51.818322 | 8.080537 | 102.48 | 1.50 | 103.98 |

Name: PV Feld 2
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 12.0°
Orientation: 160.0°
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



| Vertex | Latitude (°) | Longitude (°) | Ground elevation (m) | Height above ground (m) | Total elevation (m) |
|--------|--------------|---------------|----------------------|-------------------------|---------------------|
| 1 | 51.819748 | 8.080247 | 102.10 | 1.50 | 103.60 |
| 2 | 51.819821 | 8.080515 | 102.01 | 1.50 | 103.51 |
| 3 | 51.819714 | 8.080569 | 101.98 | 1.50 | 103.48 |
| 4 | 51.819920 | 8.081674 | 102.18 | 1.50 | 103.68 |
| 5 | 51.818706 | 8.082017 | 103.33 | 1.50 | 104.83 |
| 6 | 51.818355 | 8.080622 | 102.55 | 1.50 | 104.05 |

Name: PV Feld 3
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 12.0°
Orientation: 160.0°
Rated power: -
Panel material: Smooth glass with AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



| Vertex | Latitude (°) | Longitude (°) | Ground elevation (m) | Height above ground (m) | Total elevation (m) |
|--------|--------------|---------------|----------------------|-------------------------|---------------------|
| 1 | 51.820000 | 8.081985 | 102.19 | 1.50 | 103.69 |
| 2 | 51.820252 | 8.083347 | 101.05 | 1.50 | 102.55 |
| 3 | 51.820729 | 8.083970 | 102.07 | 1.50 | 103.57 |
| 4 | 51.820789 | 8.084270 | 100.75 | 1.50 | 102.25 |
| 5 | 51.819317 | 8.084764 | 101.63 | 1.50 | 103.13 |
| 6 | 51.818786 | 8.082285 | 102.95 | 1.50 | 104.45 |

Discrete Observation Point Receptors

| Name | ID | Latitude (°) | Longitude (°) | Elevation (m) | Height (m) |
|------|----|--------------|---------------|---------------|------------|
| OP 1 | 1 | 51.819409 | 8.085997 | 101.28 | 2.00 |
| OP 2 | 2 | 51.818368 | 8.081459 | 102.18 | 2.00 |
| OP 3 | 3 | 51.817592 | 8.077908 | 101.85 | 2.00 |
| OP 4 | 4 | 51.820497 | 8.077886 | 106.32 | 2.00 |

Glare Analysis Results

Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

| PV Array | Tilt | Orient | Annual Green Glare | | Annual Yellow Glare | | Energy |
|-----------|------|--------|--------------------|-----|---------------------|-------|--------|
| | ° | ° | min | hr | min | hr | kWh |
| PV Feld 1 | 12.0 | 160.0 | 0 | 0.0 | 10,113 | 168.6 | - |
| PV Feld 2 | 12.0 | 160.0 | 12 | 0.2 | 4,728 | 78.8 | - |
| PV Feld 3 | 12.0 | 160.0 | 18 | 0.3 | 9,246 | 154.1 | - |

Total annual glare received by each receptor; may include duplicate times of glare from multiple reflective surfaces.

| Receptor | Annual Green Glare | | Annual Yellow Glare | |
|----------|--------------------|-----|---------------------|-------|
| | min | hr | min | hr |
| OP 1 | 12 | 0.2 | 8,863 | 147.7 |
| OP 2 | 0 | 0.0 | 8,377 | 139.6 |
| OP 3 | 18 | 0.3 | 6,847 | 114.1 |
| OP 4 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |

PV: PV Feld 1 potential temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

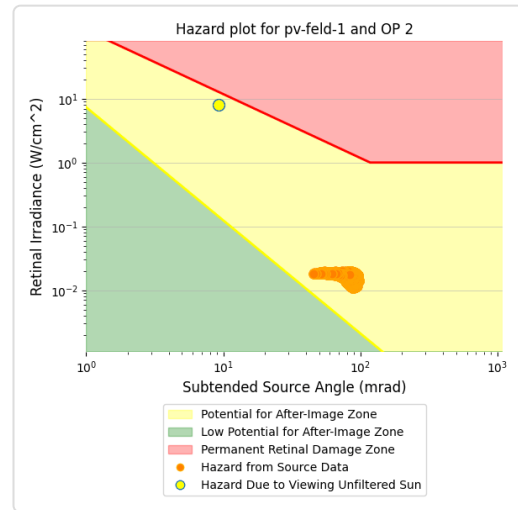
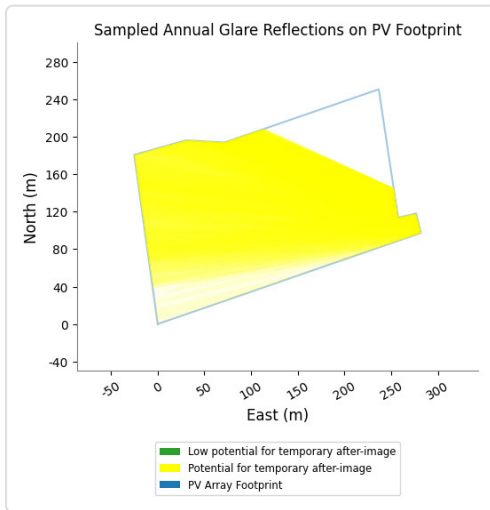
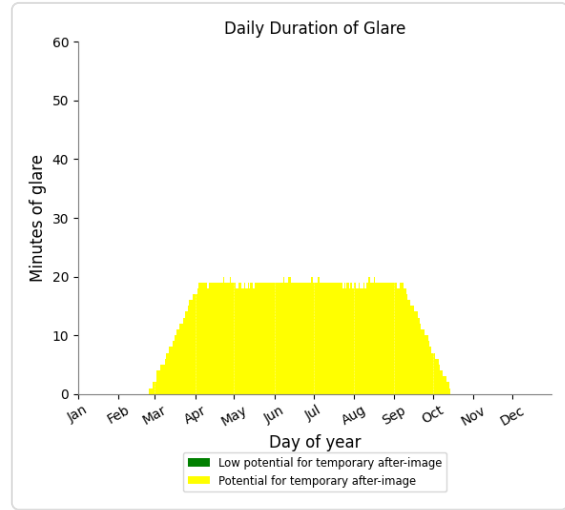
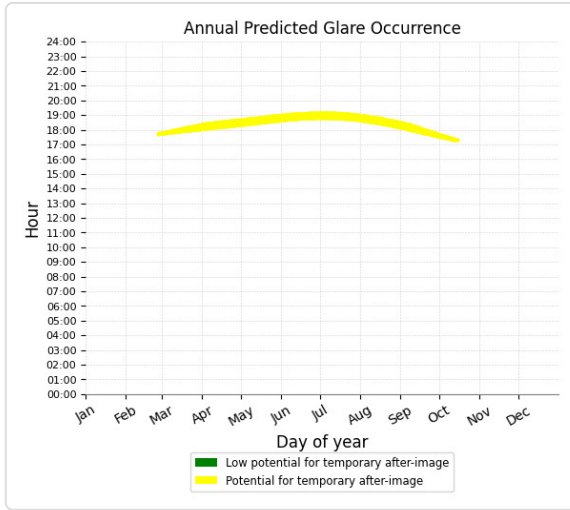
| Receptor | Annual Green Glare | | Annual Yellow Glare | |
|----------|--------------------|-----|---------------------|------|
| | min | hr | min | hr |
| OP 1 | 0 | 0.0 | 997 | 16.6 |
| OP 2 | 0 | 0.0 | 3,684 | 61.4 |
| OP 3 | 0 | 0.0 | 5,432 | 90.5 |
| OP 4 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |

PV Feld 1 and OP 2

Receptor type: Observation Point

3,684 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

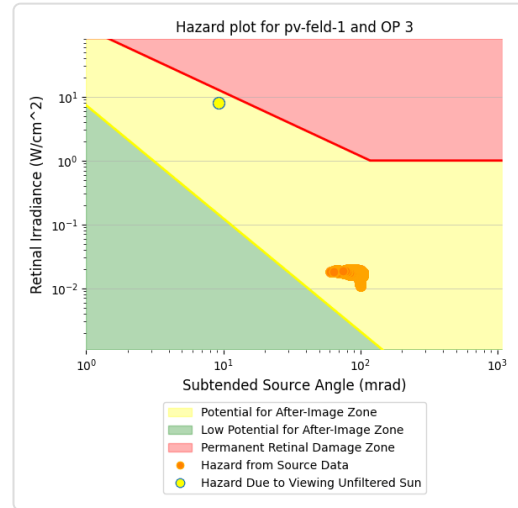
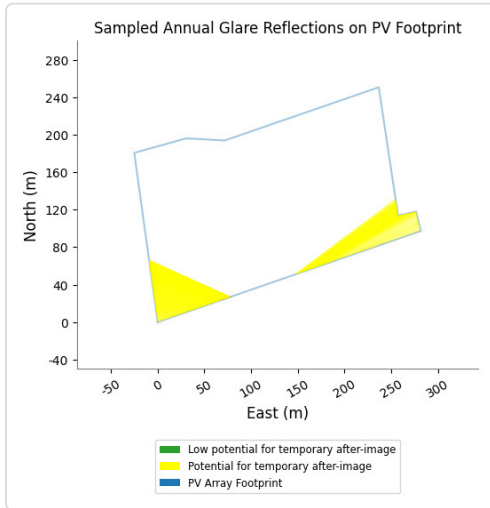
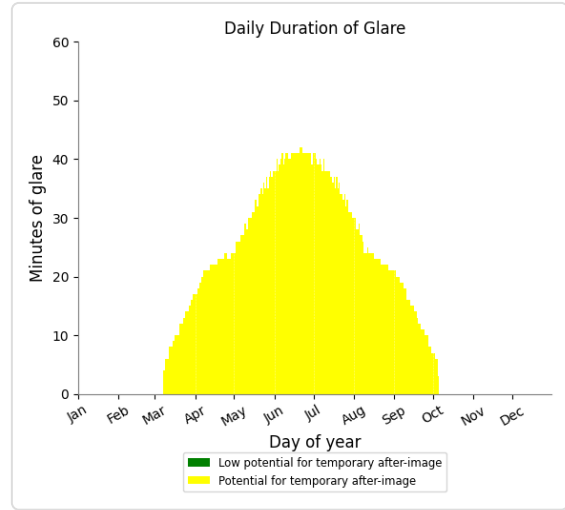
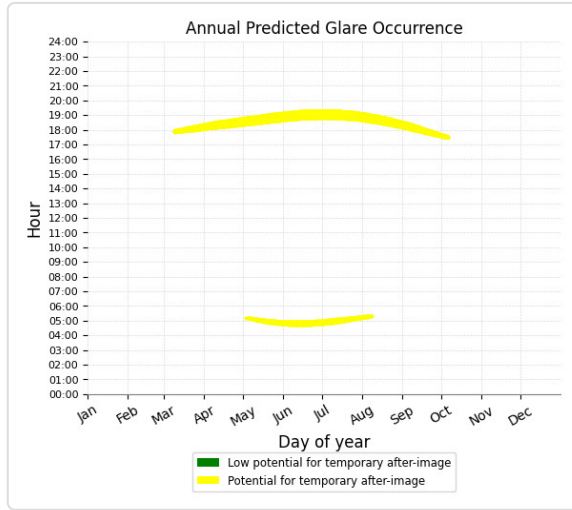


PV Feld 1 and OP 3

Receptor type: Observation Point

5,432 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare



PV Feld 1 and OP 4

Receptor type: Observation Point

No glare found

PV: PV Feld 2 potential temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

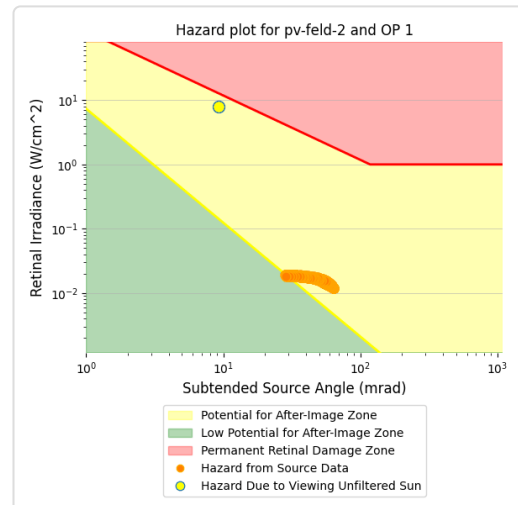
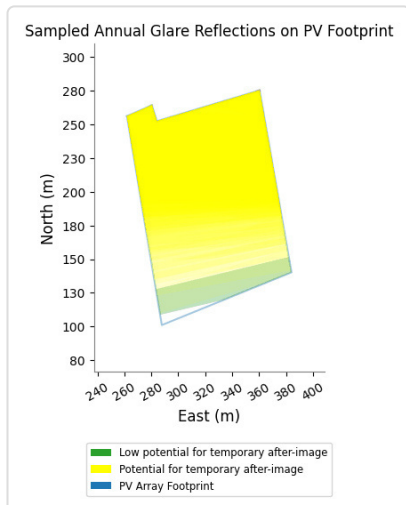
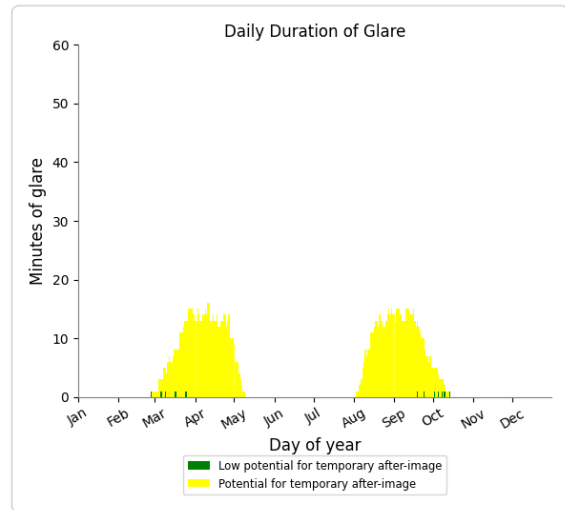
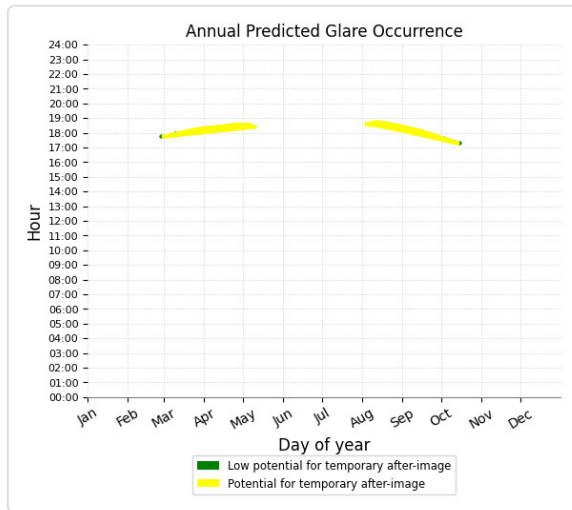
| Receptor | Annual Green Glare | | Annual Yellow Glare | |
|----------|--------------------|-----|---------------------|------|
| | min | hr | min | hr |
| OP 1 | 12 | 0.2 | 1,360 | 22.7 |
| OP 2 | 0 | 0.0 | 2,830 | 47.2 |
| OP 3 | 0 | 0.0 | 538 | 9.0 |
| OP 4 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |

PV Feld 2 and OP 1

Receptor type: Observation Point

1,360 minutes of yellow glare

12 minutes of green glare

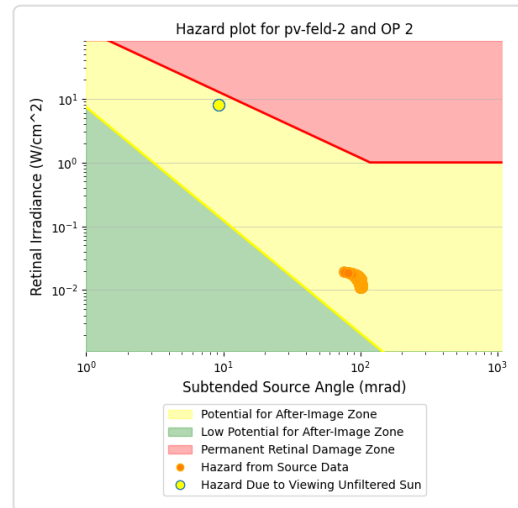
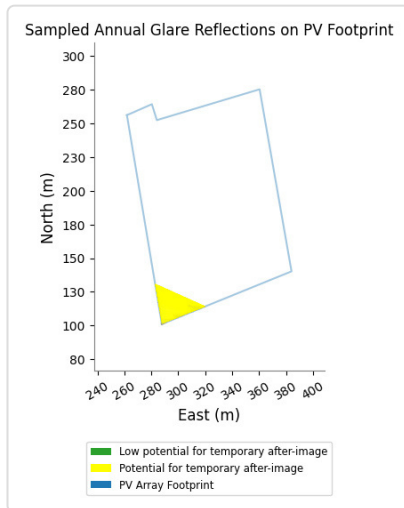
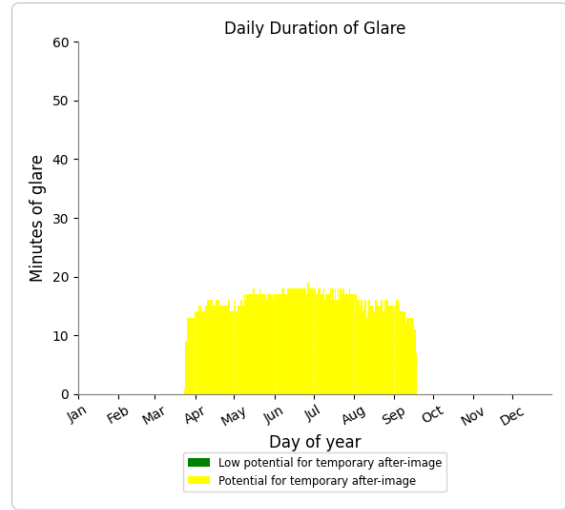
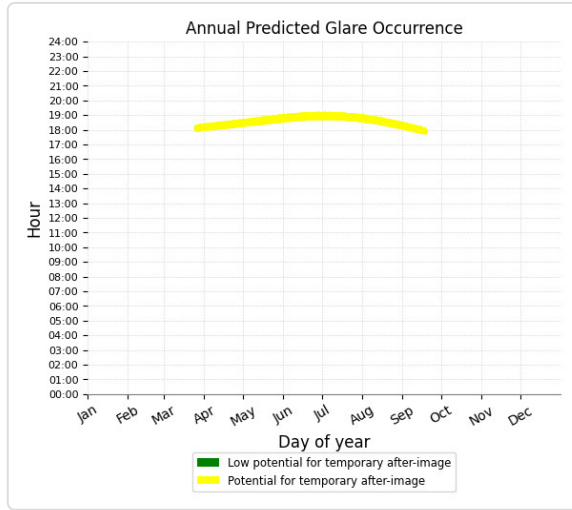


PV Feld 2 and OP 2

Receptor type: Observation Point

2,830 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

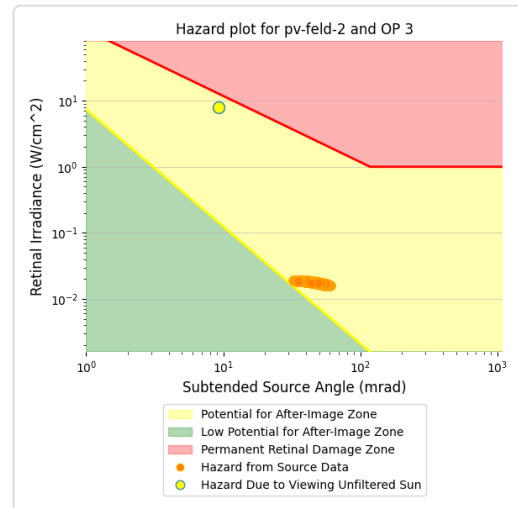
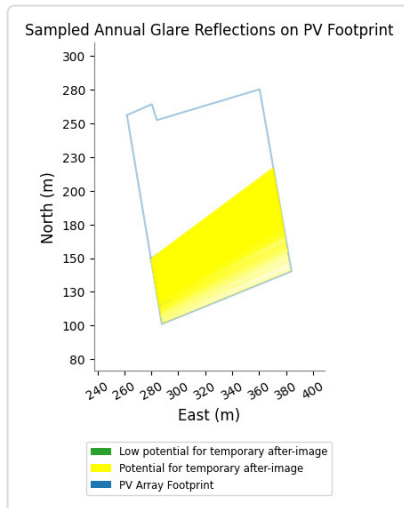
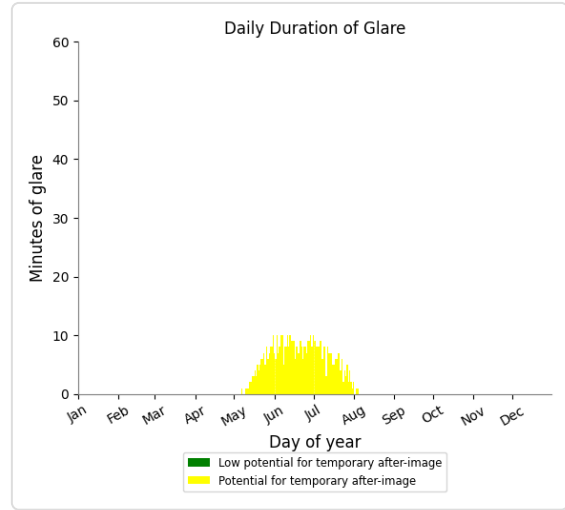
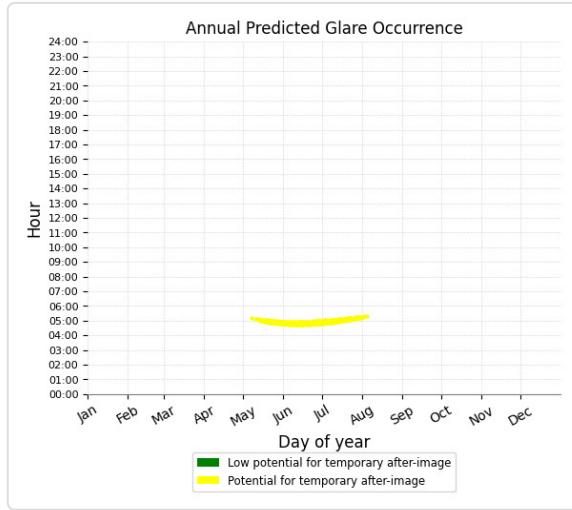


PV Feld 2 and OP 3

Receptor type: Observation Point

538 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare



PV Feld 2 and OP 4

Receptor type: Observation Point

No glare found

PV: PV Feld 3 potential temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

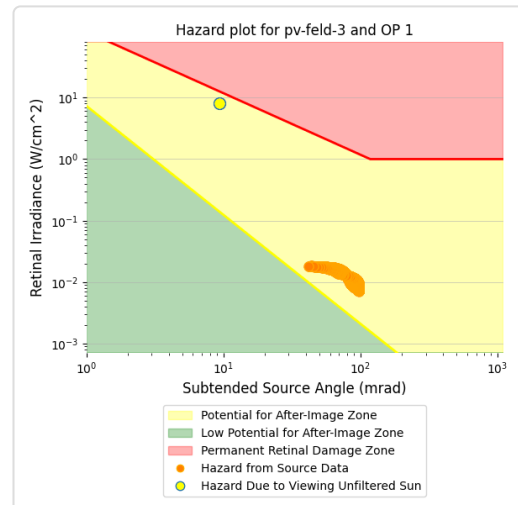
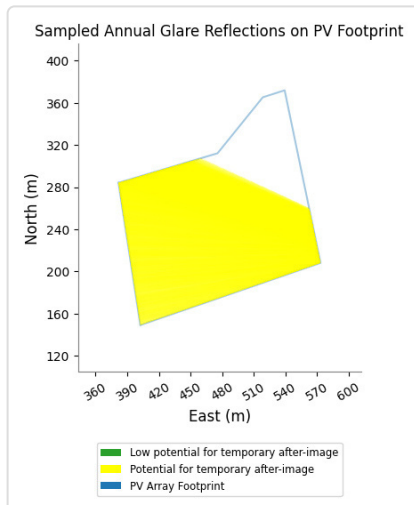
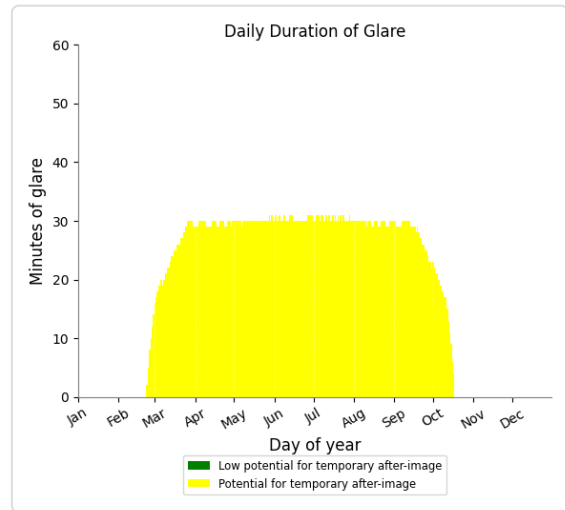
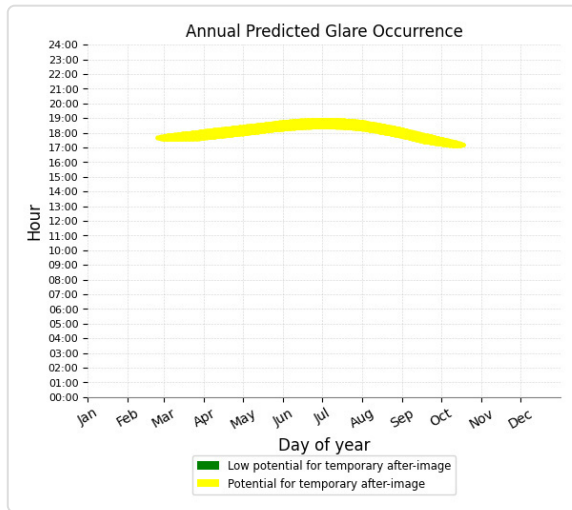
| Receptor | Annual Green Glare | | Annual Yellow Glare | |
|----------|--------------------|-----|---------------------|-------|
| | min | hr | min | hr |
| OP 1 | 0 | 0.0 | 6,506 | 108.4 |
| OP 2 | 0 | 0.0 | 1,863 | 31.1 |
| OP 3 | 18 | 0.3 | 877 | 14.6 |
| OP 4 | 0 | 0.0 | 0 | 0.0 |

PV Feld 3 and OP 1

Receptor type: Observation Point

6,506 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare



Assumptions

"Green" glare is glare with low potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

"Yellow" glare is glare with potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.

The algorithm does not rigorously represent the detailed geometry of a system; detailed features such as gaps between modules, variable height of the PV array, and support structures may impact actual glare results. However, we have validated our models against several systems, including a PV array causing glare to the air-traffic control tower at Manchester-Boston Regional Airport and several sites in Albuquerque, and the tool accurately predicted the occurrence and intensity of glare at different times and days of the year.

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. This primarily affects V1 analyses of path receptors.

Random number computations are utilized by various steps of the annual hazard analysis algorithm. Predicted minutes of glare can vary between runs as a result. This limitation primarily affects analyses of Observation Point receptors, including ATCTs. Note that the SGHAT/ ForgeSolar methodology has always relied on an analytical, qualitative approach to accurately determine the overall hazard (i.e. green vs. yellow) of expected glare on an annual basis.

The analysis does not consider obstacles (either man-made or natural) between the observation points and the prescribed solar installation that may obstruct observed glare, such as trees, hills, buildings, etc.

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.)

The variable direct normal irradiance (DNI) feature (if selected) scales the user-prescribed peak DNI using a typical clear-day irradiance profile. This profile has a lower DNI in the mornings and evenings and a maximum at solar noon. The scaling uses a clear-day irradiance profile based on a normalized time relative to sunrise, solar noon, and sunset, which are prescribed by a sun-position algorithm and the latitude and longitude obtained from Google maps. The actual DNI on any given day can be affected by cloud cover, atmospheric attenuation, and other environmental factors.

The ocular hazard predicted by the tool depends on a number of environmental, optical, and human factors, which can be uncertain. We provide input fields and typical ranges of values for these factors so that the user can vary these parameters to see if they have an impact on the results. The speed of SGHAT allows expedited sensitivity and parametric analyses.

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.

Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid based on aggregated research data. 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 at www.forgesolar.com/help/ for assumptions and limitations not listed here.

Default glare analysis parameters and observer eye characteristics (for reference only):

- Analysis time interval: 1 minute
- Ocular transmission coefficient: 0.5
- Pupil diameter: 0.002 meters
- Eye focal length: 0.017 meters
- Sun subtended angle: 9.3 milliradians

2016 © Sims Industries d/b/a ForgeSolar, All Rights Reserved.

SolPEG Blendgutachten „In der Hoest“ - Ergänzung

Aufgrund der von der DB vorgebrachten Einwände in Bezug auf die im SolPEG Blendgutachten dargestellten Ergebnisse sind die folgenden Hinweise und Erläuterungen zu beachten.

Die im SolPEG Blendgutachten rechnerisch ermittelten Ergebnisse stellen immer den sog. „worst case“ dar, der so in der Realität nicht auftreten kann bzw. nur mit nicht signifikanter Wahrscheinlichkeit. Bei der Simulation wird zuerst der Strahlengang zwischen 2 Punkten im leeren/hindernisfreien Raum berechnet und zwar immer mit der Voraussetzung, dass in den relevanten Zeiten keinerlei Wolken vorhanden sind. Dieses Vorgehen entspricht zwar der vielfach kritisierten LAI Lichtleitlinie aber es gibt generell keine rechtlich verbindlichen Vorgaben zur Untersuchung und Bewertung von Lichtimmissionen für Straßen und Schienenwege (bewegliche Immissionsorte). Daher wird oftmals eine - sachlich nicht begründete - pauschale Forderung erhoben, wonach „jegliche Blendwirkung ausgeschlossen werden muss“.

Einen 100%igen Ausschluss jeglicher Blendwirkung durch Reflexionen kann es in der Realität des Straßen- und Schienenverkehrs nicht geben. Insbesondere die Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen auf Objekten sind für Zug- und Fahrzeugführer bekannte und handhabbare Konstellationen.

PV Anlagen sind nicht pauschal eine (abstrakte) Gefahrenquelle und eine Blendwirkung als Resultat von Reflexionen ist - unabhängig von rechnerisch ermittelten Ergebnissen - immer ein subjektives Erleben. Nicht alle auftretenden Reflexionen führen zwangsläufig zu einer relevanten Blendwirkung.

Der Frontbereich von Triebwagen schränkt bauartbedingt den Sichtbereich von Zugführern ein und überwiegend sind keine Seitenfenster vorhanden, bzw. oftmals nur „hinter“ der Sitzposition des Zugführers. Der rechnerisch ermittelte Strahlengang kann demnach evt. den Frontbereich des Triebwagens erreichen aber nicht zwangsläufig im relevanten Umfang auch den Zugführer. Es ist technisch nicht möglich die Frontpartie aller Zug- und Triebwagentypen ausreichend präzise zu modellieren und daher sind die in der Simulation rechnerisch ermittelten Ergebnisse auch unter diesem Aspekt als „worst case“ anzusehen.

Im weiteren Verlauf der Analyse werden auch die örtlichen Gegebenheiten untersucht und im vorliegenden Fall ist entlang der Bahnstrecke und zwischen den PV Teilfeldern ein ausgeprägter Bewuchs aus Büschen und Bäumen (Knick) vorhanden. Anhand von älteren Satellitenbildern ist nachvollziehbar, dass es sich hier um alten Baumbestand handelt, aber rechtlich gesehen ist es kein dauerhafter Sichtschutz. Dennoch können solche örtlichen Gegebenheiten (Sichtschutz) nicht ignoriert werden und daher sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar. Die Fotos im Blendgutachten verdeutlichen diesen Umstand.

Aber selbst wenn der Bereich komplett gerodet werden sollte, sind potenzielle Reflexionen überwiegend außerhalb des relevanten Sichtwinkels und daher nicht relevant. Die Aussage des SolPEG Blendgutachtens ist gültig.

Da es sich bei PV Anlagen um Strom produzierende Technik handelt, werden PV Anlagen mit anderen Industrieanlagen gleichgesetzt und als sog. „abstrakte Gefahrenquelle“ eingestuft. Diese Einstufung ist überholt und basiert auf veralteten, bzw. unzulänglichen Klassifizierungsmöglichkeiten in den entsprechenden Regelwerken. Generell als ist eine PV Anlage keine abstrakte Gefahrenquelle und mittlerweile sind u.a. im Gebäudebereich die Mindestabstände zu Nachbargrundstücken entfallen. Insbesondere bei den aktuell marktüblichen hochwertigen PV Modulen, die auch hier zum Einsatz kommen sollen, sind Reflexionen aufgrund der Oberflächenbehandlung ausreichend reduziert, sodass die rechnerisch ermittelten Reflexionen in der Realität kaum eine relevante, sicherheitskritische Blendwirkung entwickeln werden.

Sofern trotz der hier dargestellten Erläuterungen einer - aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht sachlich nicht begründbaren - Forderung nach 100%iger Blendfreiheit nachzukommen ist, müsste eine Sichtschutzmaßnahme entlang der südlichen Geländegrenze errichtet werden. Diese kann mittels eines blickreduzierenden Gewebes aus PE (Polyethylen) oder HDPE (High-Density Polyethylen) mit einem Schattierwert von ca. 30% - 40% als Teil der geplanten Geländeeinzäunung realisiert werden. Die Länge bzw. der Verlauf der Sichtschutzmaßnahme entspricht der Geländeeinzäunung entlang der Bahnstrecke mit einer Höhe von ca. 1 m - 1,8 m (max. 2 m) über Boden. Der untere Teil bis zu 1 m Höhe sollte freigehalten werden um ggf. auftretende Windlasten zu reduzieren, in diesem Bereich sind Reflexionen physikalisch ohnehin nicht möglich. Durch die Maßnahme wird die Sichtachse zwischen der PV Anlage und der Bahnstrecke unterbrochen.

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

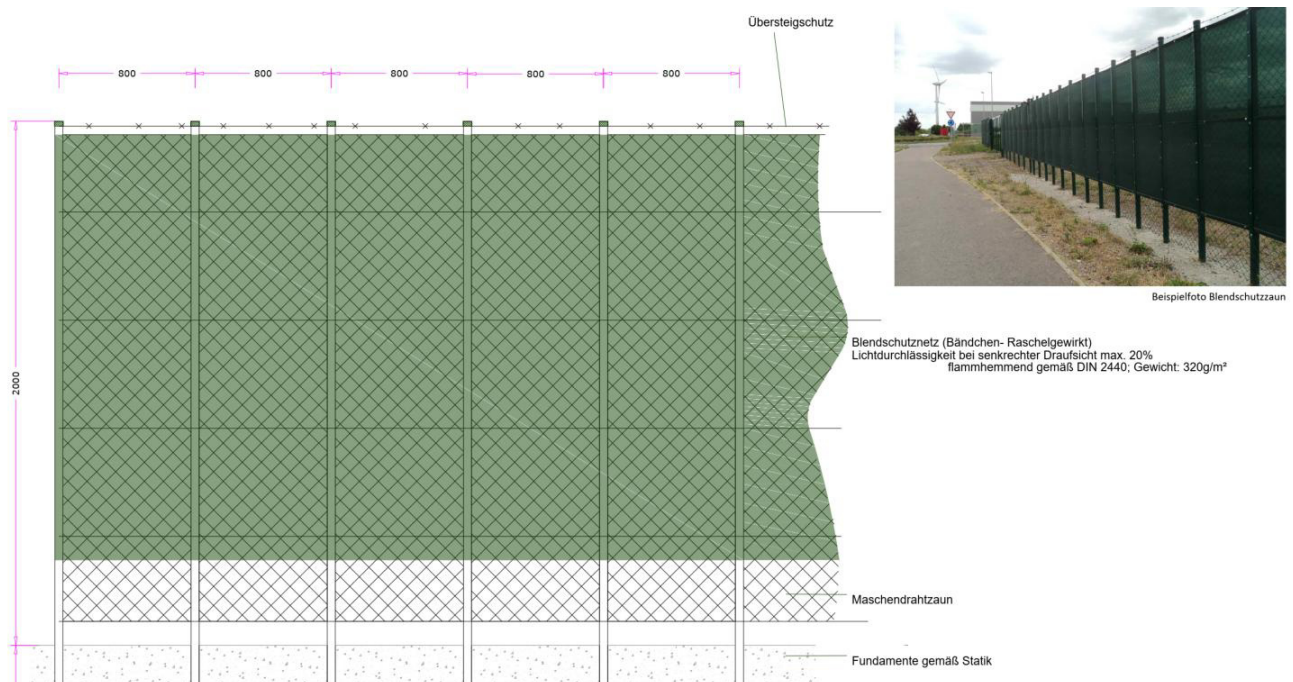


Bild 1: Beispiel für eine Sichtschutzmaßnahme (Quelle: Planungsunterlagen, Bsp.)

Ich hoffe mit diesen Erläuterungen zur Klarstellung der Thematik beigetragen zu haben. Eine Haftung für etwaige Schäden, die aus diesen Ausführungen bzw. weiteren Maßnahmen erfolgen, kann nicht übernommen werden.

Hamburg, den 29.09.2023

Dieko Jacobi
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH