


# SolPEG Blendgutachten

## Solarpark Mühbrook (Erweiterung)


### Bauabschnitt 1 und 2

**Analyse der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Mühbrook  
in Schleswig-Holstein**

**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](mailto:info@solpeg.com)

 [www.solpeg.com](http://www.solpeg.com)

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Auftrag .....</b>	<b>3</b>
1.1	Beauftragung.....	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang.....	3
<b>2</b>	<b>Systembeschreibung.....</b>	<b>4</b>
2.1	Standort Übersicht .....	4
2.2	Umliegende Gebäude.....	7
<b>3</b>	<b>Ermittlung der potentiellen Blendwirkung.....</b>	<b>8</b>
3.1	Rechtliche Hinweise .....	8
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	8
3.3	Technische Parameter der PV Anlage .....	10
3.4	Berechnung der Blendwirkung .....	11
3.5	Standorte für die Analyse .....	12
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren .....	13
<b>4</b>	<b>Ergebnisse .....</b>	<b>16</b>
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich.....	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke nordöstlich.....	19
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, B4 südwestlich.....	21
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, B4 westlich / Einmündung Dorfstraße.....	23
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, B4 nordwestlich .....	25
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude westlich.....	26
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse.....</b>	<b>28</b>
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung .....</b>	<b>28</b>
<b>7</b>	<b>Anhang (Auszug).....</b>	<b>29 - 43</b>

## SolPEG Blendgutachten

### Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Mühbrook (Erweiterung)

## 1 Auftrag

### 1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter im Bereich Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Mühbrook Erweiterung“ für die Bahnstrecke Neumünster-Kiel, für die Bundesstraße B4 sowie für Anwohner der 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“ (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. Lichtleitlinie<sup>1</sup>, die 1993 durch die Bund/Länder - Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) verfasst und 2012 um einen Abschnitt zu PV Anlagen erweitert wurde. Nach überwiegender Meinung von Experten enthält die Lichtleitlinie nicht unerhebliche Defizite bzw. Unklarheiten und ist als Instrument für die sachgerechte Beurteilung von Reflexionen durch PV Anlagen nur bedingt anwendbar. Weitere Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV Anlage eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der B4 und ggf. für Anwohner von umliegenden Gebäuden.

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

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

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

<sup>1</sup> Die Lichtleitlinie ist u.a. hier abrufbar: [http://www.solpeg.de/LAI\\_Lichtleitlinie\\_2012.pdf](http://www.solpeg.de/LAI_Lichtleitlinie_2012.pdf)

## 2 Systembeschreibung

### 2.1 Standort Übersicht

Die Teilflächen des Solarparks befinden sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet ca. 700 m südlich der Ortschaft Mühbrook in Schleswig-Holstein ca. 9 km nördlich von Neumünster. Es handelt sich um 2 Bauabschnitte mit 4 bzw. 2 separaten Teilflächen entlang der Bundesstraße B4. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Grünflächen ca. 0,4 km - 1,1 km südlich der Ortschaft Mühbrook (Schleswig-Holstein), ca. 9 km nördlich von Neumünster. Die Flächen sind leicht abfallend nach Osten.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">54.151°N, 10.017°O 31 m ü.N.N.</a>
Grenzlänge entlang der B4	ca. 370 m (BA1), ca. 460 m (BA2)
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 80 m (kleinste Entfernung, relevante Blickrichtung)

Übersicht<sup>2</sup> über den Standort und die PV Anlage (schematisch)



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

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



Detailansicht der geplanten PV Anlage (Ausschnitt Nord). Östlich davon die bestehende PV Anlage.



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

Detailansicht (Ausschnitt Süd). Bauabschnitt 2 ist grün umrandet.



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



Fotos der PV Flächen. Blick von Westen Richtung Osten, im Hintergrund die bestehende PV Anlage.



Bild 2.1.4: Foto der PV Fläche (Quelle: SolPEG)

Blick von Westen Richtung Nordosten, im Hintergrund die bestehende PV Anlage.



Bild 2.1.5: Foto der PV Fläche (Quelle: 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 den südlichen Teil der geplanten PV Anlage (inkl. BA2, grün umrandet) und Gebäude westlich der B4. Aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz könnten die Gebäude von potentiellen Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Entlang der B4 und auch entlang der PV Anlage ist ein ausgeprägter Bewuchs von Bäumen und Büschen vorhanden, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Zu Kontrollzwecken werden die Standorte 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 westlich der B4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)



### 3 Ermittlung der potentiellen Blendwirkung

#### 3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-  
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als  
Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig<sup>3</sup> 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:

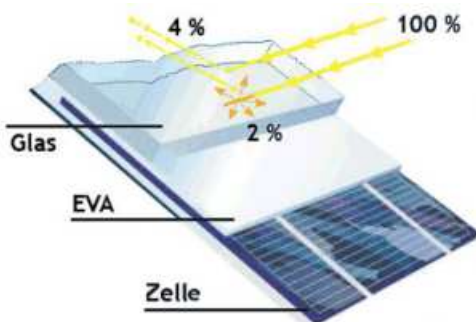


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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:

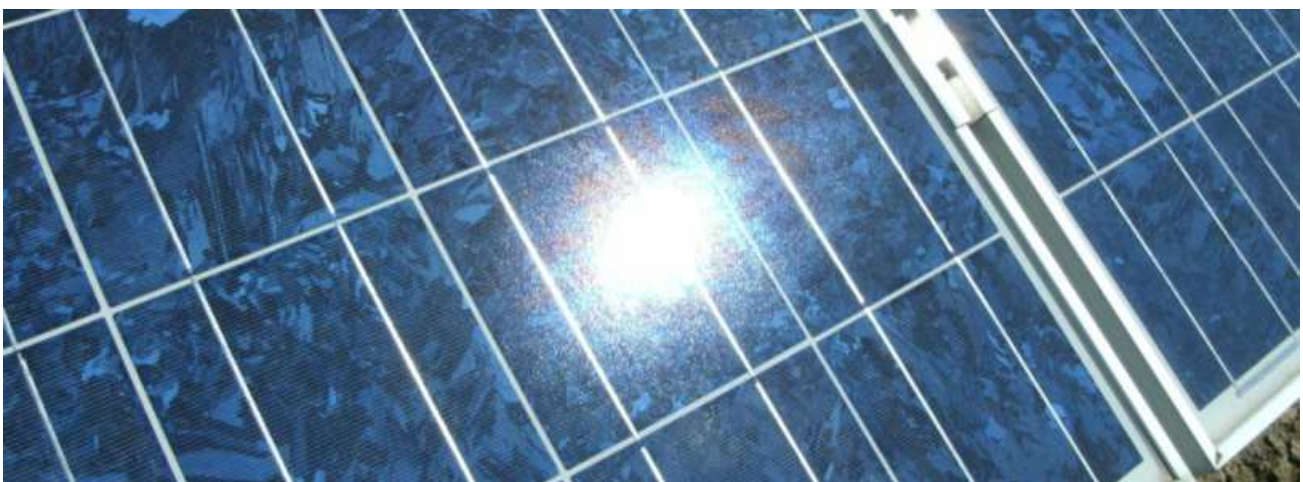


Bild 3.2.2: Diffuse Reflexion von direkten Sonnenlicht (Einstrahlung ca. 980 W/m<sup>2</sup>) auf einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

<sup>3</sup> <https://oberlandesgericht-braunschweig.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/wenn-sonnenlicht-stort-nachbarrechtsstreitigkeit-wegen-reflexionen-einer-photovoltaikanlage-214293.html>



Das folgende Bild verdeutlicht die Reflexion von verschiedenen Moduloberflächen im direkten Vergleich. Links ein einfaches Modul ohne spezielle Oberflächenbehandlung. Das rechte Bild entspricht aktuellen, hochwertigen PV Modulen wie auch im Bild 3.2.2 dargestellt. Durch die strukturierte Oberfläche wird weniger Sonnenlicht reflektiert bzw. diffus reflektiert mit einer stärkeren Streuung. Die Leuchtdichte der Modulfläche ist entsprechend vermindert.

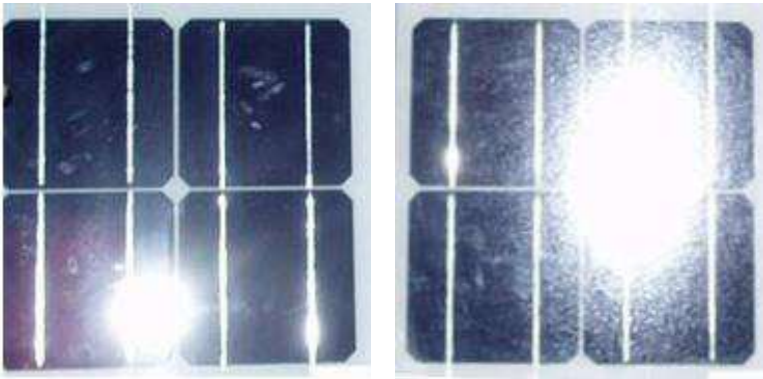


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

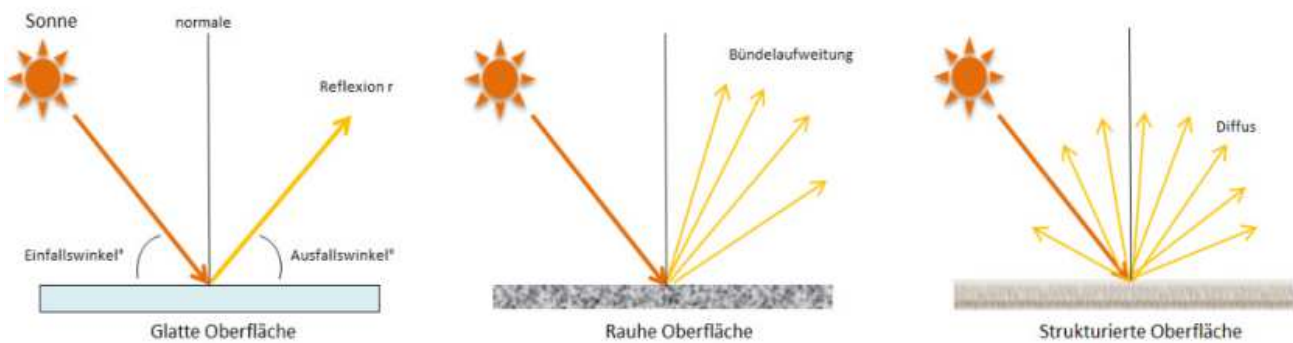


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Planungsunterlagen sollen PV Module des Herstellers LONGi zum Einsatz kommen, die lt. vorliegender Stellungnahme des Herstellers über Anti-Reflexions-Eigenschaften verfügen. Die Simulationsparameter werden entsprechend eingestellt.

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

Mechanical Parameters	Operating Parameters
Cell Orientation: 144 (6x24)	Operational Temperature: -40 C ~ +85 C
Junction Box: IP68, three diodes	Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
Output Cable: 4mm <sup>2</sup> , 300mm in length, length can be customized	Voc and Isc Tolerance: ±3%
Glass: Dual glass 2.0mm coated tempered glass	Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
	Maximum Series Fuse Rating: 25A
	Nominal Operating Cell Temperature: 45±2 C

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang



### 3.4 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA<sup>4</sup> 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:  $\gamma_p$ , Azimut  $\alpha_p$ ) bekannt ist, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_p$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

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

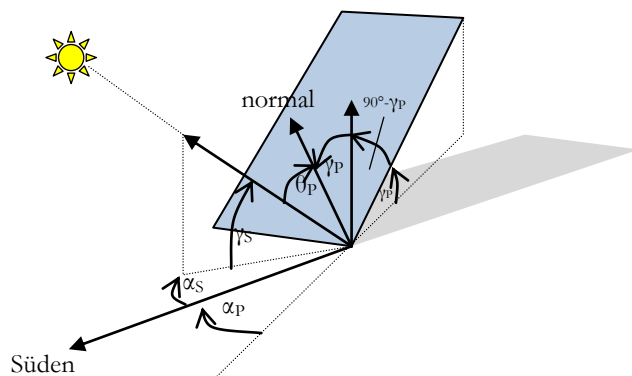


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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

Die Simulation von Reflexionen geht zu jedem Zeitpunkt von einem klaren Himmel und direkter Sonneneinstrahlung aus, daher wird im Ergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung angegeben. Dies entspricht nur selten den realen Umgebungsbedingungen und auch Informationen über möglichen Sichtschutz durch Bäume, Gebäude oder andere Objekte können nicht ausreichend verarbeitet werden. Auch Wettereinflüsse wie z.B. Frühnebel/Dunst oder lokale Besonderheiten der Wetterbedingungen können nicht berechnet werden. Die Entfernung zur Blendquelle fließt in die Berechnung ein, jedoch sind sich die Experten uneinig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie<sup>5</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>6</sup>, New Mexico überprüft.

<sup>4</sup> US Federal Aviation Administration (FAA) guidelines for analyzing flight paths: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-10-23/pdf/2013-24729.pdf>

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

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



### 3.5 Standorte für die Analyse

Eine Analyse der potentiellen Blendwirkung kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV Anlage werden exemplarisch 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 von potentiellen Reflexionen nicht erreicht werden. .

Für die Analyse einer potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Mühbrook Erweiterung wurden die 4 Teilflächen von Bauabschnitt1 und die 2 Teilflächen von Bauabschnitt 2 auf 4 Felder zusammengefasst und insgesamt 6 Messpunkte festgelegt. 3 Messpunkte im Verlauf der Kieler Straße (B4), 2 Messpunkte auf der Bahnstrecke sowie 1 Messpunkt an umliegenden Gebäuden. Weitere Standorte an Gebäuden 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 6 gewählten Messpunkte:



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

## 3.6 Hinweise zum Simulationsverfahren

### Lichtleitlinie

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

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

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

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

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

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

Christoph Schierz, TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012:

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

Michaela Fischbach, Wolfgang Rosenthal, Solarpraxis AG:

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

Im Zusammenhang mit der Übernahme zeitlicher Grenzwerte der Schattenwurfrichtlinie besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der belastigenden Wirkung statischer Sonnenlichtreflexionen. Da in der Lichtleitlinie 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 Lichtleitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt<sup>7</sup> 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 Lichtleitlinie 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. Lichtleitlinie "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.

<sup>7</sup> Lichtleitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22



## 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. TMY<sup>8</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>9</sup> von ca. 62,5 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den langjährigen 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/m<sup>2</sup> beginnt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Lichtleitlinie 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/cm<sup>2</sup>) 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.

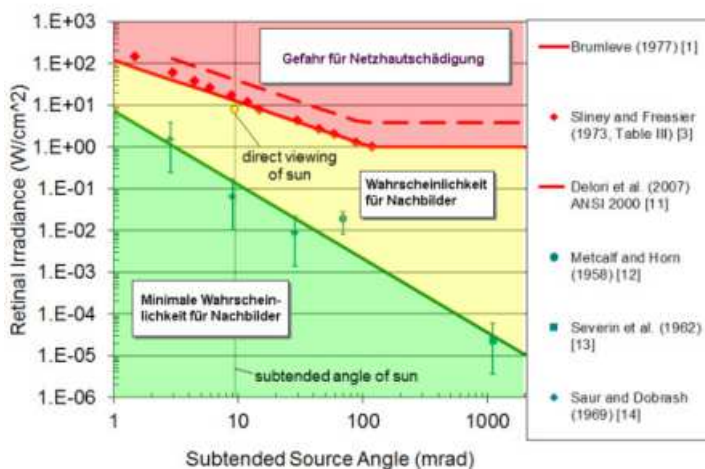


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<sup>8</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

<sup>9</sup> DWD Service: [https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm\\_int\\_cfc.html](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\\_2022\\_17.png](https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2022_17.png)

## 4 Ergebnisse

Die Berechnung der potentiellen Blendwirkung der PV Anlage Mühbrook Erweiterung wird für 6 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 3.6.1 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.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebniswerte nach Bereinigung der Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Die Zahlen dienen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden.

Individuelle Ausführungen erfolgen im weiteren Abschnitt gesondert für die jeweiligen Messpunkte.

**Tabelle 3: Potentielle Blendwirkung an den jeweiligen Messpunkten [Kategorie ■, Minuten pro Jahr]**

Messpunkt	PV Feld 1	PV Feld 2	PV Feld 3	PV Feld 4
P1 Bahnstrecke südöstlich	2726 <sup>WS</sup>	-	-	-
P2 Bahnstrecke nordöstlich	-	-	-	2052 <sup>WS</sup>
P3 B4 südwestlich	2726 <sup>WS</sup>	-	-	-
P4 B4 westlich / Einmündung	-	1235 <sup>S</sup>	515 <sup>WS</sup>	-
P5 B4 nordwestlich	-	-	-	1850 <sup>WS</sup>
P6 Gebäude westlich (Mühbrook/B4)	-	881 <sup>SD</sup>	416 <sup>SDE</sup>	-

<sup>W</sup> Aufgrund des Einfallswinkels zu vernachlässigen

<sup>E</sup> Aufgrund der Entfernung zur Immissionsquelle zu vernachlässigen

<sup>S</sup> Aufgrund der Geländestruktur oder Hindernissen/Sichtschutz zu vernachlässigen

<sup>D</sup> Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen

Die unbereinigten Daten sind im Anhang aufgeführt.

Hinweis:

Die Spalten PV Feld 1 und PV Feld 2 umfassen Teilflächen von Bauabschnitt 1 und Bauabschnitt 2. Die Simulationsergebnisse entsprechen daher dem Vollausbau der PV Anlage. Die Ergebnisse sind entsprechend geringer wenn nur Bauabschnitt 1 realisiert wird.

#### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, Bahnstrecke südöstlich

Am Messpunkt P1 auf der Bahnstrecke Kiel-Neumünster können bei der Fahrt Richtung Südwesten theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 1 auftreten. Diese können zwischen dem 08. Mai und dem 04. August zwischen 18:18 - 19:05 Uhr für 5 bis max. 36 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit  $+86^\circ$  bis  $+95^\circ$  rechts (westlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , ca. 100m, Sichtweite) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P1 auf Basis der unbereinigten Rohdaten. Das PV Feld 1 umfasst eine Teilfläche von Bauabschnitt 1 und eine weitere von Bauabschnitt 2 (grün umrandet).

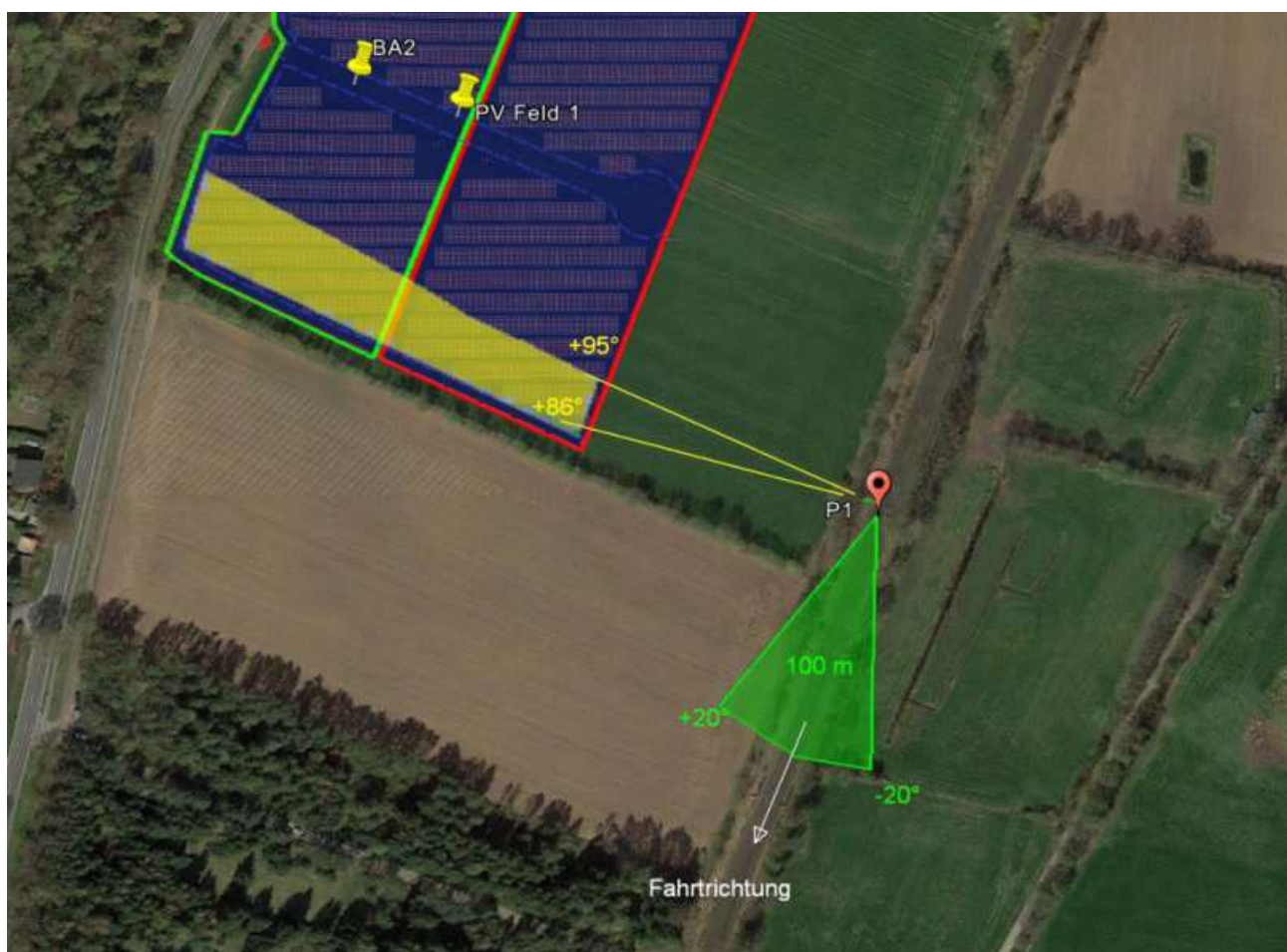


Bild 4.1.1: Simulation am Messpunkt P1 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grüne Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/grün markierten Bereich, deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten.



Entlang der Bahnstrecke ist ein dichter Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P1 aus Sicht des Zugführers bei der Fahrt Richtung Südwesten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV Anlage nicht einsehbar, rechts, außerhalb des Bildes liegt.

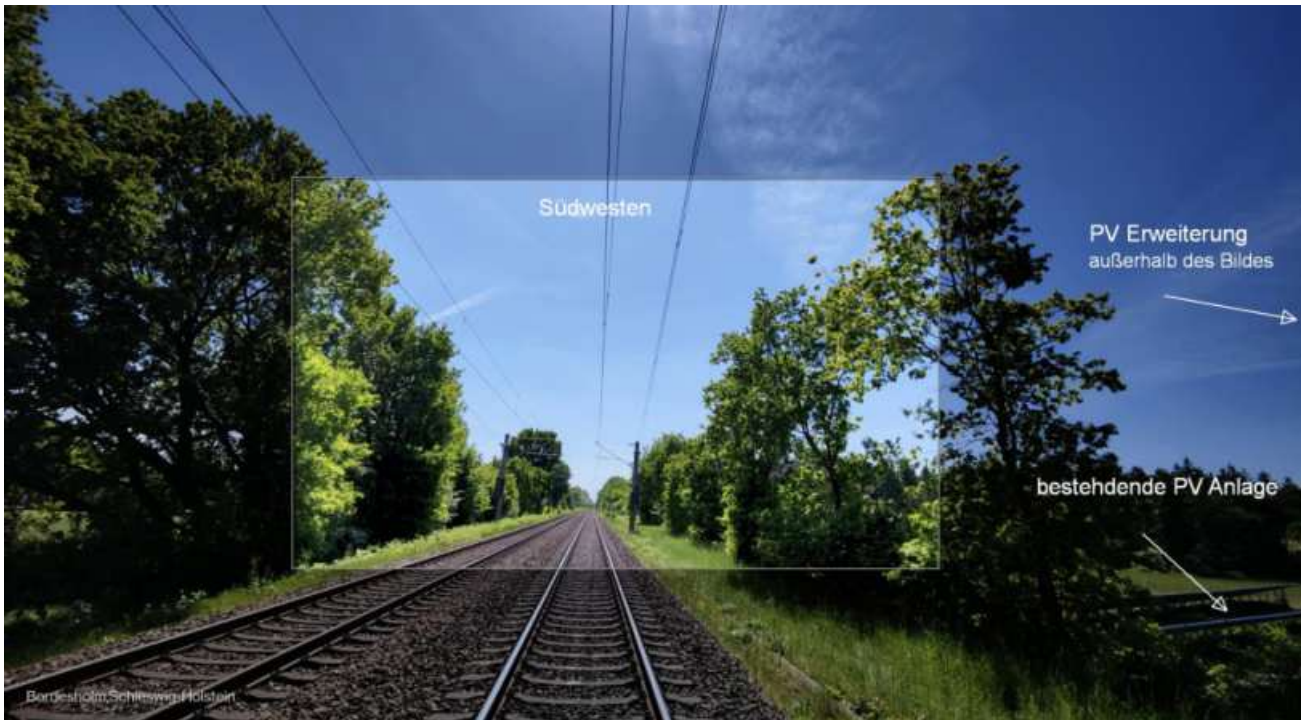


Bild 4.1.2: Foto im Bereich von Messpunkt P1 (Quelle: SolPEG)

Bei der Fahrt Richtung Nordosten liegt die PV Anlage weiter außerhalb des Bildes.

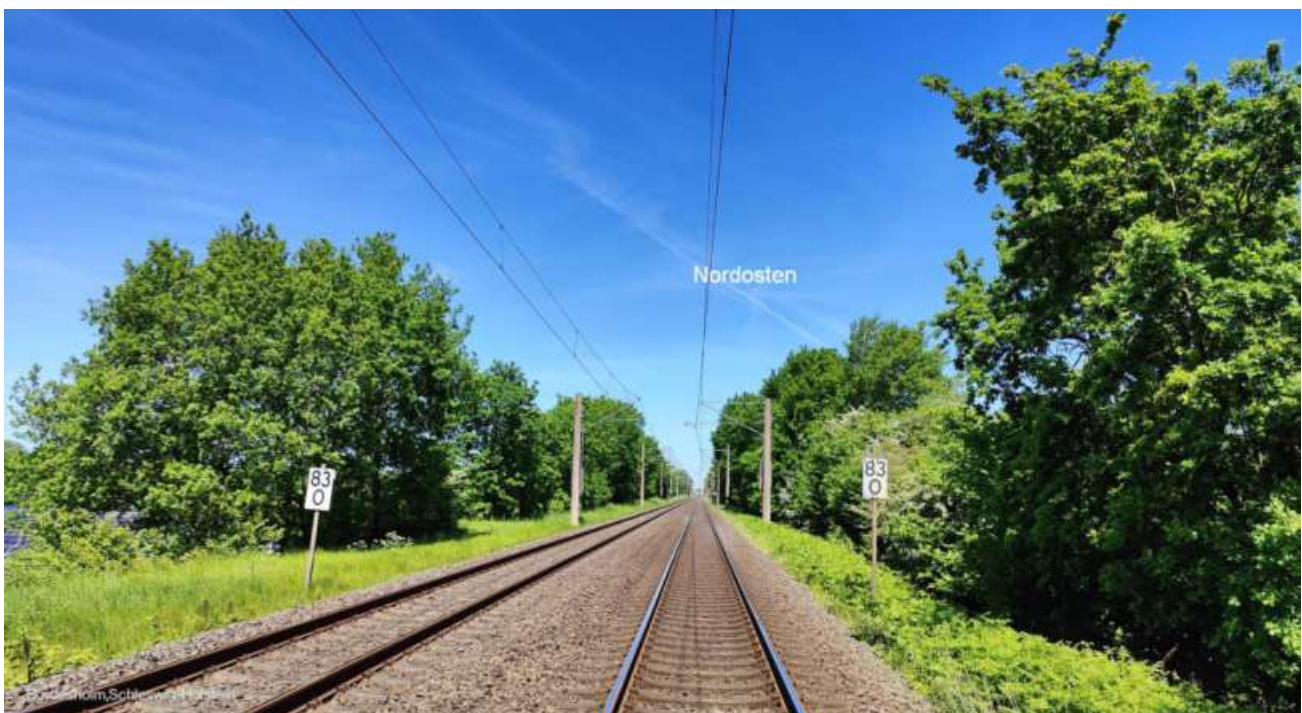


Bild 4.1.3: Foto im Bereich von Messpunkt P1, Blick Richtung Nordosten (Quelle: SolPEG)

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Bahnstrecke nordöstlich

Ähnlich wie am Messpunkt P1 können auch am Messpunkt P2 auf der Bahnstrecke theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 4 auftreten. Diese können zwischen dem 08. Mai und dem 04. August zwischen 18:18 - 19:05 Uhr für 5 bis max. 36 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit  $+69^\circ$  bis  $+93^\circ$  rechts (westlich) zur Fahrtrichtung auch in diesem Abschnitt deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

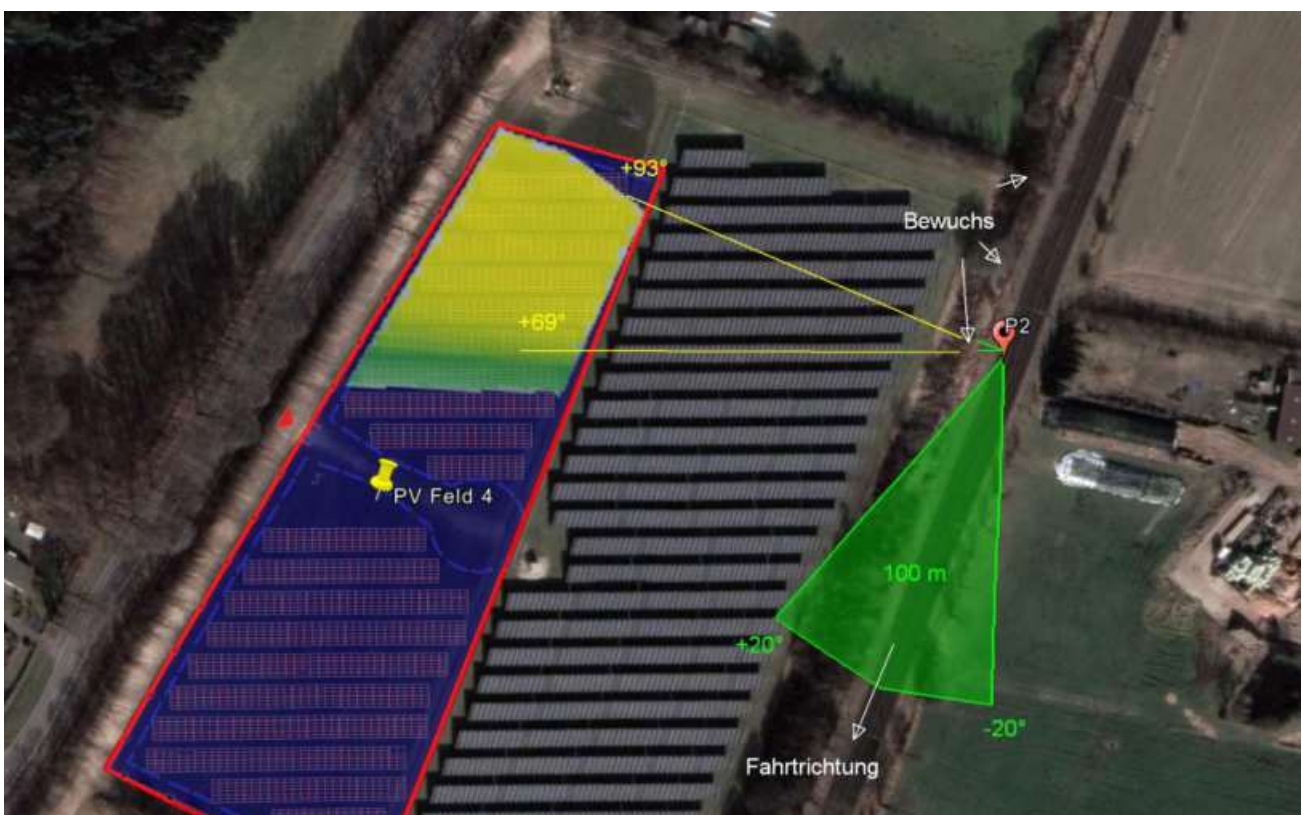


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grüne Bereich symbolisiert den für Zugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , ca. 100, Sichtweite). Im gelb/grün markierten Bereich, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Theoretisch können die Reflexionen auch bei der Fahrt Richtung Nordosten auftreten aber dann sind die Einfallswinkel nochmals größer (in Bezug auf die Fahrtrichtung).



Auch in diesem Abschnitt ist entlang der Bahnstrecke ist ein dichter Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P2, Blick Richtung Südwesten. Das Foto verdeutlicht, dass die PV Anlage nicht einsehbar, rechts, außerhalb des Bildes liegt.



Bild 4.2.2: Foto im Bereich von Messpunkt P2 (Quelle: SolPEG)



### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, B4 südwestlich

Am Messpunkt P3 auf der Kieler Straße (B4) können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten. Diese können zwischen dem 12. April und dem 31. August in den frühen Morgenstunden zwischen 06:04 - 06:49 Uhr für 5 bis max. 21 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen mit ca.  $+44^\circ$  bis  $+77^\circ$  rechts (östlich) zur Fahrtrichtung allerdings deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P3 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

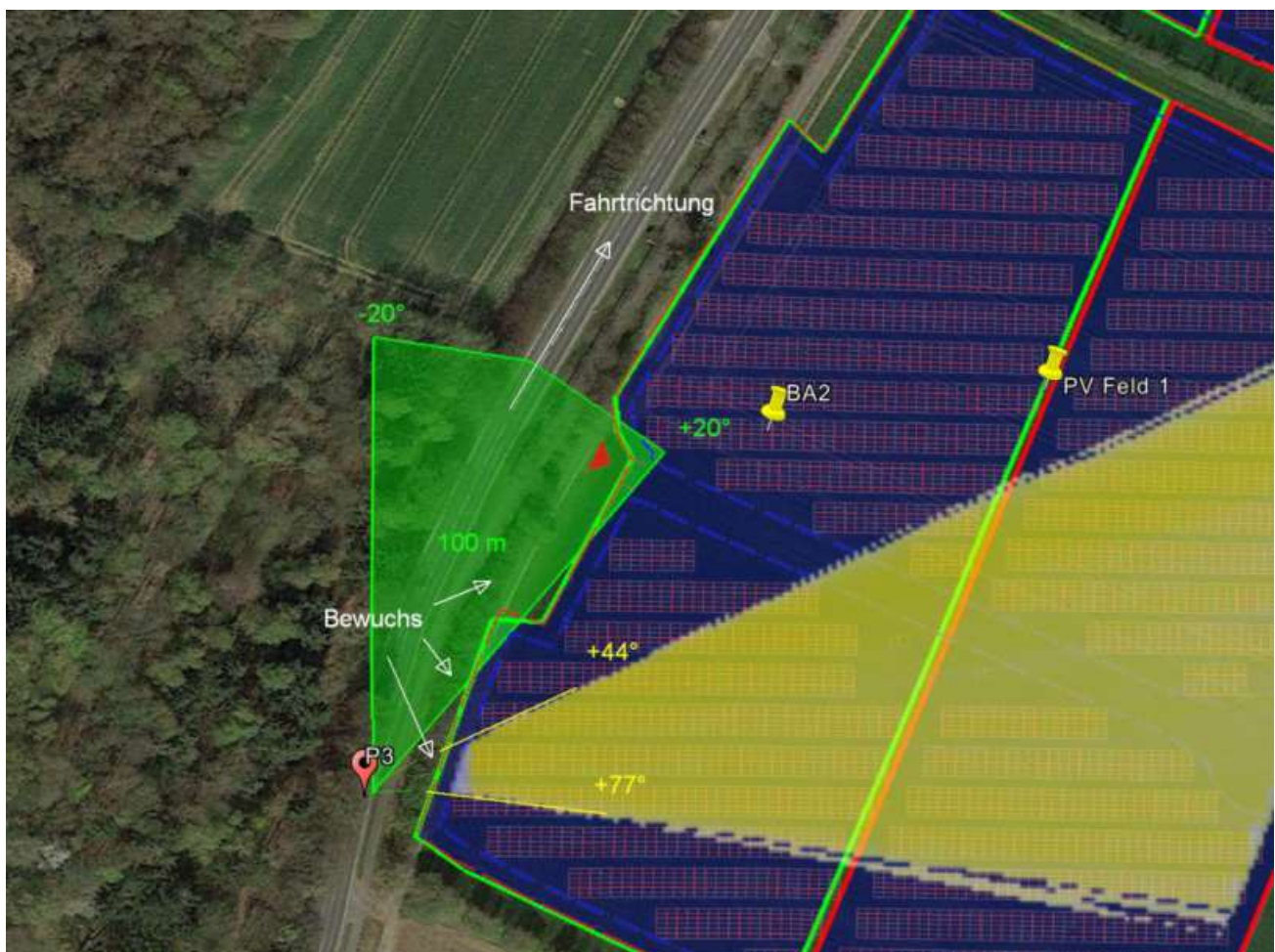


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der grüne Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , ca. 100, Sichtweite). Im gelb markierten Bereich, außerhalb des relevanten Sichtwinkels, können theoretisch Reflexionen durch die PV Anlage auftreten.

Entlang der B4 ist ein dichter Bewuchs (Knick) aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P3 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Nordosten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Das Foto verdeutlicht, dass die PV Anlage nicht einsehbar, rechts, außerhalb des Bildes liegt.

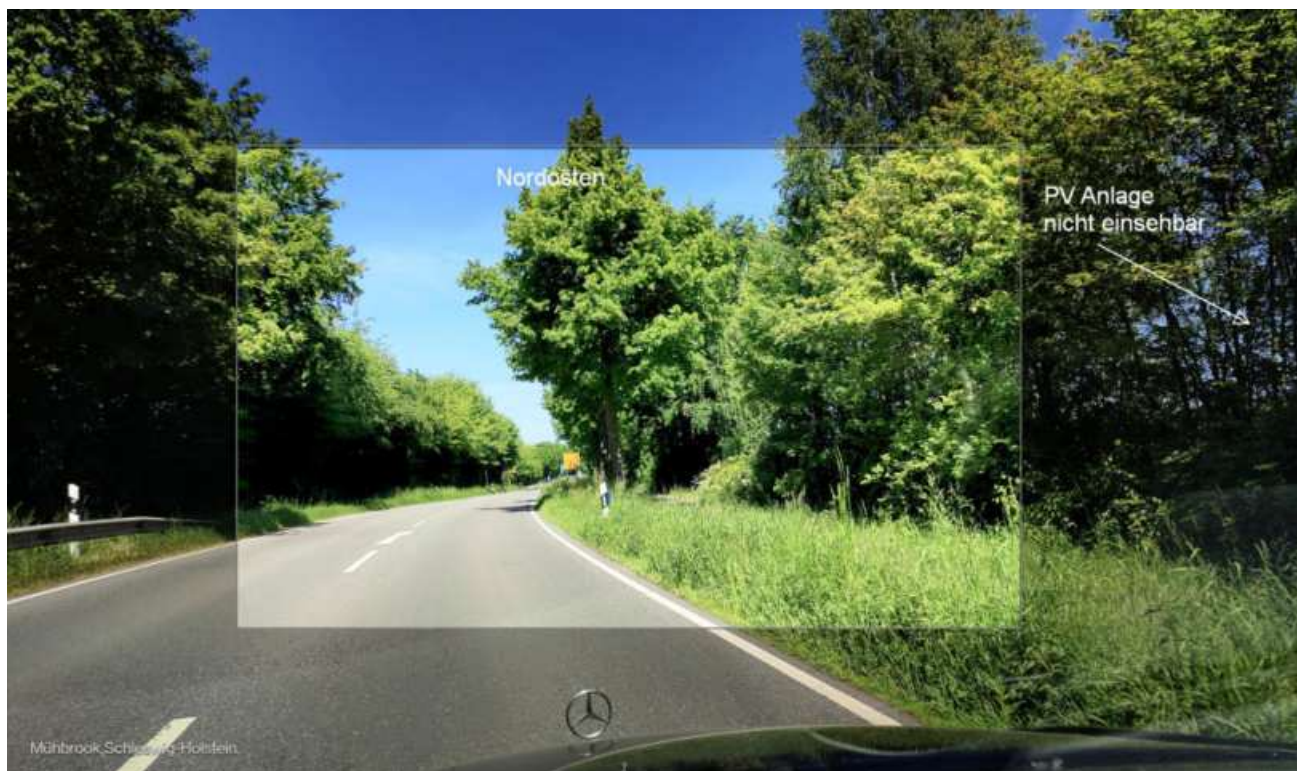


Bild 4.3.2: Foto im Bereich von Messpunkt P3 (Quelle: SolPEG)



#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, B4 westlich / Einmündung Dorfstraße

Am Messpunkt P4 auf der Dorfstraße/Einmündung Kieler Straße (B4) können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 2 auftreten. Diese können zwischen dem 07. Mai und dem 07. August in den frühen Morgenstunden zwischen 05:40 - 06:09 Uhr für 5 bis max. 17 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung zeigt die folgende Skizze die potentiellen Reflexionen am Messpunkt P4 auf Basis der unbereinigten Rohdaten.

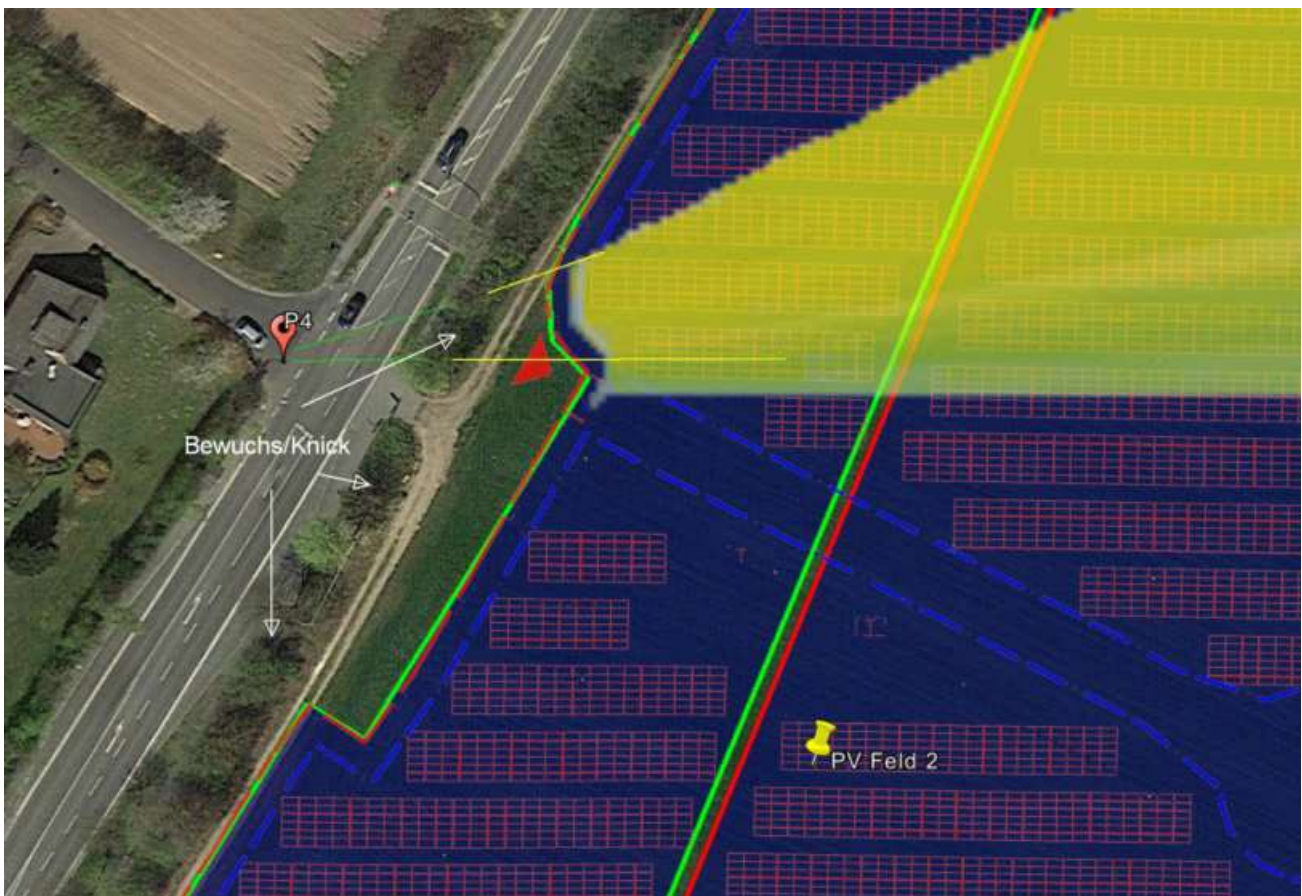


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Im gelben Bereich können theoretisch Reflexionen auftreten.

Die aktuelle Ortsbegehung hat ergeben, dass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht und daher sind die rechnerisch ermittelten Ergebnisse in der Realität nicht anwendbar. Dies bestätigt auch die Aussagen des SolPEG Blendgutachtens vom 01.08.2018. In Bezug auf Sichtschutz durch Büsche/Bäume/Knicks ist die Situation vor Ort unverändert.



Die folgenden Fotos zeigen die aktuelle Situation im Bereich von Messpunkt P4.



Bild 4.4.2: Foto im Bereich von Messpunkt P4, Blick über die Kieler Straße in Richtung Osten (Quelle: SolPEG)

Blick auf der B4 Richtung Nordosten.



Bild 4.4.3: Foto im Bereich von Messpunkt P4, Blick entlang der Kieler Straße Richtung Nordosten (Quelle: SolPEG)

#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, B4 nordwestlich

Am Messpunkt P5 auf der Kieler Straße (B4) können bei der Fahrt Richtung Nordosten theoretisch Reflexionen durch das PV Feld 4 auftreten. Diese können zwischen dem 21. April und dem 21. August in den frühen Morgenstunden zwischen 05:54 - 06:32 Uhr für 5 bis max. 17 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen auch hier deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus ist auch in diesem Abschnitt der B4 entlang der Fahrbahn ein nahezu blickdichter Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass auch hier kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P5 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Nordosten. Das Foto verdeutlicht, dass die PV Anlage nicht einsehbar hinter Büschen und Bäumen verborgen, außerhalb des Bildes liegt.



Bild 4.5.1: Foto im Bereich von Messpunkt P5 (Quelle: SolPEG)

Der teilweise alte Baumbestand ist zwar rechtlich gesehen kein dauerhafter Sichtschutz aber dennoch können solche örtlichen Gegebenheiten nicht ignoriert werden. Allgemein wird angenommen, dass ein Sichtschutz durch unbelaubte Baumstämme, Äste und Zweige in der Zeit zwischen Oktober bis Mai bereits mit ca. 20-30% anzusetzen ist. Ein Sichtschutz bzw. eine Reduzierung der Lichtdurchlässigkeit durch ausgeprägtes Blattwerk in der Zeit zwischen Anfang Juni bis Ende August wird mit mindestens 50-70% angenommen. Wald wird als nahezu lichtundurchlässig angesehen (horizontaler Blick).

Aber selbst wenn der gesamte Baumbestand gerodet werden sollte, ist eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern aufgrund der Einfallswinkel der Reflexionen nicht wahrscheinlich.

#### 4.6 Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude westlich

Messpunkt P6 im Bereich der Gebäude westlich der B4 wurde zu Kontrollzwecken analysiert da aufgrund der örtlichen Gegebenheiten kein direkter Sichtkontakt zur PV Anlage vorhanden ist. Bei der Simulation wird der Strahlengang zwischen zwei Punkten im leeren Raum berechnet und demnach können am Messpunkt P6 an insgesamt 881 Minuten pro Jahr Reflexionen durch das PV Feld 2 auftreten. Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse in der Übersicht.

**Tabelle 4: Mögliches Auftreten und Dauer von Reflexionen am Messpunkt P6**

Zeitraum Beginn	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag (max.)	Minuten im Zeitraum	Erstes Auftreten	Letztes Auftreten
08. Mai	04. August	14	881	05:40	06:07

Das folgende Diagramm verdeutlicht die Verteilung der aufgeführten Minuten pro Tag im Jahresverlauf bzw. im relevanten Zeitraum.

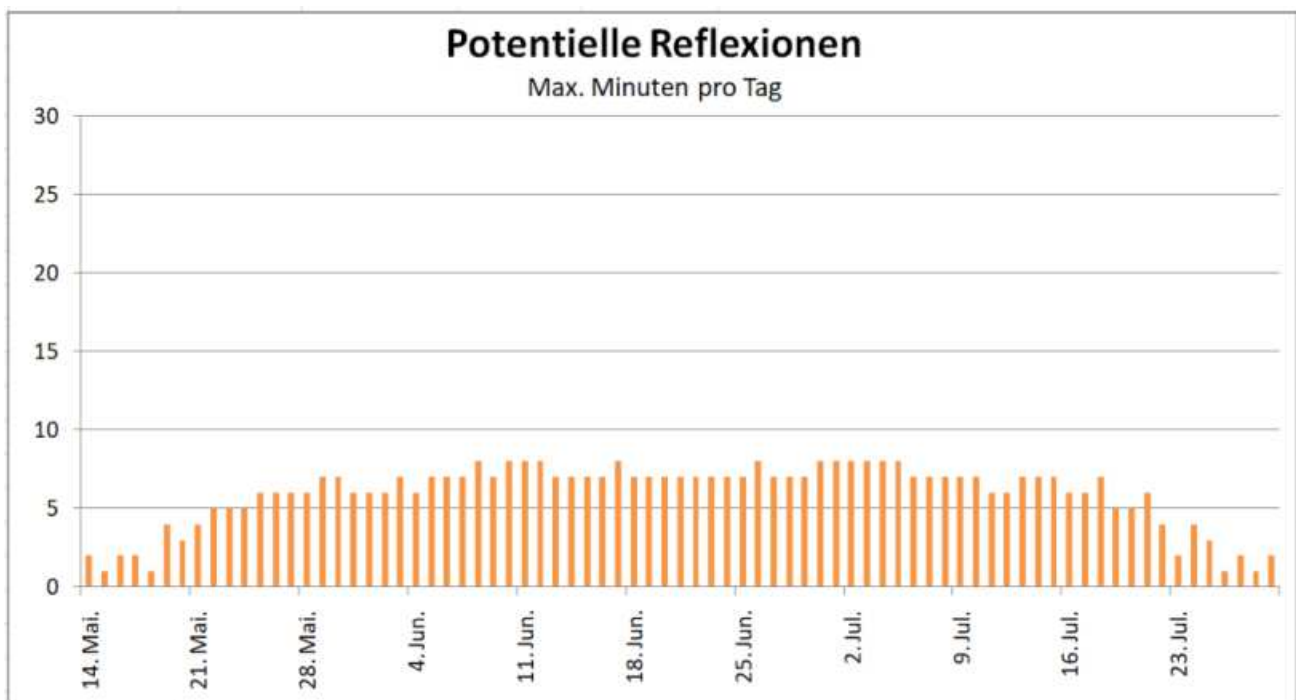


Bild 4.6.1: Reflexionen pro Tag im Jahresverlauf (Quelle: Simulationsergebnisse, aufbereitet)

Die rechnerisch ermittelte Gesamtsumme von Reflexionen pro Jahr und auch pro Tag liegt unter den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie und daher kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Rein rechnerisch können am Messpunkt P6 auch Reflexionen durch das weiter nordöstlich gelegene PV Feld 3 auftreten. Diese sind aufgrund der großen Entfernung und der geringen zeitlichen Dauer zu vernachlässigen. Auch hier ist aufgrund von Knicks kein direkter Sichtkontakt.



Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P6.

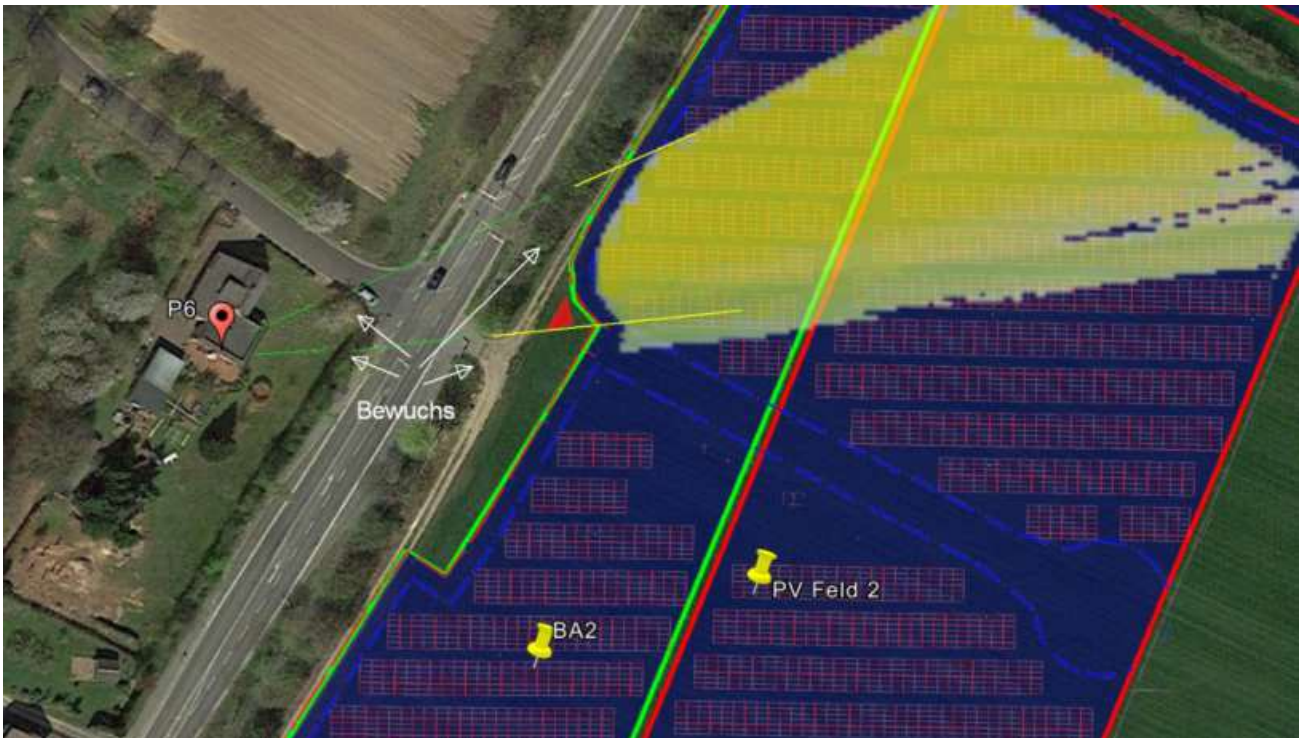


Bild 4.6.2: Simulation am Messpunkt P6 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Foto zeigt die Situation im Bereich von Messpunkt P5 aus Sicht des Fahrzeugführers bei der Fahrt Richtung Nordosten. Das Foto verdeutlicht, dass die PV Anlage nicht einsehbar hinter Büschen und Bäumen verborgen, außerhalb des Bildes liegt.



Bild 4.5.1: Foto im Bereich von Messpunkt P6 (Quelle: SolPEG)

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage Mühbrook Erweiterung kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>10</sup> werden. Im Vergleich zur Blendwirkung durch direktes Sonnenlicht oder durch Spiegelungen von Windschutzscheiben, Wasserflächen, Gewächshäusern o.ä. ist diese „vernachlässigbar“. Unter Berücksichtigung von weiteren Einflussfaktoren wie z.B. Geländestruktur, lokalen Wetterbedingungen (Frühnebel, etc.) kann die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Reflexion durch die PV Anlage als gering eingestuft werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV Anlage durch den Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 6 exemplarisch gewählten Messpunkten im Umfeld der PV Fläche zeigt für die Bahnstrecke Neumünster-Kiel nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Die Einfallswinkel liegen deutlich außerhalb des für Zugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Eine Beeinträchtigung von Zugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sichtbarkeit von ggf. vorhandenen DB Signalanlagen ist nicht beeinträchtigt. Darüber hinaus ist in diesem Bereich ein Bewuchs aus Büschen und Bäumen vorhanden, sodass überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle besteht.

Für Verkehrsteilnehmer auf der westlich verlaufenden B4 sind keine relevanten Reflexionen nachweisbar. Auch im Bereich der Einmündung der Dorfstraße auf die B4 kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Im Bereich der westlich gelegenen Gebäude können nur geringfügig Reflexionen durch die PV Anlage auftreten aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten besteht ohnehin kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. eine „erhebliche Belästigung“ durch Reflexionen im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. Im weiteren Umfeld sind keine relevanten Gebäude und schutzwürdige Zonen vorhanden.

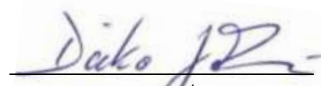
Es ist davon auszugehen, dass die theoretisch berechneten Reflexionen in der Praxis keine Blendwirkung entwickeln werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

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 02.06.2023

  
Dieko Jacobi // SolPEG GmbH

<sup>10</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse







# Hi-MO 5

(G2)

## 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
  - Integrated Segmented Ribbons
  - 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  
ISO9001:2015: ISO Quality Management System  
ISO14001: 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

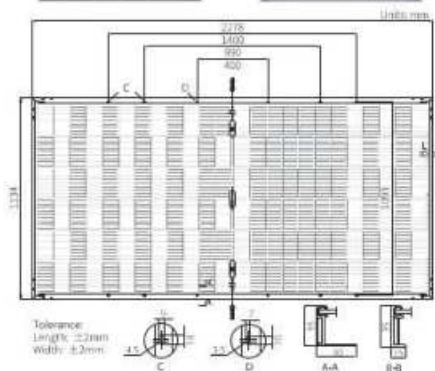
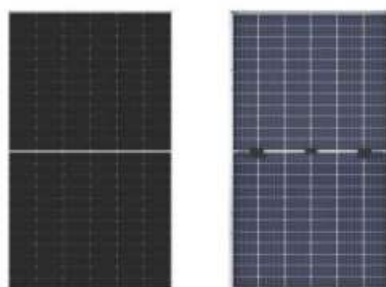
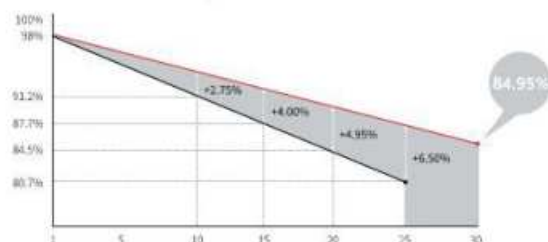
**<2%**  
FIRST YEAR  
POWER DEGRADATION

**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 <sup>2</sup> , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGI LR5 or MC4 EVO2
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
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/m<sup>2</sup> 25°C NOCT: AM1.5 800W/m<sup>2</sup> 20°C 1m/s Test uncertainty for P<sub>max</sub> ±3%

Module Type	LRS-72HIBD-530M		LRS-72HIBD-535M		LRS-72HIBD-540M		LRS-72HIBD-545M		LRS-72HIBD-550M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P <sub>max</sub> /W)	530	396.2	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1
Open Circuit Voltage (V <sub>oc</sub> /V)	49.20	46.25	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82
Short Circuit Current (I <sub>sc</sub> /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 <sub>mp</sub> /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 <sub>mp</sub> /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	

## Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 540W front)

P <sub>max</sub> /W	V <sub>oc</sub> /V	I <sub>sc</sub> /A	V <sub>mp</sub> /V	I <sub>mp</sub> /A	P <sub>max</sub> gain
567	49.50	14.54	41.65	13.61	5%
594	49.50	15.23	41.65	14.26	10%
621	49.60	15.92	41.75	14.91	15%
648	49.60	16.62	41.75	15.56	20%
675	49.60	17.31	41.75	16.21	25%

## Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
V <sub>oc</sub> and I <sub>sc</sub> 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	70±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

## Mechanical Loading

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

## Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	-0.342%/°C

# FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Muehbrook**

Site configuration: **Muehbrook Erweiterung**

Created 04 Jun, 2023

Updated 04 Jun, 2023

Time-step 1 minute

Timezone offset UTC1

Minimum sun altitude 0.0 deg

DNI peaks at 1,000.0 W/m<sup>2</sup>

Category 10 MW to 100 MW

Site ID 92117.12729

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 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	18.0	180.0	4,406	73.4	7,361	122.7	-
PV Feld 2	18.0	180.0	1,363	22.7	4,086	68.1	-
PV Feld 3	18.0	180.0	2,649	44.1	1,002	16.7	-
PV Feld 4	18.0	180.0	2,053	34.2	6,612	110.2	-

Total 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	3,157	52.6	2,809	46.8
OP 2	1,327	22.1	3,318	55.3
OP 3	1,319	22.0	4,552	75.9
OP 4	1,799	30.0	3,084	51.4
OP 5	726	12.1	3,294	54.9
OP 6	2,143	35.7	2,004	33.4



# Component Data

## PV Arrays

**Name:** PV Feld 1

**Axis tracking:** Fixed (no rotation)

**Tilt:** 18.0°

**Orientation:** 180.0°

**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	54.148686	10.013619	36.39	2.00	38.39
2	54.149070	10.013823	36.73	2.00	38.73
3	54.149057	10.014026	35.06	2.00	37.06
4	54.149445	10.014321	34.74	2.00	36.74
5	54.149565	10.014249	35.77	2.00	37.77
6	54.149949	10.014686	35.00	2.00	37.00
7	54.149946	10.014844	33.36	2.00	35.36
8	54.150396	10.015309	33.62	2.00	35.62
9	54.149833	10.017267	28.88	2.00	30.88
10	54.147957	10.016060	30.67	0.00	30.67

**Name:** PV Feld 2

**Axis tracking:** Fixed (no rotation)

**Tilt:** 18.0°

**Orientation:** 180.0°

**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	54.150541	10.015303	34.59	2.00	36.59
2	54.151050	10.015845	34.31	2.00	36.31
3	54.151006	10.016038	34.11	2.00	36.11
4	54.151474	10.016456	34.07	2.00	36.07
5	54.151537	10.016376	34.02	2.00	36.02
6	54.151637	10.016381	34.19	2.00	36.19
7	54.152294	10.017078	34.71	2.00	36.71
8	54.151755	10.018720	30.41	2.00	32.41
9	54.149944	10.017352	30.38	2.00	32.38

**Name:** PV Feld 3

**Axis tracking:** Fixed (no rotation)

**Tilt:** 18.0°

**Orientation:** 180.0°

**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	54.152266	10.017633	32.51	2.00	34.51
2	54.153552	10.018564	34.82	2.00	36.82
3	54.153200	10.019781	31.91	2.00	33.91
4	54.151863	10.018818	29.31	2.00	31.31

**Name:** PV Feld 4

**Axis tracking:** Fixed (no rotation)

**Tilt:** 18.0°

**Orientation:** 180.0°

**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	54.153696	10.018744	34.20	2.00	36.20
2	54.155298	10.020439	35.49	2.00	37.49
3	54.155192	10.021308	32.67	2.00	34.67
4	54.153344	10.019881	31.15	2.00	33.15

## Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	54.147705	10.017819	34.28	2.50
OP 2	2	54.154692	10.022604	32.60	2.50
OP 3	3	54.148792	10.013458	38.28	2.00
OP 4	4	54.151443	10.015856	34.19	2.00
OP 5	5	54.154147	10.018756	36.41	2.00
OP 6	6	54.151414	10.015301	35.31	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	18.0	180.0	4,406	73.4	7,361	122.7	-
PV Feld 2	18.0	180.0	1,363	22.7	4,086	68.1	-
PV Feld 3	18.0	180.0	2,649	44.1	1,002	16.7	-
PV Feld 4	18.0	180.0	2,053	34.2	6,612	110.2	-

Total 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	3,157	52.6	2,809	46.8
OP 2	1,327	22.1	3,318	55.3
OP 3	1,319	22.0	4,552	75.9
OP 4	1,799	30.0	3,084	51.4
OP 5	726	12.1	3,294	54.9
OP 6	2,143	35.7	2,004	33.4

## PV: PV Feld 1 potential temporary after-image

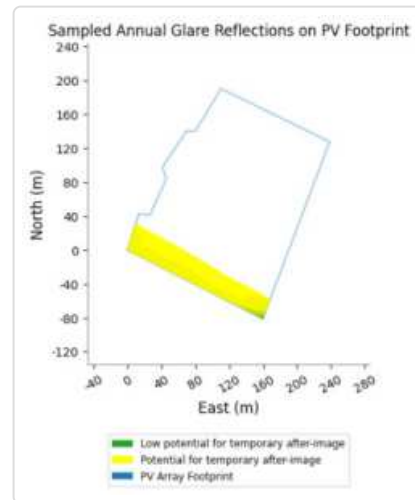
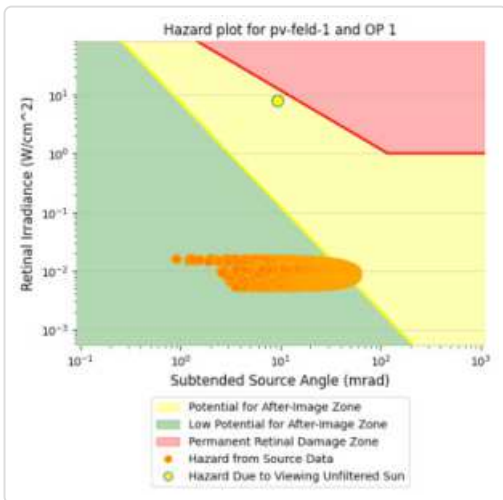
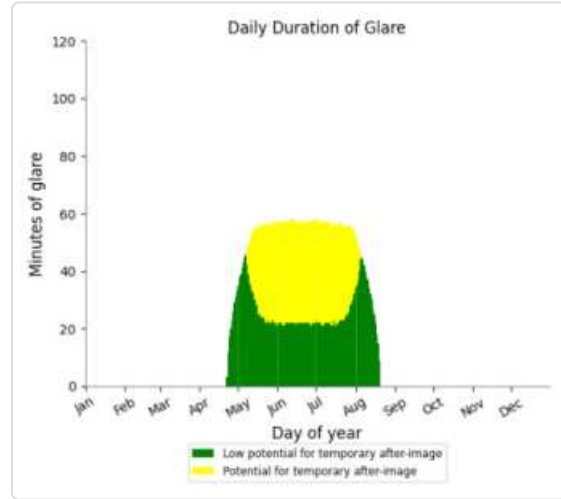
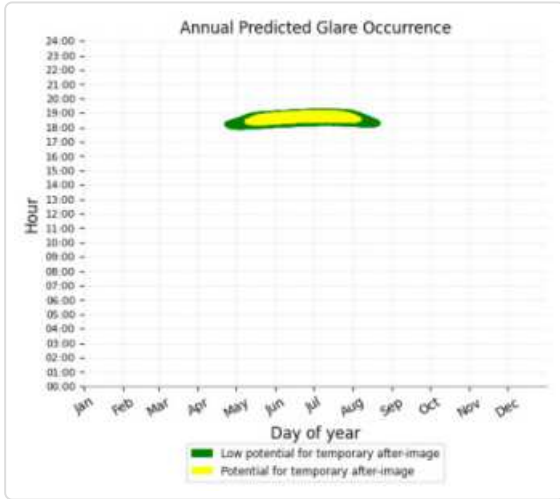
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	3,157	52.6	2,809	46.8
OP 3	1,249	20.8	4,552	75.9
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 4	0	0.0	0	0.0
OP 5	0	0.0	0	0.0
OP 6	0	0.0	0	0.0

# PV Feld 1 and OP 1

Yellow glare: 2,809 min.

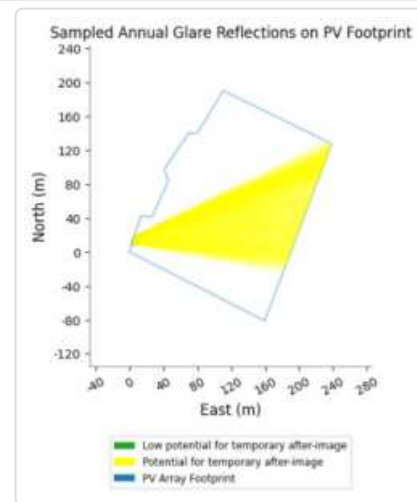
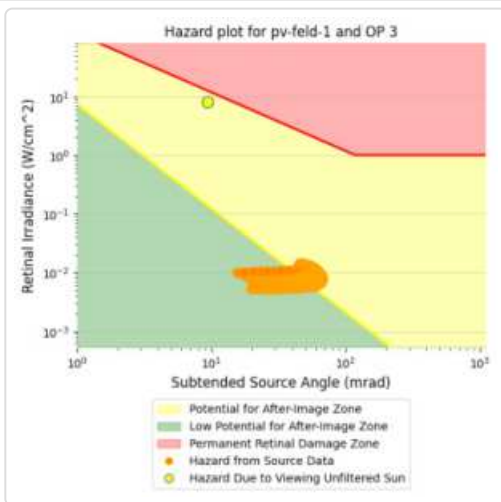
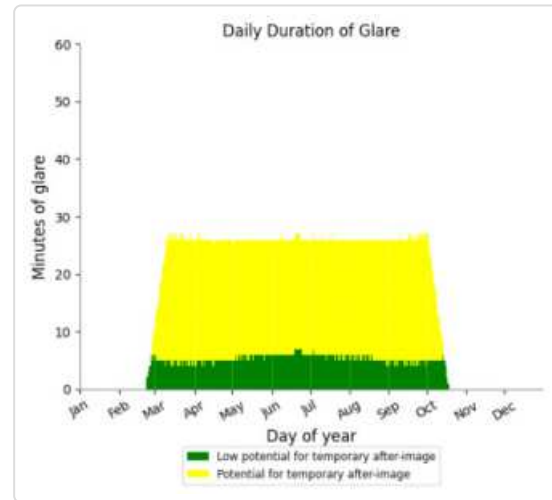
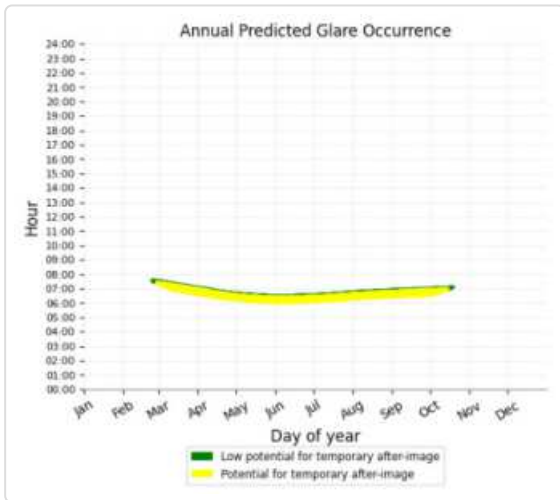
Green glare: 3,157 min.



### PV Feld 1 and OP 3

Yellow glare: 4,552 min.

Green glare: 1,249 min.



### PV Feld 1 and OP 2

No glare found

### PV Feld 1 and OP 4

No glare found

### PV Feld 1 and OP 5

No glare found

### PV Feld 1 and OP 6

No glare found



## PV: PV Feld 2 potential temporary after-image

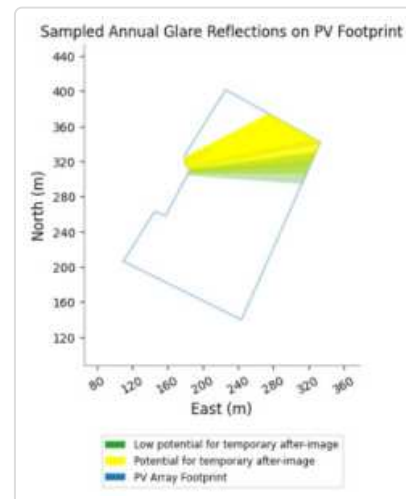
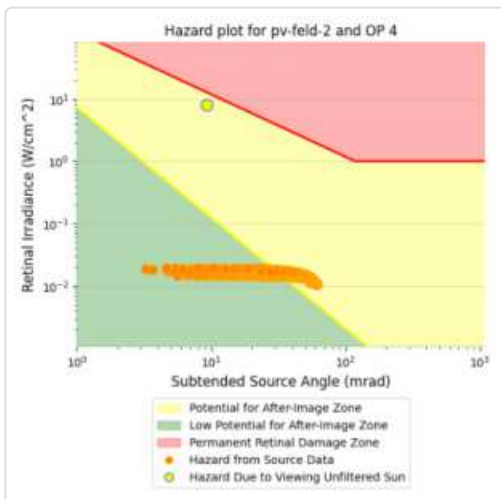
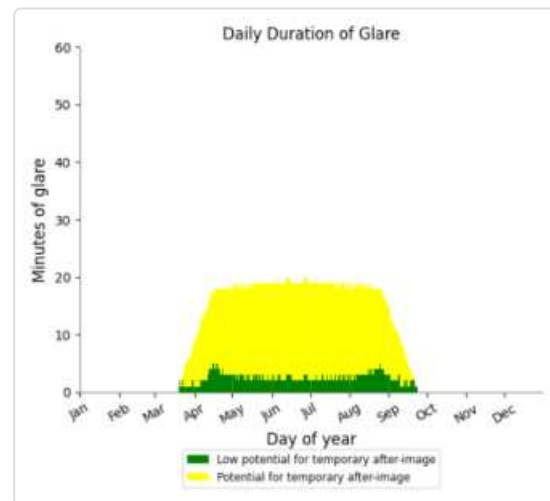
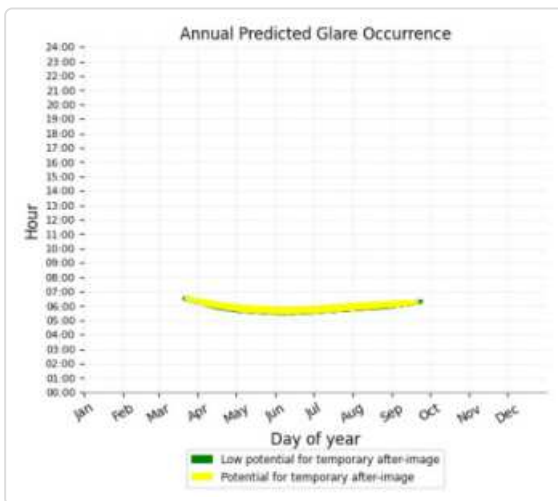
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 4	462	7.7	2,536	42.3
OP 6	831	13.8	1,550	25.8
OP 3	70	1.2	0	0.0
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 5	0	0.0	0	0.0

### PV Feld 2 and OP 4

Yellow glare: 2,536 min.

Green glare: 462 min.



## PV: PV Feld 3 potential temporary after-image

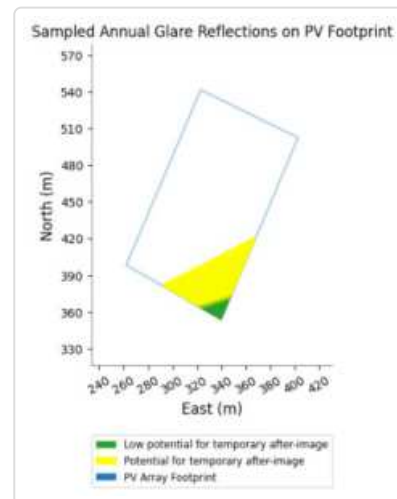
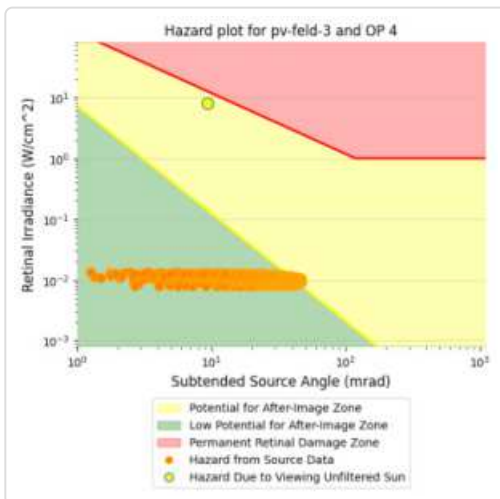
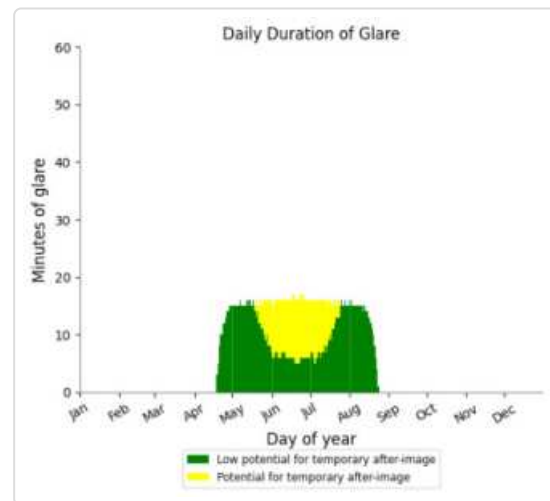
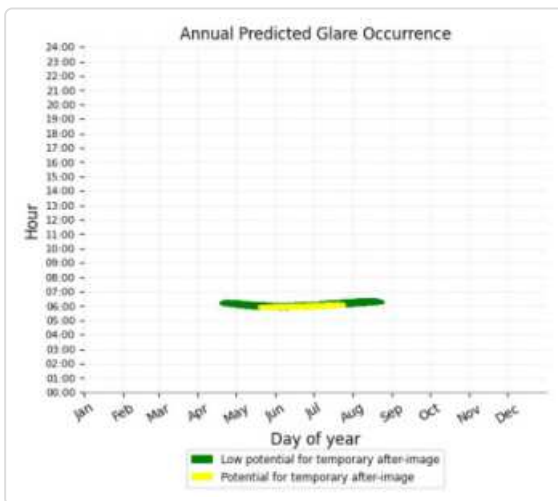
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 4	1,337	22.3	548	9.1
OP 6	1,312	21.9	454	7.6
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 3	0	0.0	0	0.0
OP 5	0	0.0	0	0.0

## PV Feld 3 and OP 4

Yellow glare: 548 min.

Green glare: 1,337 min.



## PV: PV Feld 4 potential temporary after-image

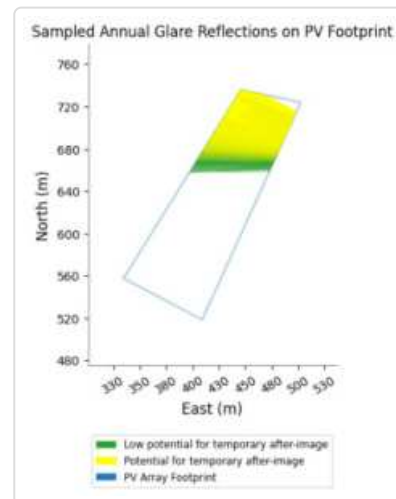
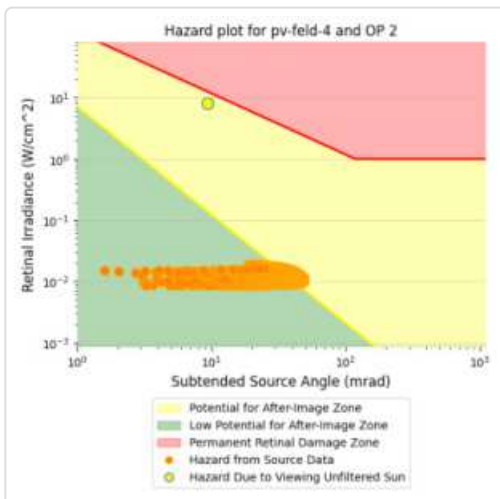
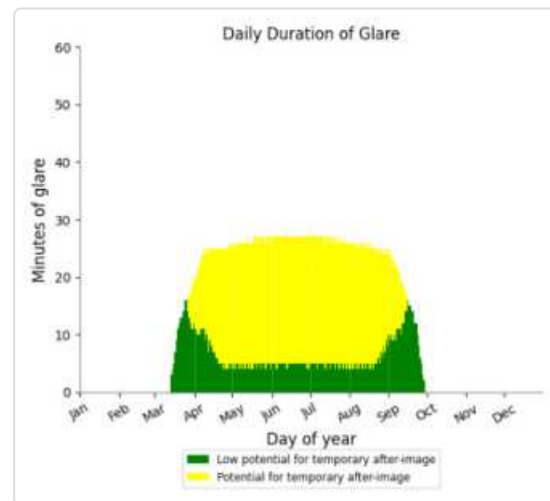
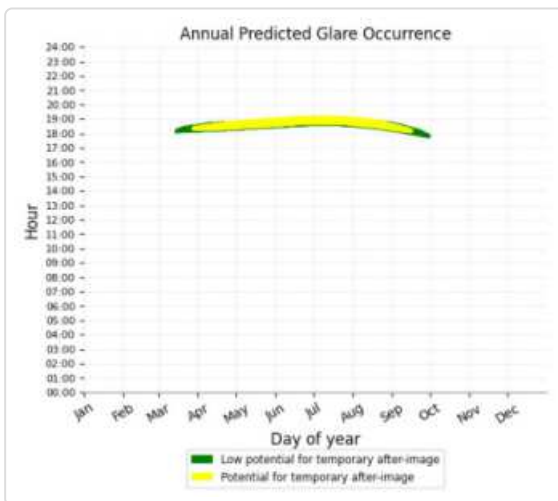
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 2	1,327	22.1	3,318	55.3
OP 5	726	12.1	3,294	54.9
OP 1	0	0.0	0	0.0
OP 3	0	0.0	0	0.0
OP 4	0	0.0	0	0.0
OP 6	0	0.0	0	0.0

## PV Feld 4 and OP 2

Yellow glare: 3,318 min.

Green glare: 1,327 min.





	Cornel Irradiance	DNI (W/m²)	Ocular Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance	Subtended Glare Angle	S Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	S	L	Anzahl Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
2023-03-20 06:34:00	0,010137	542,4156	1	0,575475	0,017704	0,027091	0,1	91,5	1	-0,026	0,001	-1	0,02	0,016	3.	Mai	1	06:00	06:00	
2023-03-21 06:32:00	0,010185	543,1244	1	0,573285	0,01766	0,02779	0,3	91	1	-0,018	0,005	-1	0,012	0,014	4.	Mai	2	05:58	05:59	
2023-03-21 06:33:00	0,009805	545,4742	1	0,561252	0,017364	0,02573	0,4	91,2	1	-0,022	0,007	-1	0,013	0,019	5.	Mai	4	05:56	05:59	
2023-03-22 06:31:00	0,010285	548,476	1	0,571102	0,017766	0,02815	0,4	90,6	1	-0,011	0,008	-1	0,004	0,012	6.	Mai	4	05:55	05:58	
2023-03-22 06:32:00	0,010479	550,7966	2	0,559114	0,017467	0,031563	0,6	90,8	1	-0,014	0,01	-1	0,005	0,017	7.	Mai	6	05:53	05:58	
2023-03-23 06:30:00	0,0104	551,458	1	0,56893	0,017795	0,029062	0,6	90,2	1	-0,003	0,011	-1	-0,004	0,01	8.	Mai	7	05:51	05:57	
2023-03-23 06:31:00	0,010553	553,7603	2	0,556987	0,017494	0,03208	0,8	90,4	1	-0,006	0,013	-1	-0,003	0,015	9.	Mai	8	05:50	05:57	
2023-03-23 06:32:00	0,009976	556,0584	1	0,545294	0,017198	0,028347	0,9	90,6	1	-0,01	0,016	-1	-0,001	0,019	10.	Mai	10	05:48	05:57	
2023-03-24 06:28:00	0,010434	552,1169	1	0,566772	0,017748	0,029631	0,8	89,7	1	0,005	0,014	-1	-0,012	0,009	11.	Mai	10	05:47	05:56	
2023-03-24 06:29:00	0,010567	554,4054	2	0,554874	0,017448	0,032453	0,9	89,9	1	0,001	0,017	-1	-0,011	0,013	12.	Mai	12	05:45	05:56	
2023-03-24 06:30:00	0,01067	556,6897	2	0,543226	0,017152	0,034959	1,1	90,1	1	-0,002	0,019	-1	-0,009	0,017	13.	Mai	12	05:44	05:55	
2023-03-25 06:26:00	0,010294	552,7725	1	0,576735	0,018082	0,026532	0,8	89,1	1	0,016	0,015	-1	-0,021	0,002	14.	Mai	14	05:42	05:55	
2023-03-25 06:27:00	0,010508	555,0473	2	0,56463	0,017775	0,030159	1	89,3	1	0,012	0,017	-1	-0,02	0,007	15.	Mai	15	05:41	05:55	
2023-03-25 06:28:00	0,010648	557,3179	2	0,552778	0,017473	0,033031	1,1	89,5	1	0,009	0,02	-1	-0,019	0,011	16.	Mai	15	05:40	05:54	
2023-03-25 06:29:00	0,010733	559,5844	2	0,541175	0,017176	0,035373	1,3	89,7	1	0,005	0,022	-1	-0,017	0,015	17.	Mai	15	05:40	05:54	
2023-03-25 06:30:00	0,010141	561,8467	2	0,529815	0,016884	0,031667	1,4	89,9	1	0,002	0,025	-1	-0,016	0,019	18.	Mai	15	05:40	05:54	
2023-03-26 06:25:00	0,010374	555,6851	1	0,574565	0,018109	0,02714	1	88,6	1	0,024	0,018	-1	-0,029	0	19.	Mai	14	05:40	05:53	
2023-03-26 06:26:00	0,010576	557,9423	2	0,562507	0,017801	0,030637	1,2	88,9	1	0,02	0,02	-1	-0,028	0,005	20.	Mai	14	05:40	05:53	
2023-03-26 06:27:00	0,010711	560,1953	2	0,550702	0,017498	0,033454	1,3	89,1	1	0,016	0,023	-1	-0,027	0,009	21.	Mai	14	05:40	05:53	
2023-03-26 06:28:00	0,010793	562,4442	2	0,539144	0,017199	0,035765	1,5	89,3	1	0,013	0,025	-1	-0,025	0,013	22.	Mai	13	05:40	05:52	
2023-03-26 06:29:00	0,010834	564,689	2	0,527828	0,016905	0,037705	1,6	89,5	1	0,009	0,028	-1	-0,024	0,017	23.	Mai	13	05:40	05:52	
2023-03-27 06:23:00	0,010447	558,513	1	0,572416	0,018133	0,027688	1,2	88,2	0,999	0,031	0,021	-0,999	-0,038	-0,001	24.	Mai	13	05:40	05:52	
2023-03-27 06:24:00	0,01064	560,7468	2	0,560406	0,017823	0,031088	1,3	88,4	0,999	0,028	0,023	-0,999	-0,036	0,003	25.	Mai	12	05:40	05:51	
2023-03-27 06:25:00	0,010698	562,9766	2	0,548648	0,017519	0,033228	1,5	88,6	0,999	0,024	0,026	-0,999	-0,035	0,007	26.	Mai	12	05:40	05:51	
2023-03-27 06:26:00	0,010849	565,2022	2	0,537135	0,017219	0,036136	1,6	88,8	0,999	0,021	0,029	-0,999	-0,033	0,011	27.	Mai	12	05:40	05:51	
2023-03-27 06:27:00	0,010887	567,4237	2	0,525863	0,016924	0,038054	1,8	89	0,999	0,017	0,031	-0,999	-0,032	0,015	28.	Mai	12	05:40	05:51	
2023-03-27 06:28:00	0,010323	569,6412	2	0,514827	0,016634	0,034741	1,9	89,2	0,999	0,014	0,034	-0,999	-0,031	0,019	29.	Mai	11	05:40	05:50	
2023-03-28 06:22:00	0,010427	561,3465	1	0,570291	0,018157	0,027371	1,4	87,8	0,999	0,039	0,024	-0,999	-0,046	-0,003	30.	Mai	12	05:40	05:51	
2023-03-28 06:23:00	0,0107	563,5632	2	0,55833	0,017847	0,031496	1,5	88	0,999	0,035	0,027	-0,999	-0,044	0,001	31.	Mai	12	05:40	05:51	
2023-03-28 06:24:00	0,010823	565,7758	2	0,546618	0,017541	0,034202	1,7	88,2	0,999	0,032	0,029	-0,999	-0,043	0,005	1.	Jun.	12	05:40	05:51	
2023-03-28 06:25:00	0,010901	567,9844	2	0,535152	0,01724	0,036467	1,8	88,4	0,999	0,028	0,032	-0,999	-0,041	0,009	2.	Jun.	11	05:40	05:50	
2023-03-28 06:26:00	0,01094	570,1889	2	0,523924	0,016944	0,038386	2	88,6	0,999	0,025	0,034	-0,999	-0,04	0,013	3.	Jun.	11	05:40	05:50	
2023-03-28 06:27:00	0,010904	572,3893	2	0,512931	0,016652	0,039667	2,1	88,8	0,999	0,021	0,037	-0,999	-0,039	0,017	4.	Jun.	11	05:40	05:50	
2023-03-29 06:21:00	0,010579	564,1438	1	0,568193	0,018181	0,028643	1,6	87,3	0,999	0,046	0,027	-0,999	-0,054	-0,005	5.	Jun.	12	05:40	05:51	
2023-03-29 06:22:00	0,010753	566,3436	2	0,55628	0,017869	0,03185	1,7	87,5	0,999	0,043	0,03	-0,999	-0,052	-0,001	6.	Jun.	12	05:40	05:51	
2023-03-29 06:23:00	0,010874	568,5394	2	0,544616	0,017562	0,034525	1,8	87,7	0,999	0,039	0,032	-0,999	-0,051	0,003	7.	Jun.	11	05:40	05:50	
2023-03-29 06:24:00	0,010835	570,7311	2	0,533195	0,01726	0,035804	2	87,9	0,999	0,036	0,035	-0,999	-0,049	0,007	8.	Jun.	11	05:40	05:50	
2023-03-29 06:25:00	0,010988	572,9188	2	0,522013	0,016963	0,038688	2,1	88,1	0,999	0,032	0,037	-0,999	-0,048	0,011	9.	Jun.	11	05:40	05:50	
2023-03-29 06:26:00	0,010995	575,1024	2	0,511063	0,01667	0,040318	2,3	88,3	0,999	0,029	0,04	-0,999	-0,047	0,015	10.	Jun.	11	05:40	05:50	
2023-03-30 06:19:00	0,010595	564,7177	1	0,566124	0,018133	0,029044	1,7	86,9	0,998	0,054	0,03	-0,998	-0,062	-0,007	11.	Jun.	12	05:40	05:51	
2023-03-30 06:20:00	0,010652	566,9048	2	0,554261	0,017822	0,031202	1,9	87,1	0,998	0,051	0,033	-0,998	-0,06	-0,003	12.	Jun.	12	05:40	05:51	
2023-03-30 06:21:00	0,01088	569,0879	2	0,542644	0,017515	0,034824	2	87,3	0,998	0,047	0,035	-0,998	-0,059	0,001	13.	Jun.	12	05:40	05:51	
2023-03-30 06:22:00	0,010953	571,267	2	0,531269	0,017214	0,03705	2,2	87,5	0,998	0,043	0,038	-0,998	-0,057	0,005	14.	Jun.	12	05:40	05:51	
2023-03-30 06:23:00	0,010976	573,4421	2	0,520131	0,016917	0,03883	2,3	87,7	0,998	0,04	0,04	-0,998	-0,056	0,009	15.	Jun.	12	05:40	05:51	
2023-03-30 06:24:00	0,010999	575,6131	2	0,509225	0,016625	0,040595	2,5	87,9	0,998	0,036	0,043	-0,998	-0,055	0,013	16.	Jun.	12	05:40	05:51	
2023-03-30 06:25:00	0,010917	577,7801	2	0,498547	0,016338	0,041491	2,6	88,1	0,998	0,033	0,046	-0,998	-0,053	0,017	17.	Jun.	12	05:40	05:51	
2023-03-31 06:17:00	0,010457	567,3879	1	0,576154	0,018541	0,025612	1,8	86,3	0,997	0,065	0,031	-0,997	-0,071	-0,013	18.	Jun.	12	05:40	05:51	
2023-03-31 06:18:00	0,010635	569,5529	1	0,564088	0,018222	0,028929	1,9	86,5	0,998	0,062	0,033	-0,998	-0,069	-0,009	19.	Jun.	12	05:40	05:51	
2023-03-31 06:19:00	0,010593	571,714	2	0,552273	0,017908	0,030215	2,1	86,7	0,998	0,058	0,036	-0,998	-0,068	-0,005	20.	Jun.	13	05:40	05:52	

Minuten	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 4
07. Mai	07. August	1235	05:40	06:09
Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 4:				
1235 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)				
932 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk				
303 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk				
17 Minuten pro Tag (Max)				

