

# SolPEG Blendgutachten

## Solarpark Gnodstadt

**Analyse der potentiellen Blendwirkung einer geplanten PV Anlage  
in der Nähe von Gnodstadt in Unterfranken (Bayern)**

**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.....	6
<b>3</b>	<b>Ermittlung der potentiellen Blendwirkung</b> .....	<b>7</b>
3.1	Rechtliche Hinweise .....	7
3.2	Blendwirkung von PV Modulen.....	7
3.3	Technische Parameter der PV Anlage .....	9
3.4	Berechnung der Blendwirkung.....	10
3.5	Standorte für die Analyse .....	11
3.6	Hinweise zum Simulationsverfahren .....	12
<b>4</b>	<b>Ergebnisse</b> .....	<b>15</b>
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, A7 nordöstlich .....	15
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, Straße KT18 östlich .....	16
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, Straße KT18 südöstlich .....	17
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, B13 / Einmündung KT18 .....	18
4.5	Ergebnisse am Messpunkt P5, B13 westlich .....	19
4.6	Ergebnisse am Messpunkt P6, Gebäude östlich .....	20
4.7	Ergebnisse am Messpunkt P7, Gebäude südöstlich .....	22
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung der Ergebnisse</b> .....	<b>23</b>
<b>6</b>	<b>Schlussbemerkung</b> .....	<b>23</b>
<b>7</b>	<b>Anhang (Auszug)</b> .....	<b>24 - 41</b>

## SolPEG Blendgutachten

### Analyse der Blendwirkung der geplanten PV Anlage Gnodstadt

## 1 Auftrag

### 1.1 Beauftragung

Als unabhängiger Gutachter für Photovoltaik (PV) ist die SolPEG GmbH beauftragt, die potentielle Blendwirkung der PV Anlage „Gnodstadt“ für Verkehrsteilnehmer auf angrenzenden Straßen (u.a. A7, B13) sowie 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 „Gnodstadt“ eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Licht-Leitlinie ausgehen könnte. Dies gilt für Verkehrsteilnehmer auf der A7 sowie 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.

<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 im Umfeld der Ortschaft Gnodstadt und ca. 3,5 km südlich von Marktbreit in Unterfranken (Bayern). Nordöstlich einer Teilfläche verläuft die Autobahn A7, südwestlich die B13. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

**Tabelle 1: Informationen über den Standort**

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Flächen im Umfeld der Ortschaft Gnodstadt in Unterfranken (Bayern). Die Flächen sind teilweise leicht abfallend.
Koordinaten (Mitte)	<a href="#">49.650°N, 10.098°O, 283 m ü.N.N.</a>
Entfernung zu Straßen	A7 ca. 200 m, B13 ca. 250 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	ca. 460 m (kürzeste Entfernung, relevante Blickrichtung)

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

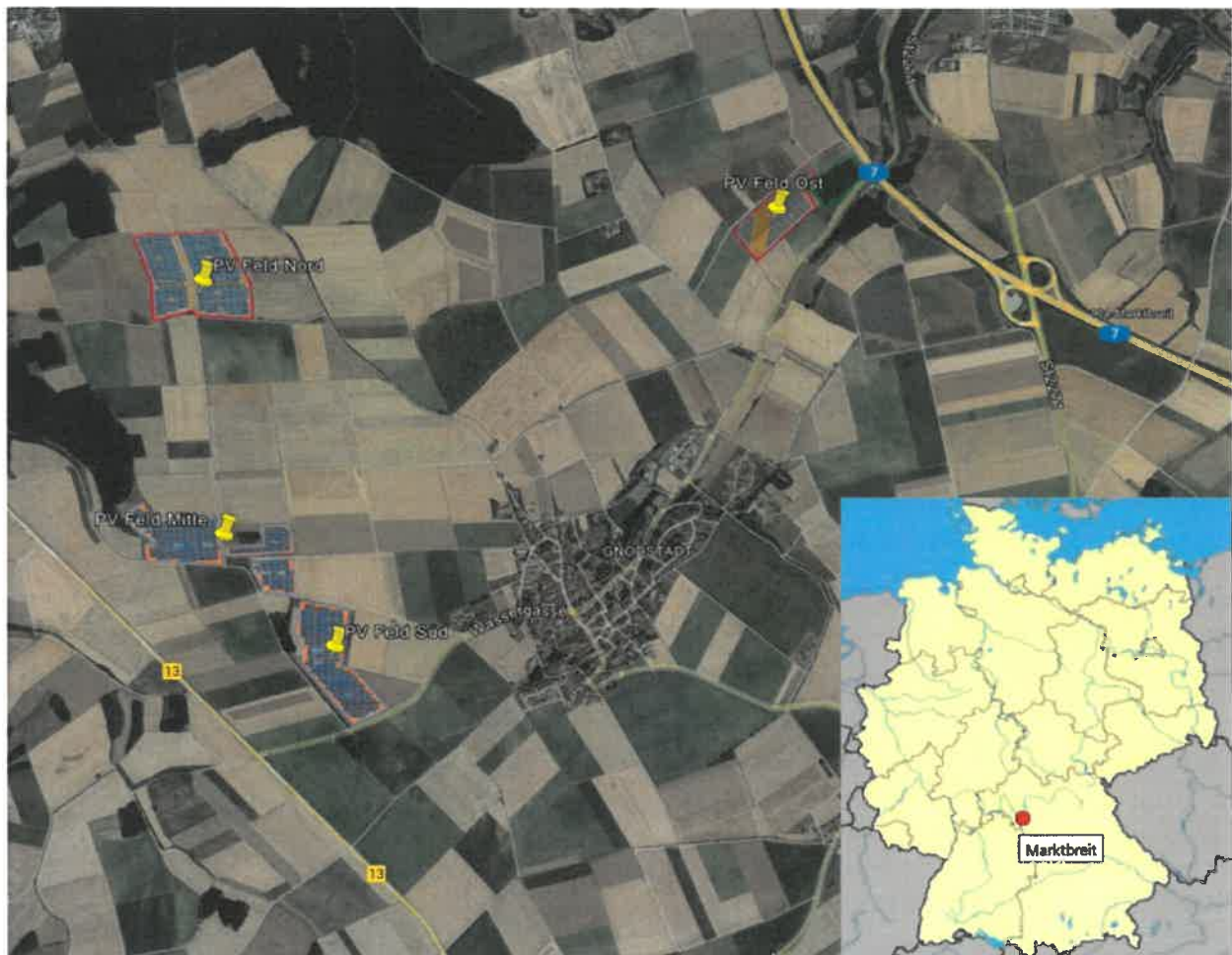


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

### Detailansicht der PV Anlage und Umgebung



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

### PV Felder Mitte und Süd



Bild 2.1.3: Detailansicht der PV Flächen (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 den die PV Felder Mitte und Süd sowie die relevante Umgebung. Gemäß Reflexionsgesetz könnten Gebäude im Osten theoretisch von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden aber in der Realität ist keine direkte Sichtverbindung zur Immissionsquelle vorhanden. Der Standort wird dennoch analysiert. Andere Gebäude in der Umgebung oder einzelne landwirtschaftliche Gebäude sind aufgrund der Lage, des Einfallswinkels und der Entfernung nicht von Reflexionen durch die PV Anlage betroffen und werden nicht weiter analysiert. Details sind im Abschnitt 4 aufgeführt.



Bild 2.2.1: PV Anlage und Umgebung (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:

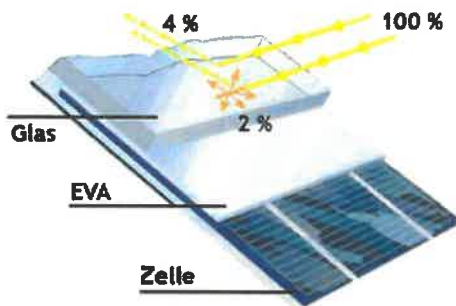


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV Modul (Quelle: SolPEG)

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.schleswig-holstein.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.

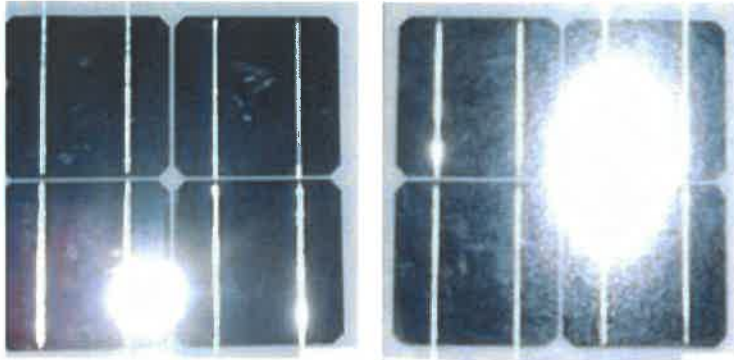


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

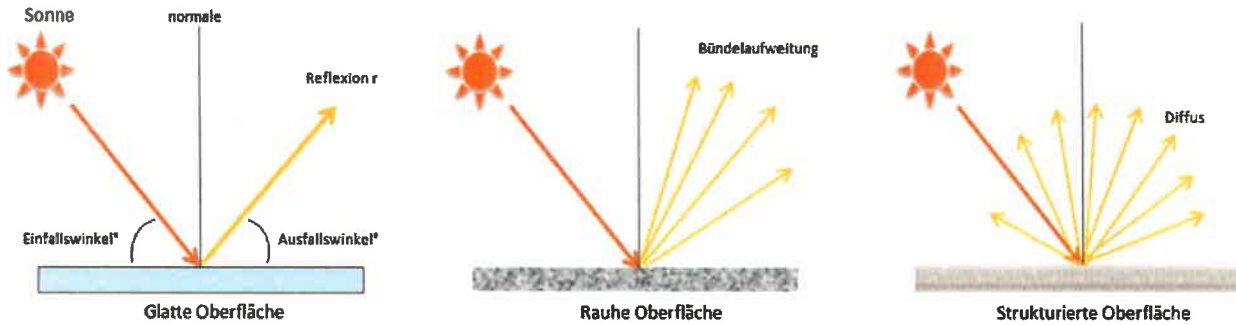


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

Lt. Informationen des Auftraggebers sollen PV Module des Herstellers Jolywood mit regulären 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 Properties

Cell Type	182.00mm*91.00mm
Number of Cells	144pcs(12*12)
Dimension	2285mm*1134mm*30mm
Weight	33.5kg
Front /Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP68 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm <sup>2</sup> , 300mm
Connectors	MC4 Compatible
*rear: strengthened glass	

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt, siehe auch Anhang

### 3.3 Technische Parameter der PV Anlage

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

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

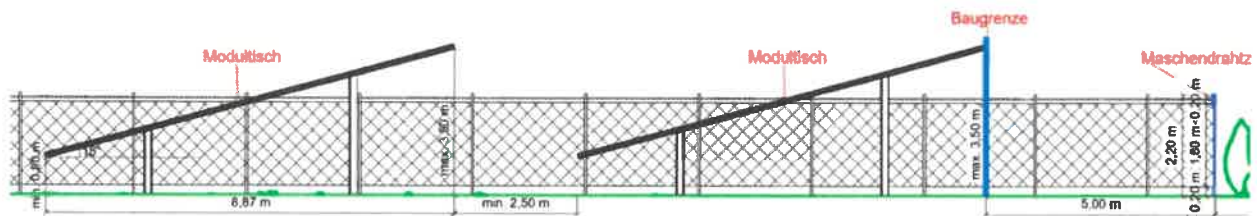


Bild 3.4.1: Skizze der Modulkonstruktion (Quelle: Planungsunterlagen)

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

**Tabelle 2: Berechnungsparameter**

PV Modul Hersteller / Typ	Jolywood (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Unterkonstruktion	Modultische mit fester Neigung
Modulinstallation	4 Module hochkant übereinander
Achsen-Ausrichtung (Azimut)	Feld Süd: 180° (Süden), Nord/Mitte: 177°, Ost: 138°
Modulneigung	15°
Höhe der Modulfläche über Boden	ca. 0,8 m bis ca. 3,5 m
Mittlere Höhe der Modulfläche für Simulation	2 m
Anzahl Messpunkte Straße	3 Messpunkte (siehe Skizze 3.5.1)
Anzahl Messpunkte Gebäude	2 Messpunkte
Höhe Messpunkte über Boden	2 m (gemittelte Höhe)
Azimut Blickrichtung Fahrzeugführer <sup>4</sup>	Fahrtrichtung +/- 20°

<sup>4</sup> 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.

### 3.4 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, Lambertsches 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>5</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 sind, kann der Winkel der Reflexion ( $\theta_P$ ) mit der folgenden Formel berechnet werden:

$$\cos(\theta_P) = -\cos(\gamma_S) \cdot \sin(\gamma_P) \cdot \cos(\alpha_S + 180^\circ - \alpha_P) + \sin(\gamma_S) \cdot \cos(\gamma_P)$$

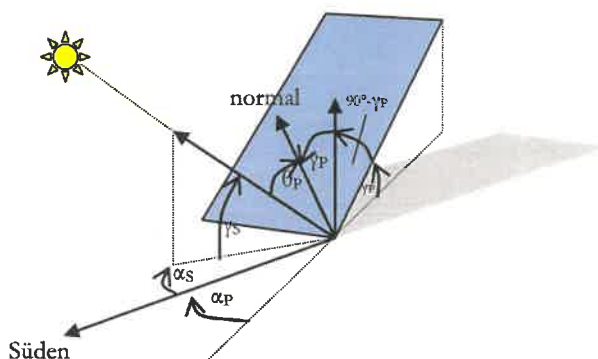


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

Die unter 3.2 aufgeführten generellen Eigenschaften von PV Modulen (Glasoberfläche, Antireflexionschicht) 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>6</sup> wird eine Entfernung von 100 m genannt.

Die durchgeführten Berechnungen wurden u.a. mit Simulationen und Modellen des Sandia National Laboratories<sup>7</sup>, New Mexico überprüft.

<sup>5</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>6</sup> Licht-Leitlinie Seite 22: Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden erfahren erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen.

<sup>7</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 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 Gnodstadt wurden insgesamt 7 Messpunkte festgelegt. 1 Messpunkt auf der A7, 4 Messpunkte auf angrenzenden Straßen (u.a. der KT18, B13) sowie 2 Messpunkte im Bereich von umliegenden Gebäuden. Weitere Gebäude wurden nicht 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:



Bild 3.5.1: Übersicht über die PV Anlage und die Messpunkte (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 belästigter Personen in der exponierten Bevölkerung will man zulassen? Die Wissenschaft müsste aber eine Aussage darüber liefern können, welche Expositionsdauer zu welchem Anteil stark Belästigter 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 belästigenden 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 belästigende 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 belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt<sup>8</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 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.

<sup>8</sup> Licht-Leitlinie "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 Licht-Leitlinie gibt es keine Hinweise wie mit meteorologischen Informationen zu verfahren ist obwohl zahlreiche Datenquellen und Klima-Modelle (z.B. TMY<sup>3</sup>) vorhanden sind. Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2022 eine mittlere Wolkenbedeckung<sup>10</sup> von ca. 62,5 % 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/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 Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaption 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.

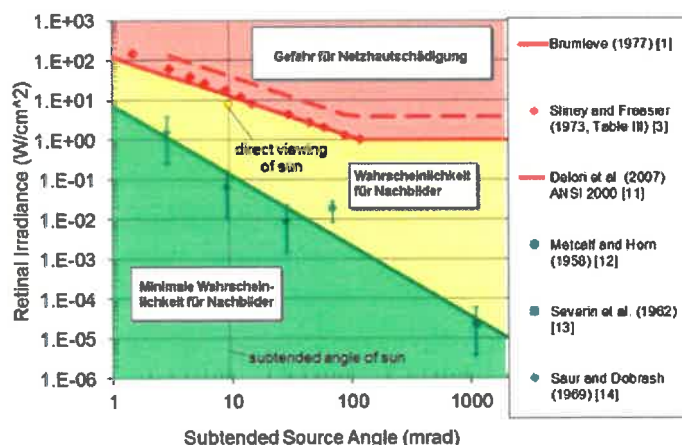


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen (Quelle: Sandia National Laboratories, siehe auch Diagramme im Anhang)

<sup>9</sup> Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

<sup>10</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 Gnodstadt wird für 4 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 Licht-Leitlinie 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 zwischen 22 Uhr abends und 06 Uhr morgens auftreten (sofern möglich), sind relativiert zu bewerten 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 3 zeigt die unbereinigten Rohdaten und Anmerkungen zu weiteren Einschränkungen. Sofern Ergebnisse ermittelt wurden, dienen die Zahlen der Übersicht aus formellen Gründen und sind nur im Kontext und mit den genannten Einschränkungen zu verwenden. Diese werden im weiteren Verlauf von Abschnitt 4 für die jeweiligen Messpunkte gesondert beschrieben.

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

Messpunkt	PV Feld Nord	PV Feld Ost	PV Feld Mitte	PV Feld Süd
P1 A7 nordöstlich	-	-	-	-
P2 KT18 östlich	-	1503 <sup>W</sup>	-	-
P3 KT18 südöstlich	-	-	-	2306 <sup>W</sup>
P4 B13 / Einmündung KT18	-	-	-	1112 <sup>WE</sup>
P5 B13 westlich	-	-	2104 <sup>WE</sup>	-
P6 Gebäude östlich	-	-	835 <sup>EG</sup>	-
P7 Gebäude südöstlich	-	-	423 <sup>EG</sup>	-

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

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

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

### 4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, A7 nordöstlich

Am Messpunkt P1 auf A7 sind nach Bereinigung der Rohdaten keine Reflexionen durch die PV Anlage nachweisbar. Zu Kontrollzwecken wurden auch die unbereinigten Daten analysiert und demnach sind nur an insgesamt 106 Minuten pro Jahr Reflexionen möglich. Aufgrund der sehr geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen und darüber hinaus liegen die Einfallswinkel deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen durch die PV Anlage oder gar eine Blendwirkung im Verlauf der A7 kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist nicht beeinträchtigt.

## 4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, Straße KT18 östlich

Am Messpunkt P2 auf der Straße KT18 können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Ost auftreten. Diese können zwischen dem 14. April und dem 01. September zwischen 17:18 - 18:09 Uhr für 5 bis max. 14 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings mit ca.  $+49^\circ$  bis  $+72^\circ$  rechts (westlich) der Fahrtrichtung deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , ca. 100 m Sichtweite) und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P2 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

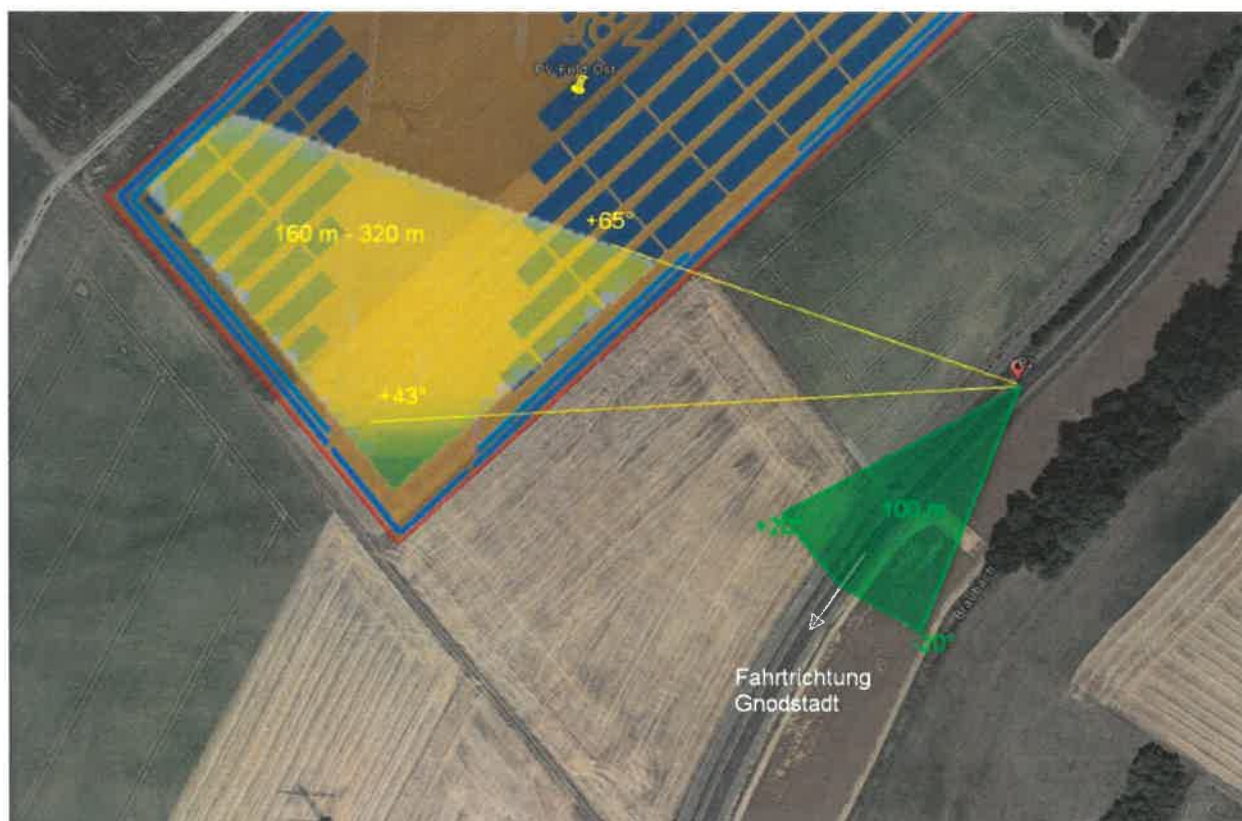


Bild 4.2.1: Simulation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel. Im gelb/grün markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen jedoch deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und in größerer Entfernung.

Für die Simulation wurde die gesamte Fläche als PV Fläche angenommen. Lt. Planungsunterlagen ist allerdings eine große Fläche unter der Überlandleitung nicht mit Modulen belegt, die Ergebnisse sind dementsprechend zu hoch/konservativ.

### 4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, Straße KT18 südöstlich

Am Messpunkt P3 auf der KT18 können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Süd auftreten. Diese können zwischen dem 12. April und dem 31. August zwischen 18:24 - 19:08 Uhr für 5 bis max. 19 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings auch hier mit ca.  $+32^\circ$  bis  $+61^\circ$  rechts (westlich) der Fahrtrichtung 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.

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

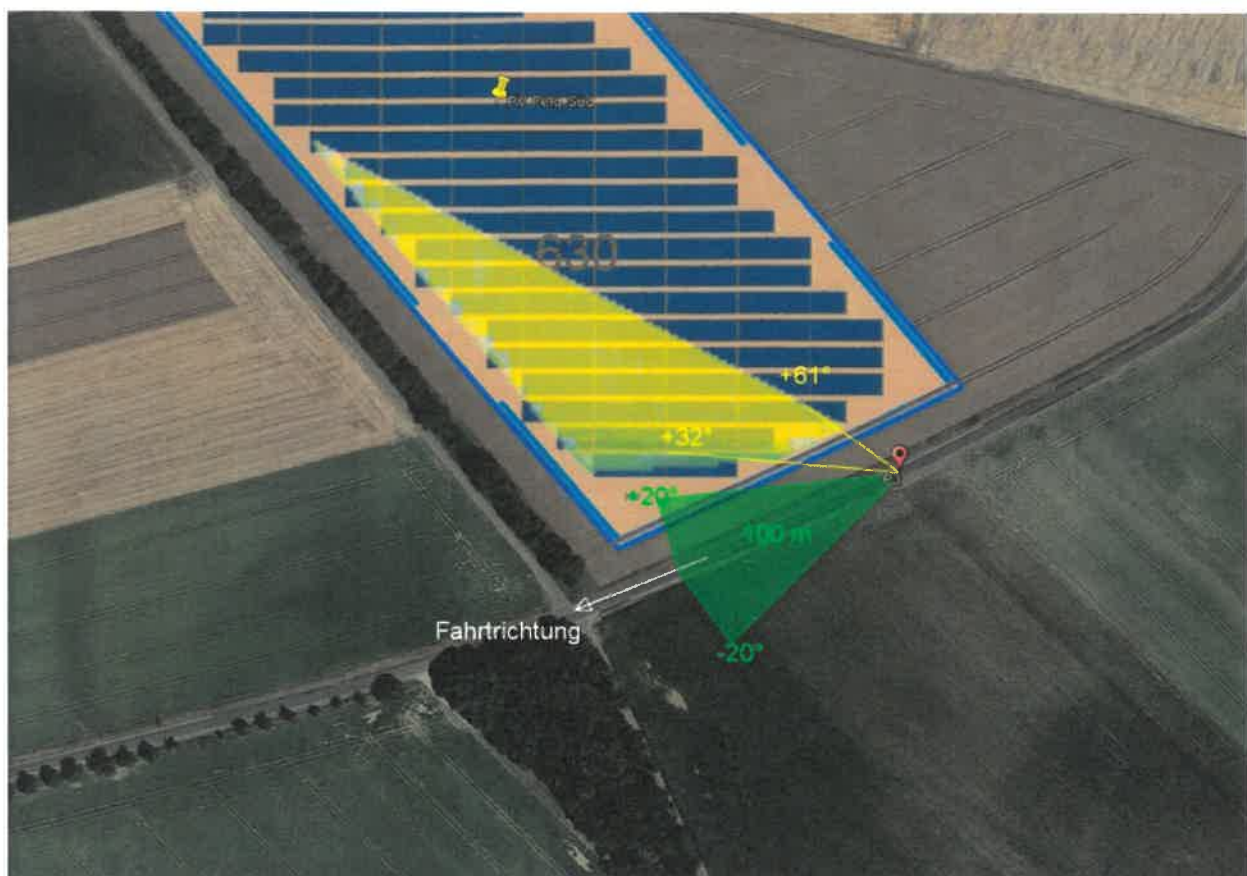


Bild 4.3.1: Simulation am Messpunkt P3 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Der grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel (Fahrtrichtung  $\pm 20^\circ$ , ca. 100 m Sichtweite). Im gelb/grün markierten Bereich könnten rein rechnerisch Reflexionen auftreten. Diese liegen jedoch deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und in größerer Entfernung.

#### 4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, B13 / Einmündung KT18

Am Messpunkt P4 auf der B13 sind potentielle Reflexionen durch das PV Feld Süd aufgrund der sehr großen Einfallswinkel zu vernachlässigen. Beim Abbiegen nach Osten auf die KT18 Richtung Gnodstadt können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Süd auftreten. Diese können zwischen dem 21. Mai und dem 23. Juli in den frühen Morgenstunden zwischen 05:40 - 06:04 Uhr für 5 bis max. 20 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von ca. 400 m - 540 m sind diese allerdings zu vernachlässigen. Mit zunehmender Entfernung und der damit einhergehenden Bündelaufweitung der diffus reflektierten Lichtstrahlen, reduziert sich die Leuchtdichte der Moduloberflächen. Die PV Anlage wäre - sofern aufgrund des Geländeverlaufes überhaupt sichtbar – nur als helle Fläche wahrnehmbar.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P4 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.

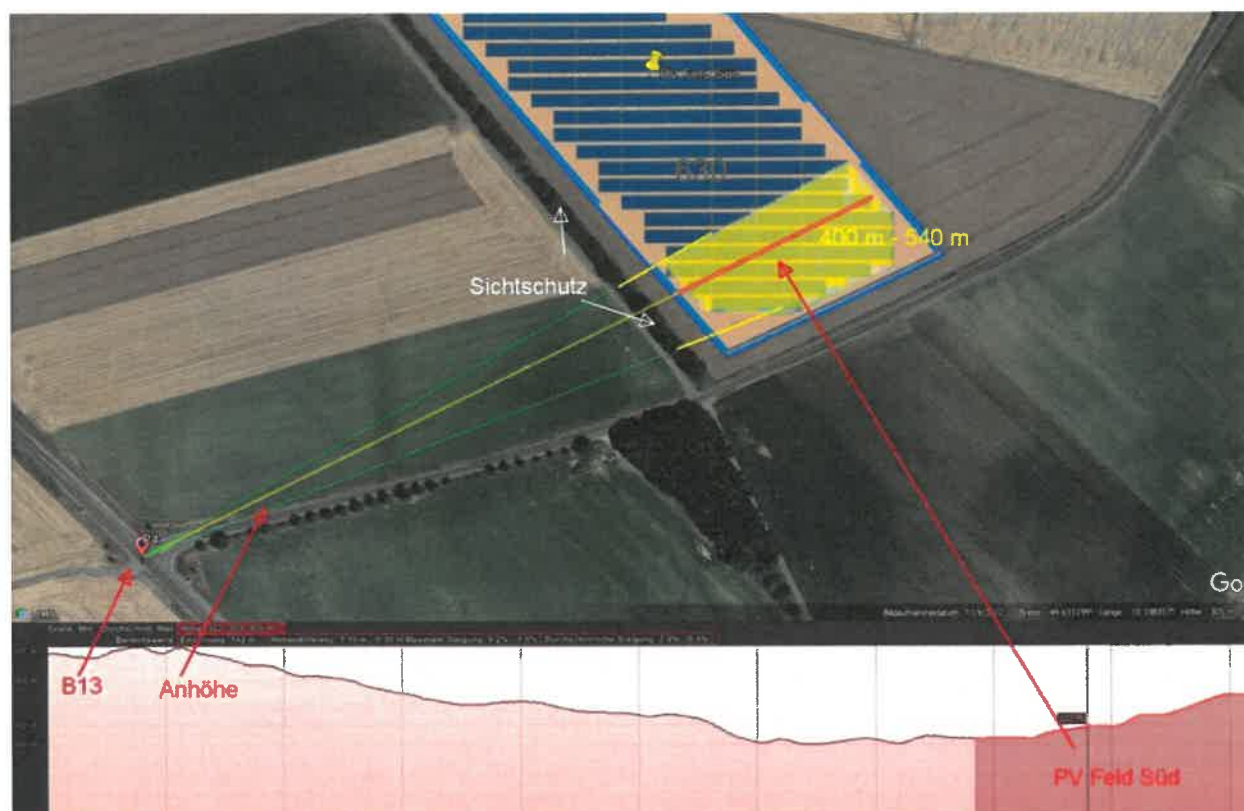


Bild 4.4.1: Simulation am Messpunkt P4 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Die Skizze verdeutlicht auch den Aspekt, dass aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (Geländeverlauf, Sichtschutz durch Knicks) kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar.

Bei der weiteren Fahrt Richtung Gnodstadt verringert sich zwar die Entfernung zur Immissionsquelle aber gleichermaßen vergrößert sich der Einfallswinkel von potentiellen Reflexionen, sodass diese im weiteren Verlauf weniger bzw. nicht relevant sind.

#### 4.5 Ergebnisse am Messpunkt P5, B13 westlich

Am Messpunkt P5 auf der B13 können bei der Fahrt Richtung Südosten theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Mitte auftreten. Diese können zwischen dem 19. April und dem 23. August in den frühen Morgenstunden zwischen 05:40 - 06:09 Uhr für 5 bis max. 25 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Aufgrund der sehr großen Entfernung zur Immissionsquelle von ca. 310 m - 840 m sind diese allerdings zu vernachlässigen. Darüber hinaus liegen die Einfallswinkel liegen mit ca.  $-46^\circ$  bis  $-107^\circ$  links (östlich) der Fahrtrichtung 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.

Zur Veranschaulichung verdeutlicht die folgende Skizze die Situation am Messpunkt P5 in Bezug auf die unbereinigten Rohdaten.



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

Die Skizze verdeutlicht auch den Aspekt, dass aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (Sichtschutz durch Wald) kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht oder nur bedingt anwendbar.

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).

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

Am Messpunkt P6 im Bereich der Gebäude an der Adresse Wassergasse 22 können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Mitte auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind potentielle Reflexionen allerdings zu vernachlässigen. Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar.

Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf und den Höhenunterschied zwischen Messpunkt P6 und der PV Anlage.

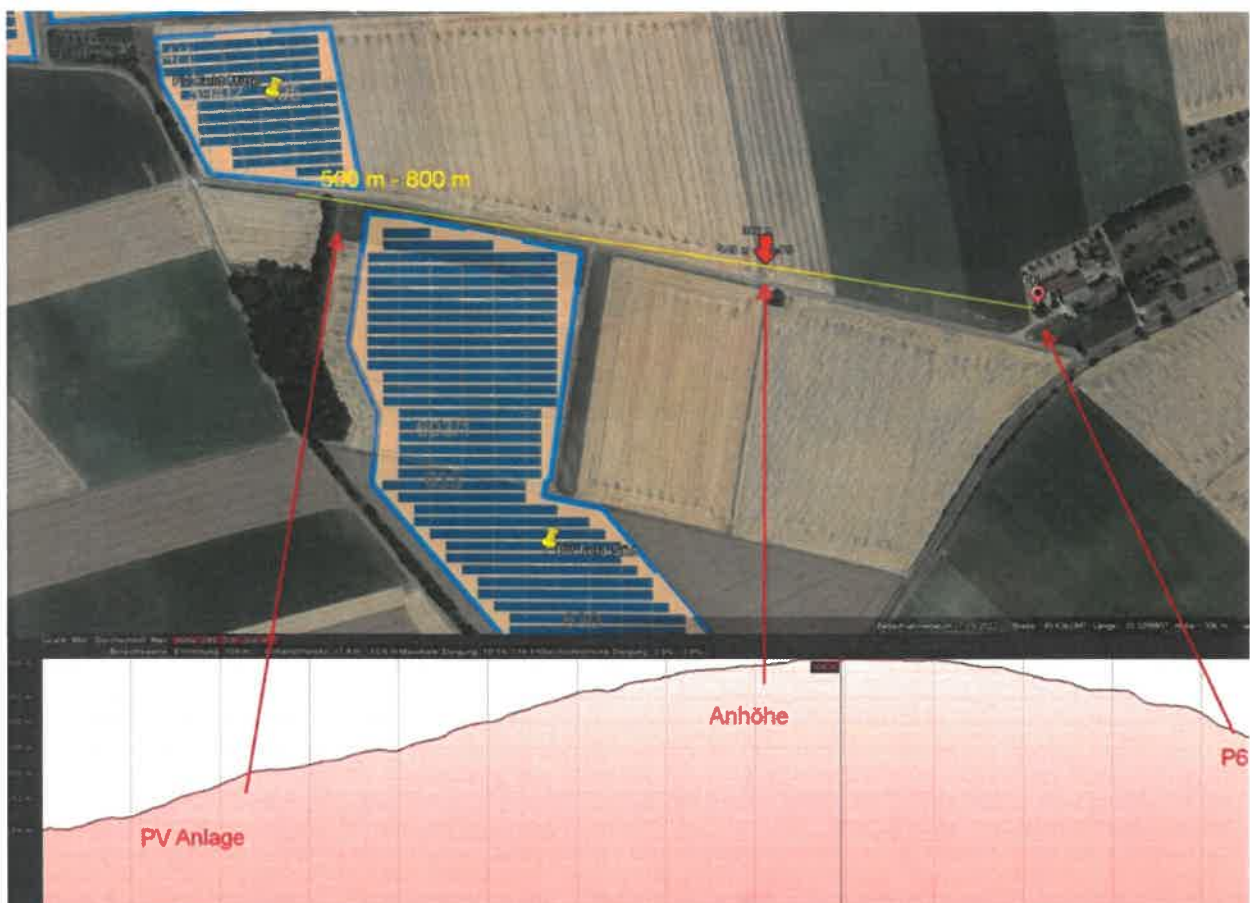


Bild 4.6.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P6 und den PV Feldern Mitte und Süd (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Beispielhaft für die Simulationsergebnisse zeigen die folgenden Diagramme das Auftreten der Reflexionen im Tages- bzw. im Jahresverlauf am Messpunkt P6 in Bezug auf das PV Feld Mitte. Die jeweiligen Farben symbolisieren die Kategorie der potentiellen Blendwirkung in Bezug zur Leuchtdichte der Reflexionen. Wie bereits in Abschnitt 3.2 und 3.6 ausgeführt sind jeweils die theoretischen Maximalwerte dargestellt, die nicht ohne Einschränkungen verwendet werden können. Der Wert von 860 Minuten entspricht den unbereinigten Rohdaten und dieser Wert liegt bereits unterhalb der Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie.

**PV Feld Mitte: OP 6**

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

- 1,706 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image
- 860 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image

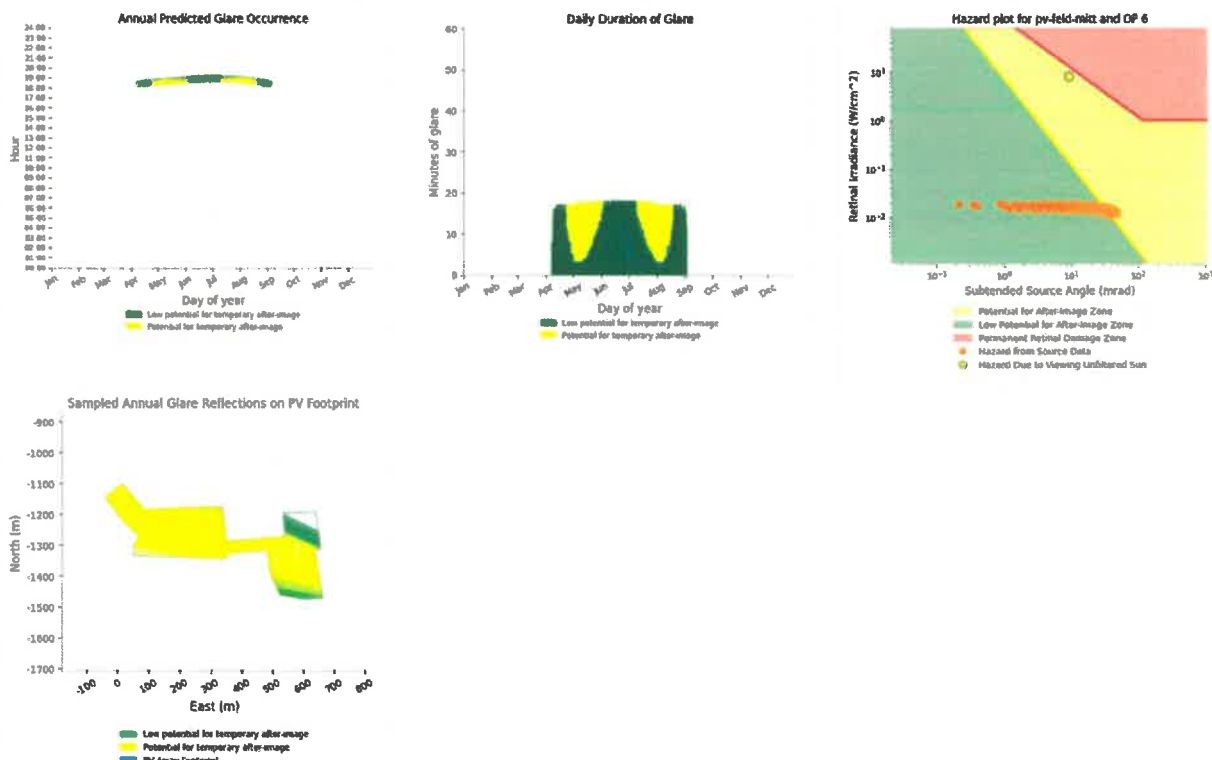


Bild 4.6.2: Ergebnisdetails für Messpunkt P6 / OP = Observation Point (Quelle: Simulationsergebnisse)

#### 4.7 Ergebnisse am Messpunkt P7, Gebäude südöstlich

Auch am Messpunkt P7 im Bereich der Gebäude an der Adresse Josef-Holubar-Straße 11 können theoretisch Reflexionen durch das PV Feld Mitte auftreten. Aufgrund der geringen zeitlichen Dauer sind auch hier potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Darüber hinaus zeigt die Analyse des Geländeverlaufes, dass in dem Bereich der Josef-Holubar-Straße kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind in der Realität nicht anwendbar. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann ausgeschlossen werden. Dies gilt gleichermaßen auch für die Nachbargebäude.

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf und den Höhenunterschied zwischen Messpunkt P7 und der PV Anlage.

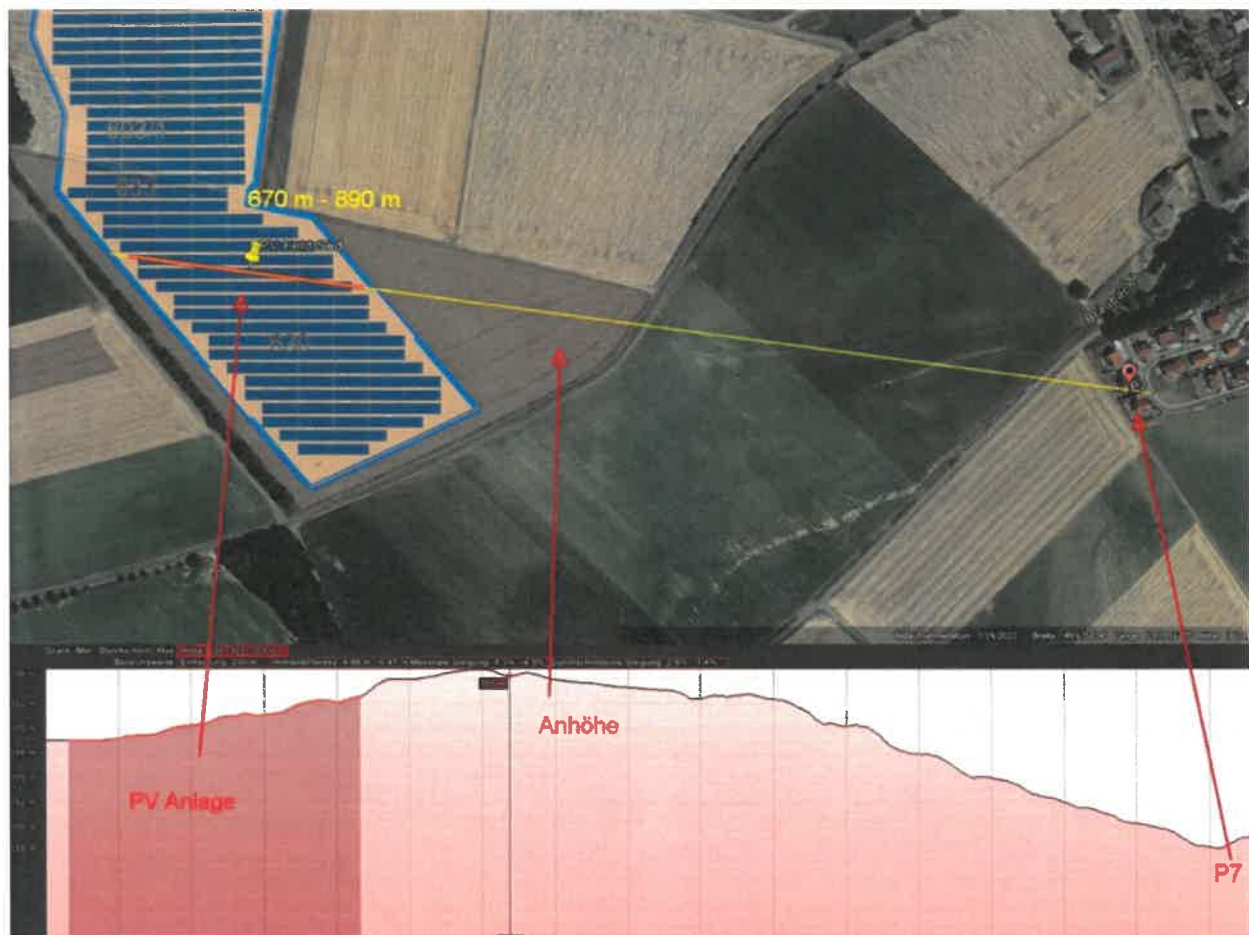


Bild 4.7.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P7 und dem PV Feld Süd (Quelle: Google Earth/SolPEG)

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die potentielle Blendwirkung der hier betrachteten PV Anlage „Gnodstadt“ kann als „geringfügig“ klassifiziert<sup>11</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 Gnodstadt mit dem Einsatz von hochwertigen PV Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von potentiellen Reflexionen vorgesehen.

Die Analyse von 7 exemplarisch gewählten Messpunkten zeigt nur eine geringfügige, theoretische Wahrscheinlichkeit für Reflexionen. Im Verlauf der A7 sind keine relevanten Reflexionen nachweisbar. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage oder eine Blendwirkung kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist gewährleistet.

Auf der KT18 können in bestimmten Konstellationen Reflexionen durch einzelne PV Felder auftreten. Die Einfallswinkel liegen allerdings überwiegend deutlich außerhalb des für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkels und daher sind potentielle Reflexionen zu vernachlässigen. Dies gilt gleichermaßen auch für die B13, auch hier liegen die Einfallswinkel deutlich außerhalb des relevanten Sichtwinkels und sind daher zu vernachlässigen. Im Bereich der Abbiegung von der B13 nach Osten auf die KT18 sind potentielle Reflexionen möglich aber aufgrund der örtlichen Gegebenheiten (Geländeverlauf, Sichtschutz durch Knicks) ist überwiegend kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden. Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV Anlage kann mit hinreichender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Immissionsorte an Gebäuden der Ortschaft Gnodstadt können aufgrund des Geländeverlaufes nicht von Reflexionen durch die PV Anlage erreicht werden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV Anlage bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie kann daher ausgeschlossen werden kann.

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.

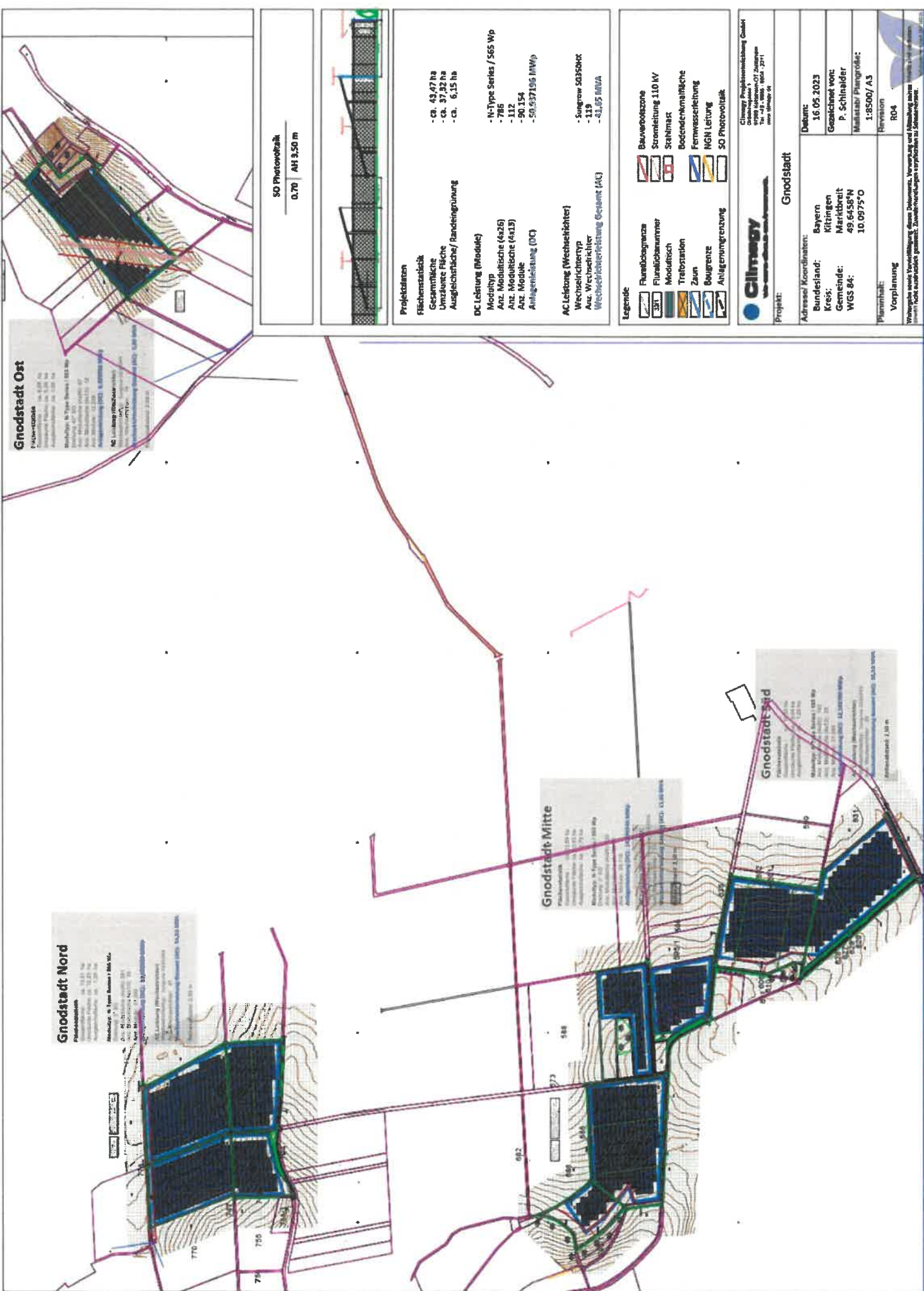
## 6 Schlussbemerkung

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 08.06.2023

  
Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

<sup>11</sup> Die Klassifizierung entspricht den Wertebereichen der Simulationsergebnisse



**Gnodstadt Ost**  
 Flächeninhalt: ca. 4.200 qm  
 Anlagengröße: ca. 3.200 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m): ca. 3.300 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m): ca. 3.400 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.500 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.600 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.700 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.800 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.900 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 4.000 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 4.100 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 4.200 qm

**Gnodstadt Nord**  
 Flächeninhalt: ca. 4.200 qm  
 Anlagengröße: ca. 3.200 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m): ca. 3.300 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m): ca. 3.400 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.500 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.600 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.700 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.800 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.900 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 4.000 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 4.100 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 4.200 qm

**Gnodstadt Mitte**  
 Flächeninhalt: ca. 4.200 qm  
 Anlagengröße: ca. 3.200 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m): ca. 3.300 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m): ca. 3.400 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.500 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.600 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.700 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.800 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.900 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 4.000 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 4.100 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 4.200 qm

**Gnodstadt Süd**  
 Flächeninhalt: ca. 4.200 qm  
 Anlagengröße: ca. 3.200 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m): ca. 3.300 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m): ca. 3.400 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.500 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.600 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.700 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.800 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 3.900 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 4.000 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 4.100 qm  
 Anlagengröße (inkl. 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m + 100 m): ca. 4.200 qm

SO Photovoltaik  
 0,70 AH 3,50 m



- Projektdaten**
- Flächenstatistik**
- ca. 43,47 ha
  - ca. 37,32 ha
  - ca. 6,15 ha
- DC Leistung (Module)**
- N-Type Series / 565 Wp
  - 785
  - 112
  - 90,154
  - 50,937196 MWp
- AC Leistung (Wechselrichter)**
- Sungrow 50350HX
  - 119
  - 41,65 MWa
- Weschrichtertyp**  
 Aus. Wechselrichter  
 Wechselrichterleistung Gesamt (AC)

- Legende**
- Flurbegrenzung
  - Flurabbaugrenze
  - Modultisch
  - Treibstation
  - Zaun
  - Baugrenze
  - Anlagengrenzung
  - Bauverbotzone
  - Stromleitung 110 KV
  - Strahlmast
  - Bodeneckenmarklinie
  - Fernewasserleitung
  - MGH Leitung
  - SO Photovoltaik

**Cilmoby**  
 www.cilmoby.de  
 Cilmoby Projektentwicklung GmbH  
 Gnodstadter Str. 10  
 91054 Ebnethausen  
 Tel: +49 (0) 91 94 12 10  
 www.cilmoby.de

**Projekt: Gnodstadt**

**Adresse / Koordinaten:**  
 Bundesland: Bayern  
 Kreis: Kitzingen  
 Gemeinde: Marktbreit  
 WGS 84: 49.6458°N 10.0975°E

**Datum:** 16.05.2023

**Gezeichnet von:** P. Schneider

**Maßstab / Plangröße:** 1:8500 / A3

**Planinhalt:** Revision

**Vorplanung:** R04

Vertragliche sowie Verantwortlichkeiten, Änderungen, Neuverträge und Abkündigungen sind ausschließlich geregelt. Zusatztätigkeiten verpflichten zu Nebenverträgen.

# JW-HD144N

N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

**545-570W**

Cell Type



11BB



**570W**

Maximum Power Output

**22.00%**

Maximum Module Efficiency

**0~+5W**

Power Output Tolerance



### Additional Power Generation Gain

At least 30-year product life, more than 10%- 30% additional power gain comparing with conventional module



### ZERO LID (Light Induced Degradation)

N-type solar cell has no LID naturally, can increase power generation



### Lower LCOE

High bifaciality, high power output, saving BOS cost



### Better Weak Illumination Response

Wide spectral response, higher power output even under low-light settings like smog or cloudy days



### Better Temperature Coefficient

Higher power generation under working conditions, thanks to passivating contact cell technology



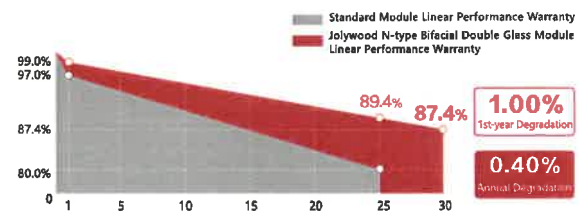
### Wider Applicability

BIPV, vertical installation, snowfield, high-humid area, windy and dusty area

## Jolywood Delivers Reliable Performance Over Time

- Leader of N-type bifacial technology
- Fully automatic facility and world-class technology
- Long term reliability tests passed
- 100% EL tests

## Linear Performance Warranty



12 Years Product Material & Workmanship 30 Years Linear Performance Warranty

## Additional Insurance Backed by Munich Re



# JW-HD144N Series

## N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

### Electrical Properties | STC\*

Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side
Peak Power (Pmax) (W)	545	550	555	560	565	570
MPP Voltage (Vmp) (V)	41.8	42.0	42.2	42.4	42.6	42.8
MPP Current (Imp) (A)	13.04	13.10	13.16	13.21	13.27	13.32
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	50.0	50.2	50.4	50.6	50.8	51.0
Short Circuit Current (Isc) (A)	13.81	13.87	13.93	13.99	14.05	14.11
Module Efficiency (%)	21.03	21.23	21.42	21.61	21.80	22.00

\*STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, AM1.5  
The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing

### Electrical Properties | NOCT\*

Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side
Peak Power (Pmax) (W)	412	416	420	424	427	431
MPP Voltage (Vmp) (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	39.9	40.2
MPP Current (Imp) (A)	10.51	10.56	10.61	10.65	10.70	10.74
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	47.8	48.0	48.2	48.4	48.6	48.7
Short Circuit Current (Isc) (A)	11.13	11.18	11.23	11.28	11.33	11.38

\*NOCT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

### Operating Properties

Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage (V)	1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating(A)	30
Power Tolerance	0~+5W
Bifaciality*	75%

\*Bifaciality=Pmaxrear (STC) /Pmaxfront (STC) ; Bifaciality tolerance:±5%

### Temperature Coefficient

Temperature Coefficient of Pmax*	-0.320%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.046%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42±2°C

\*Temperature Coefficient of Pmax±0.03%/°C

### Mechanical Properties

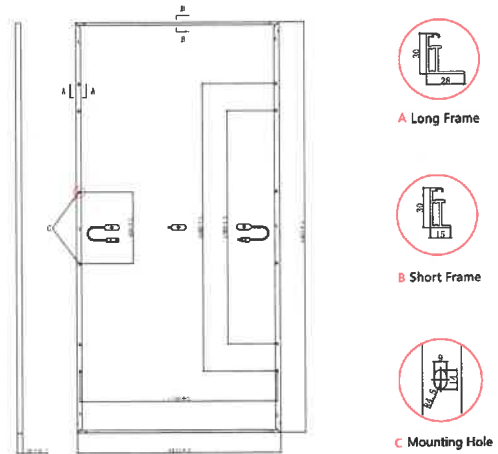
Cell Type	182.00mm*91.00mm
Number of Cells	144pcs(12*12)
Dimension	2285mm*1134mm*30mm
Weight	33.5kg
Front /Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP68 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm <sup>2</sup> , 300mm
Connector	MC4 Compatible

\*Heat strengthened glass  
\*Cable length can be customized

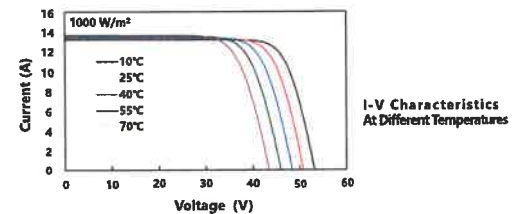
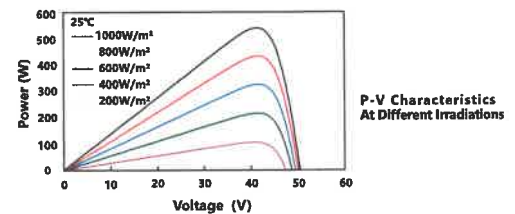
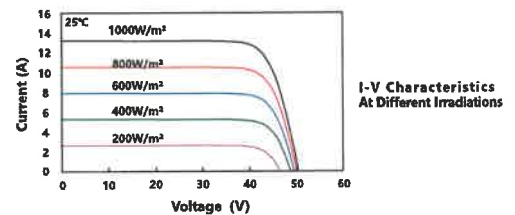
### With Different Power Generation Gain (regarding 545W as an example)

Power Gain (%)	Peak Power (Pmax) (W)	MPP Voltage (Vmp) (V)	MPP Current (Imp) (A)	Open Circuit Voltage (Voc) (V)	Short Circuit Current (Isc) (A)
10	589	41.8	14.07	50.0	14.90
15	610	41.9	14.59	50.1	15.45
20	632	41.9	15.10	50.1	15.99
25	654	41.9	15.62	50.1	16.54
30	676	41.9	16.13	50.1	17.08

### Engineering Drawing (unit: mm)



### Characteristic Curves | HD144N-545



### Packaging Configuration

Packing Type	20'GP	40'GP	40'HQ
Piece/Pallet		35	
Pallet/Container	5	10	18
Piece/Container	175	350	630

\*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

[www.jolywood.cn](http://www.jolywood.cn)



**JOLYWOOD (TAIZHOU) SOLAR TECHNOLOGY CO.,LTD.**

**Add:** No.6 Kaiyang Rd., Jiangyan Economic Development Zone, Taizhou, Jiangsu Province, China, 225500

**TEL:** +86 523 80612799 **Email:** mkt@jolywood.cn



DOC.#: TZ-MP-160 REV: B

Version 2021.03 ©Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. All rights reserved

# FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Gnodstadt**  
 Site configuration: **Gnodstadt**

Created 08 Jun, 2023  
 Updated 08 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 92427.16267

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 Mitte	15.0	177.0	4,375	72.9	4,202	70.0	-
PV Feld Nord	15.0	177.0	261	4.3	0	0.0	-
PV Feld Ost	15.0	138.0	2,087	34.8	1,636	27.3	-
PV Feld Sued	15.0	180.0	6,698	111.6	3,952	65.9	-

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	900	15.0	106	1.8
OP 2	1,448	24.1	1,530	25.5
OP 3	605	10.1	2,772	46.2
OP 4	1,444	24.1	1,180	19.7
OP 5	1,600	26.7	2,915	48.6
OP 6	2,303	38.4	860	14.3
OP 7	5,121	85.3	427	7.1

# Component Data

## PV Arrays

**Name:** PV Feld Mitte  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 15.0°  
**Orientation:** 177.0°  
**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	49.641949	10.093819	278.22	2.00	280.22
2	49.642325	10.094570	281.18	2.00	283.18
3	49.641588	10.095546	282.53	2.00	284.53
4	49.641671	10.099022	292.73	2.00	294.73
5	49.640664	10.099205	286.40	2.00	288.40
6	49.640796	10.101866	292.36	2.00	294.36
7	49.641491	10.101758	294.34	2.00	296.34
8	49.641526	10.103228	299.50	2.00	301.50
9	49.640435	10.103454	293.16	2.00	295.16
10	49.640372	10.103175	292.32	2.00	294.32
11	49.639010	10.103539	291.35	2.00	293.35
12	49.638983	10.102702	289.11	2.00	291.11
13	49.639115	10.101630	287.40	2.00	289.40
14	49.639705	10.101211	286.55	2.00	288.55
15	49.640414	10.101050	288.60	2.00	290.60
16	49.640310	10.099194	283.53	2.00	285.53
17	49.640157	10.099237	283.02	2.00	285.02
18	49.640247	10.095053	273.71	2.00	275.71
19	49.640567	10.095074	274.14	2.00	276.14
20	49.640796	10.095385	275.79	2.00	277.79
21	49.641157	10.094763	276.14	2.00	278.14

**Name:** PV Feld Nord  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 15.0°  
**Orientation:** 177.0°  
**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	49.652251	10.094339	277.44	2.00	279.44
2	49.652292	10.099317	283.00	2.00	285.00
3	49.650431	10.100862	281.67	2.00	283.67
4	49.649194	10.100990	275.06	2.00	277.06
5	49.649305	10.097772	267.45	2.00	269.45
6	49.649500	10.097772	269.64	2.00	271.64
7	49.649083	10.095411	263.11	2.00	265.11
8	49.650334	10.095369	271.41	2.00	273.41

**Name:** PV Feld Ost  
**Axis tracking:** Fixed (no rotation)  
**Tilt:** 15.0°  
**Orientation:** 138.0°  
**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	49.652444	10.128312	270.04	2.00	272.04
2	49.654830	10.132448	275.37	2.00	277.37
3	49.654601	10.132786	271.76	2.00	273.76
4	49.654010	10.131810	270.56	2.00	272.56
5	49.653319	10.132829	253.31	2.00	255.31
6	49.651461	10.129514	256.76	2.00	258.76

**Name:** PV Feld Sued

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

**Tilt:** 15.0°

**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	49.638545	10.104764	295.17	2.00	297.17
2	49.638413	10.106330	300.50	2.00	302.50
3	49.636280	10.106201	299.39	2.00	301.39
4	49.636058	10.106942	302.66	2.00	304.66
5	49.634932	10.108301	304.26	2.00	306.26
6	49.634614	10.108307	303.92	2.00	305.92
7	49.634320	10.107381	302.89	2.00	304.89
8	49.634352	10.106630	301.85	2.00	303.85
9	49.636405	10.103862	297.18	2.00	299.18
10	49.637128	10.103873	293.37	2.00	295.37
11	49.638573	10.103819	291.67	0.00	291.67

## Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	49.655570	10.135375	264.75	2.00
OP 2	2	49.651832	10.132775	240.55	2.00
OP 3	3	49.634465	10.108419	304.28	2.00
OP 4	4	49.633059	10.101610	306.48	2.00
OP 5	5	49.639211	10.091756	281.00	2.00
OP 6	6	49.637959	10.112511	297.17	2.00
OP 7	7	49.635138	10.116170	289.00	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 kWh
			min	hr	min	hr	
PV Feld Mitte	15.0	177.0	4,375	72.9	4,202	70.0	-
PV Feld Nord	15.0	177.0	261	4.3	0	0.0	-
PV Feld Ost	15.0	138.0	2,087	34.8	1,636	27.3	-
PV Feld Sued	15.0	180.0	6,698	111.6	3,952	65.9	-

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	900	15.0	106	1.8
OP 2	1,448	24.1	1,530	25.5
OP 3	605	10.1	2,772	46.2
OP 4	1,444	24.1	1,180	19.7
OP 5	1,600	26.7	2,915	48.6
OP 6	2,303	38.4	860	14.3
OP 7	5,121	85.3	427	7.1

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

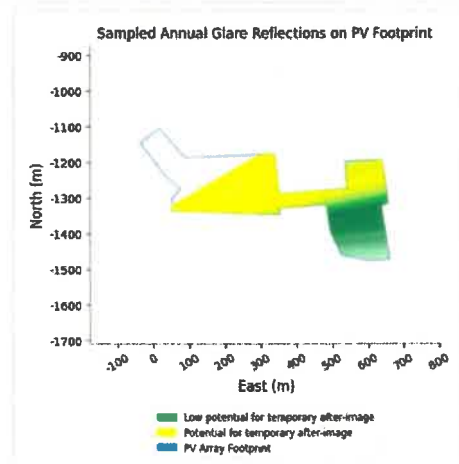
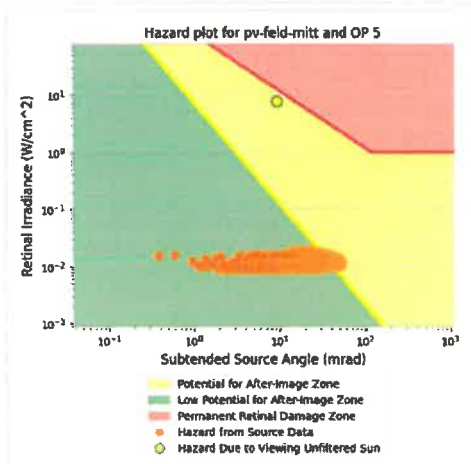
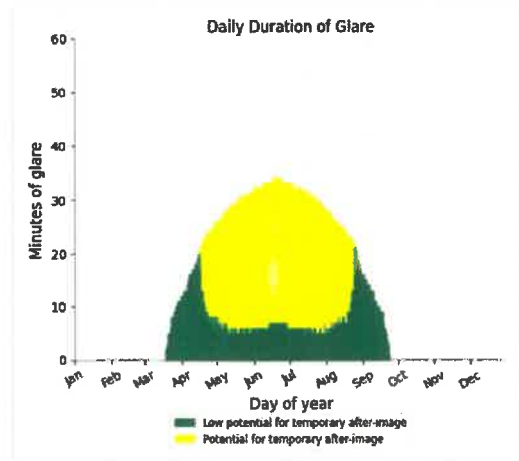
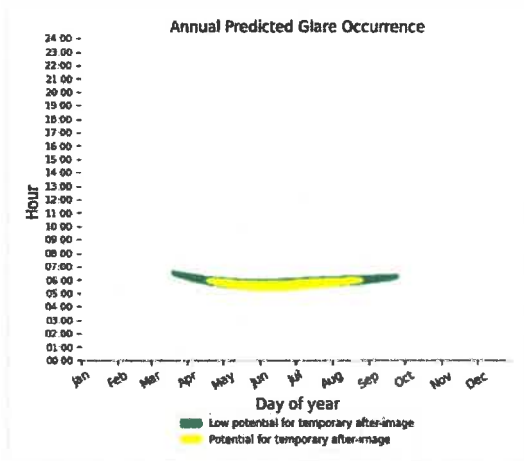
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 5	1,600	26.7	2,915	48.6
OP 6	1,706	28.4	860	14.3
OP 7	1,069	17.8	427	7.1
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 4	0	0.0	0	0.0

## PV Feld Mitte and OP 5

Yellow glare: 2,915 min.

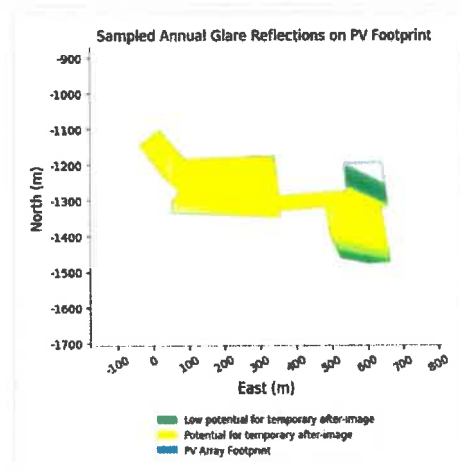
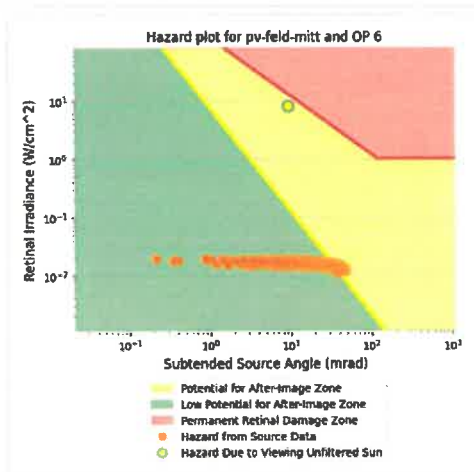
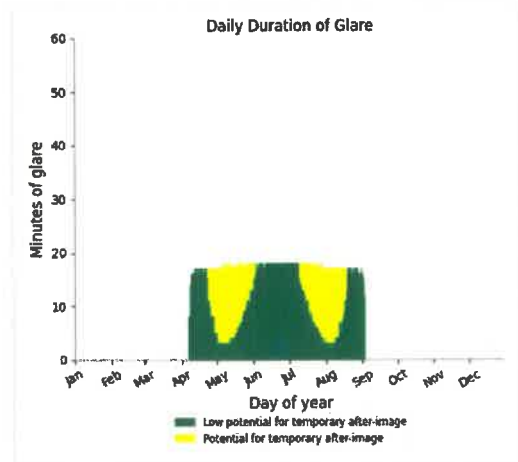
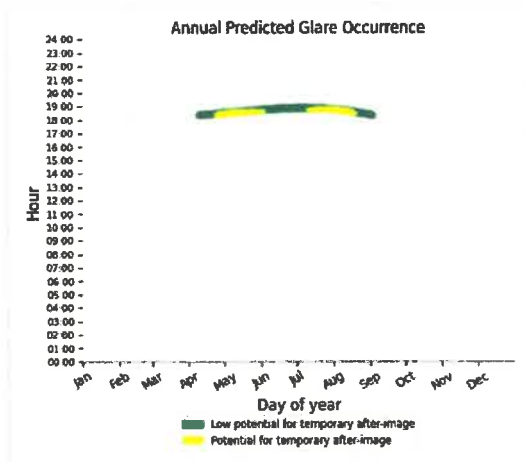
Green glare: 1,600 min.



## PV Feld Mitte and OP 6

Yellow glare: 860 min.

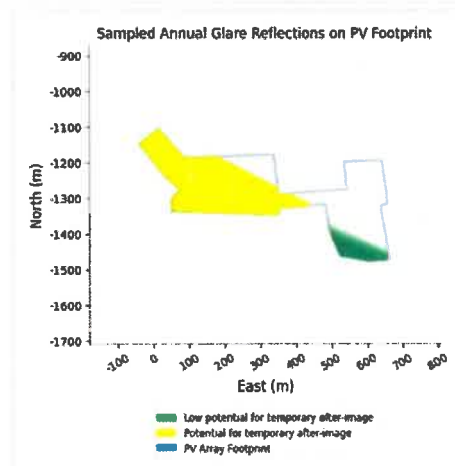
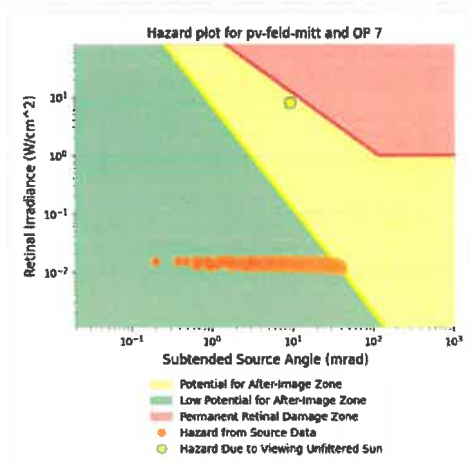
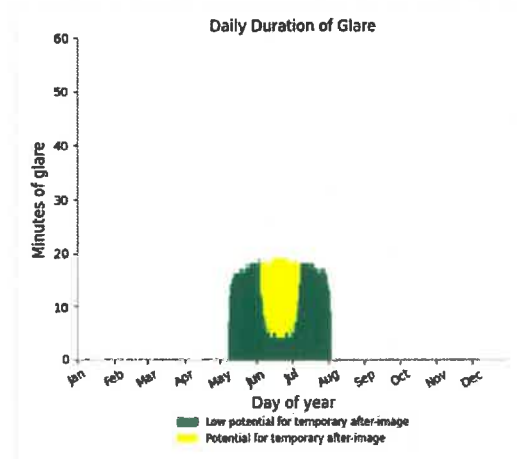
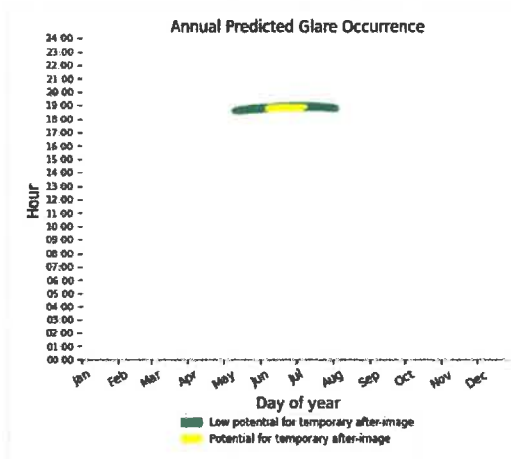
Green glare: 1,706 min.



## PV Feld Mitte and OP 7

Yellow glare: 427 min.

Green glare: 1,069 min.



## PV Feld Mitte and OP 1

No glare found

## PV Feld Mitte and OP 2

No glare found

## PV Feld Mitte and OP 3

No glare found

## PV Feld Mitte and OP 4

No glare found

## PV: PV Feld Nord low potential for temporary after-image

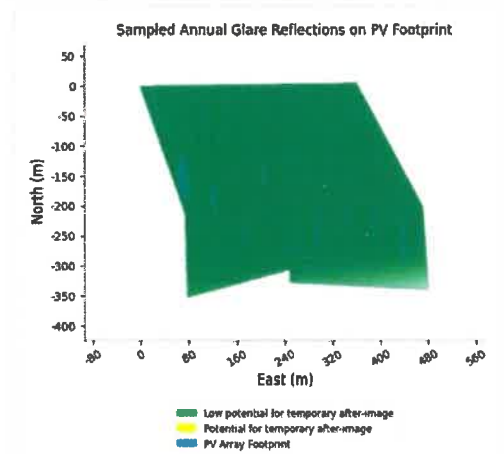
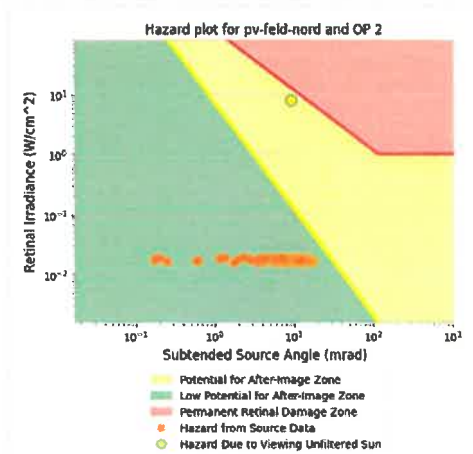
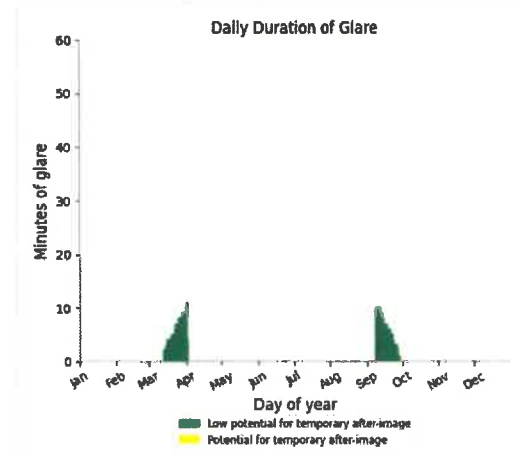
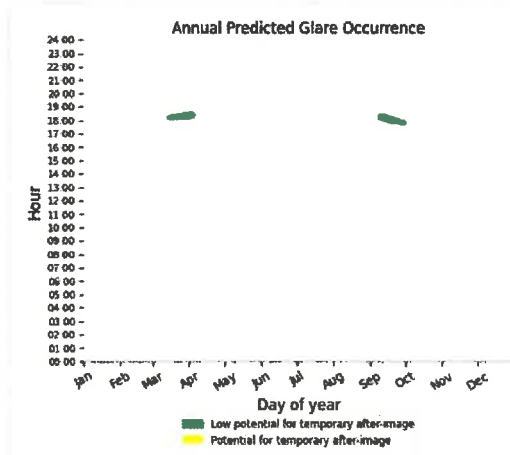
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 2	261	4.3	0	0.0
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 5	0	0.0	0	0.0
OP 6	0	0.0	0	0.0
OP 7	0	0.0	0	0.0

### PV Feld Nord and OP 2

Yellow glare: none

Green glare: 261 min.



**PV Feld Nord and OP 1**

No glare found

**PV Feld Nord and OP 3**

No glare found

**PV Feld Nord and OP 4**

No glare found

**PV Feld Nord and OP 5**

No glare found

**PV Feld Nord and OP 6**

No glare found

**PV Feld Nord and OP 7**

No glare found

**PV: PV Feld Ost** potential temporary after-image

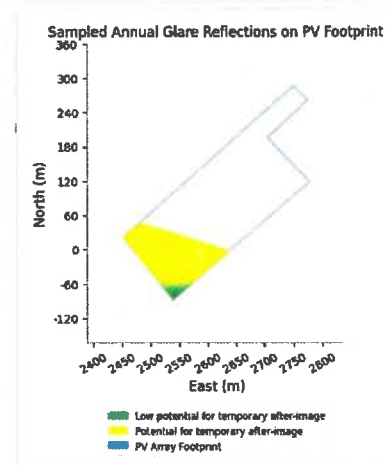
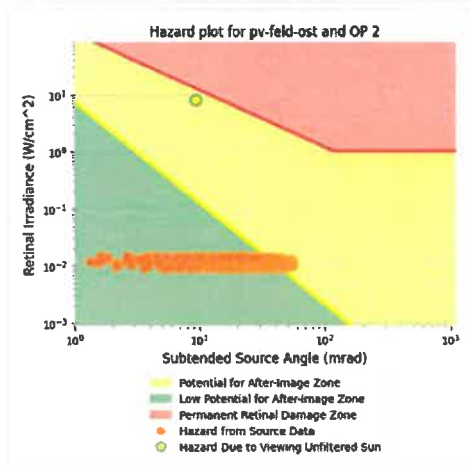
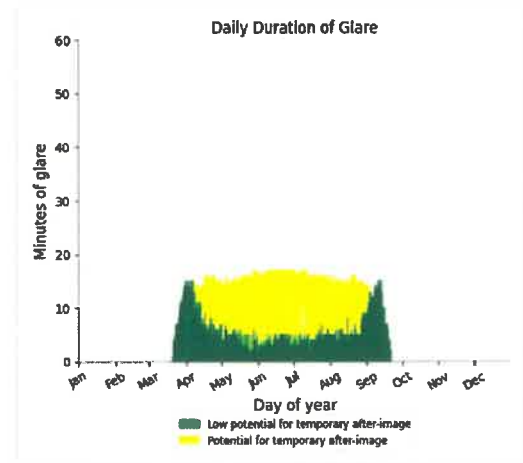
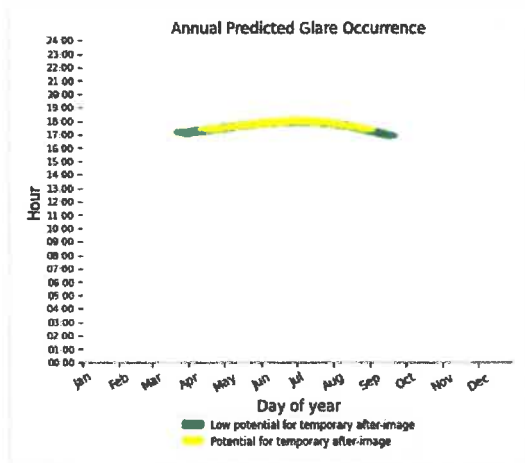
*Receptor results ordered by category of glare*

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 1	900	15.0	106	1.8
OP 2	1,187	19.8	1,530	25.5
OP 3	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
OP 7	0	0.0	0	0.0

## PV Feld Ost and OP 2

Yellow glare: 1,530 min.

Green glare: 1,187 min.



## PV Feld Ost and OP 3

No glare found

## PV Feld Ost and OP 4

No glare found

## PV Feld Ost and OP 5

No glare found

## PV Feld Ost and OP 6

No glare found

## PV Feld Ost and OP 7

No glare found

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

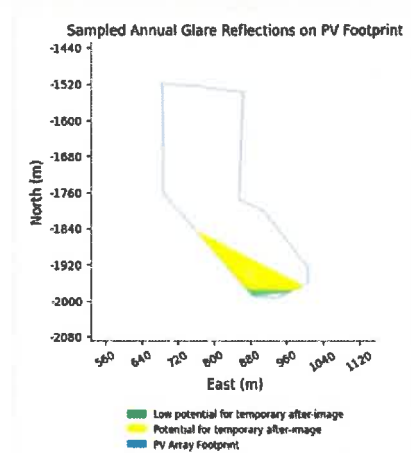
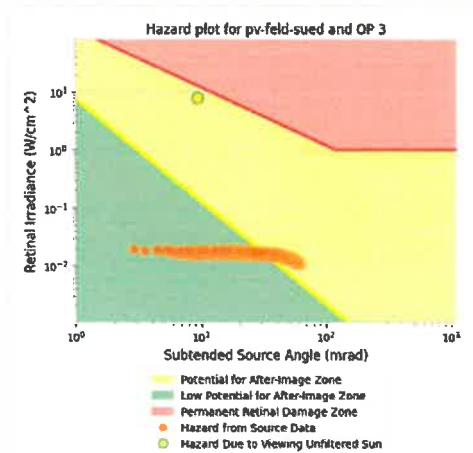
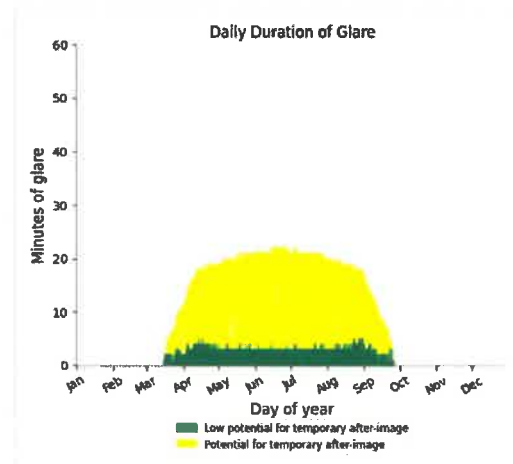
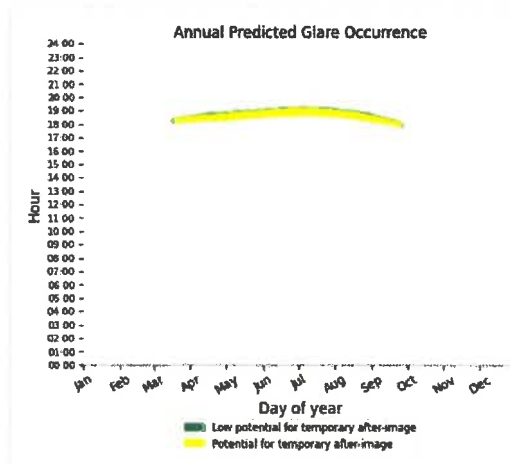
Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
OP 3	605	10.1	2,772	46.2
OP 4	1,444	24.1	1,180	19.7
OP 6	597	9.9	0	0.0
OP 7	4,052	67.5	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 Sued and OP 3

Yellow glare: 2,772 min.

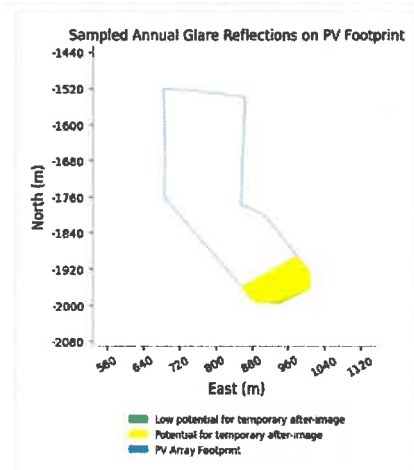
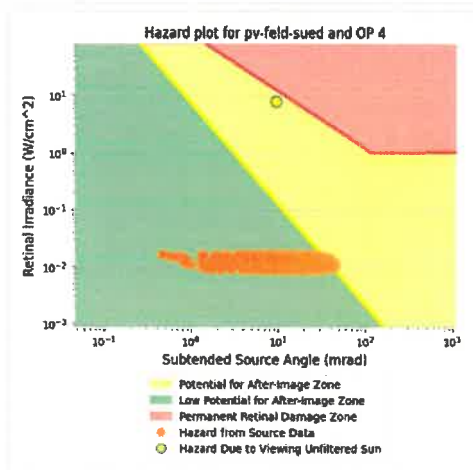
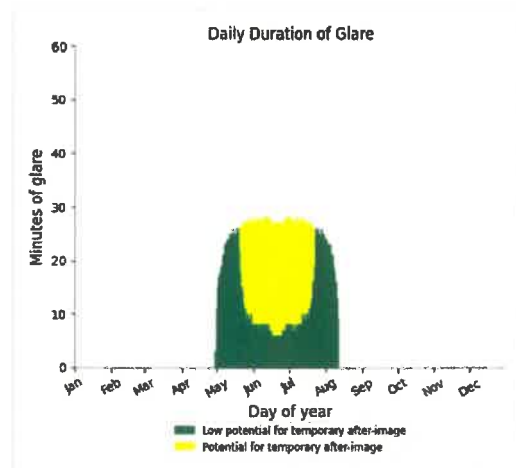
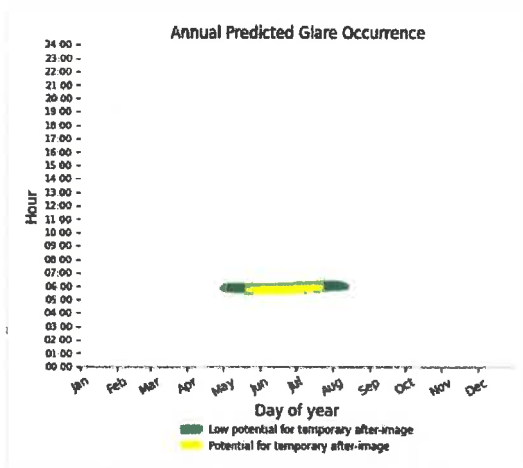
Green glare: 605 min.



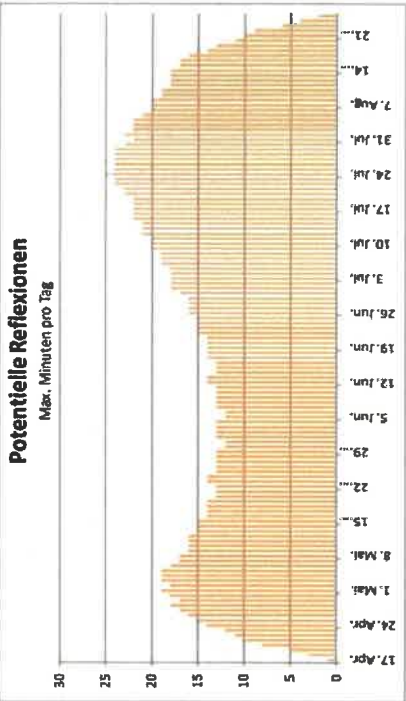
## PV Feld Sued and OP 4

Yellow glare: 1,180 min.

Green glare: 1,444 min.



Corneal Irradiance [W/m²]	DNB [W/m²]	Coaxial Hazed θ	Reflectivity	Retinal Irradiance [Eare Angle]	Sun Subtended Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector / Sun Vector	Reflected Sun Vector / Sun Vector	Ende	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Minuten im Zeitraum	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkt OP 5
2023-03-19 06:25:00	0.007634	547,448	0.529752	0.016289	0.008369	8	91.9	0.999	-0.054	0.001	-0.999	0.022	0.048	06:23	06:28	2104	05:40	06:09		
2023-03-19 06:26:00	0.007785	548,619	0.518436	0.01602	0.008416	0.2	92.1	0.999	-0.037	0.004	-0.999	0.023	0.048	06:32	06:34					
2023-03-19 06:27:00	0.008187	549,789	0.529955	0.016562	0.012316	0	91.3	1	-0.022	0.001	-0.999	0.012	0.038	05:59	06:03					
2023-03-20 06:23:00	0.008004	543,1506	0.528411	0.016278	0.011751	0.2	91.5	1	-0.026	0.003	-0.999	0.014	0.042	05:57	06:04					
2023-03-20 06:24:00	0.007607	545,507	0.52722	0.016	0.008213	0.4	91.7	1	-0.029	0.006	-0.999	0.015	0.046	05:55	06:04					
2023-03-21 06:20:00	0.008434	541,5067	0.520351	0.016903	0.013328	0	90.8	1	-0.011	0	-0.999	0.003	0.032	05:54	06:04					
2023-03-21 06:21:00	0.008325	543,8259	0.538586	0.016613	0.013718	0.2	90.8	1	-0.015	0.003	-0.999	0.004	0.032	05:51	06:02					
2023-03-21 06:22:00	0.008174	546,1949	0.527074	0.016328	0.01382	0.4	91	1	-0.018	0.006	-0.999	0.006	0.04	05:49	06:02					
2023-03-21 06:23:00	0.007677	545,3326	0.515909	0.016048	0.013567	0.5	91.2	1	-0.021	0.009	-0.999	0.007	0.044	05:48	06:02					
2023-03-21 06:24:00	0.007177	550,8656	0.504785	0.015722	0.00935	0.7	91.4	1	-0.025	0.012	-0.999	0.008	0.048	05:46	06:01					
2023-03-22 06:22:00	0.00855	544,5541	0.548965	0.016955	0.014378	0.2	90.2	1	-0.003	0.003	-1	-0.006	0.03	05:45	06:01					
2023-03-22 06:23:00	0.008452	546,8818	0.527228	0.016684	0.014974	0.4	90.5	1	-0.007	0.006	-0.999	-0.004	0.034	05:44	06:01					
2023-03-22 06:24:00	0.008304	549,2053	0.525743	0.016377	0.014944	0.5	90.6	1	-0.01	0.008	-0.999	-0.003	0.038	05:43	06:01					
2023-03-22 06:25:00	0.008047	551,5245	0.514504	0.016094	0.013494	0.6	90.8	1	-0.013	0.011	-0.999	-0.001	0.043	05:42	06:01					
2023-03-22 06:26:00	0.007485	553,3495	0.505906	0.015817	0.007718	0.8	91	1	-0.017	0.014	-0.999	0	0.047	05:41	06:01					
2023-03-23 06:20:00	0.00858	542,9429	0.529549	0.017157	0.014337	0.1	89.5	1	0.008	0.004	-0.999	-0.015	0.024	05:41	06:01					
2023-03-23 06:21:00	0.008478	545,267	0.525878	0.016673	0.015857	0.3	89.7	1	0.005	0.005	-0.999	-0.014	0.029	05:40	06:01					
2023-03-23 06:22:00	0.008337	547,587	0.528421	0.016288	0.015919	0.5	89.9	1	0.001	0.008	-0.999	-0.012	0.033	05:40	06:01					
2023-03-23 06:23:00	0.008119	549,9028	0.513209	0.016077	0.014985	0.8	90.1	1	-0.002	0.011	-0.999	-0.011	0.037	05:40	06:01					
2023-03-23 06:24:00	0.007679	552,2143	0.502237	0.015778	0.010985	1	90.5	1	-0.005	0.014	-0.999	-0.009	0.041	05:40	06:01					
2023-03-24 06:24:00	0.008758	541,3409	0.527045	0.017512	0.01352	0.1	89.9	1	0.019	0.002	-1	-0.025	0.019	05:40	06:01					
2023-03-24 06:25:00	0.008666	545,9652	0.528151	0.017111	0.014955	0.3	89.3	1	0.016	0.005	-0.999	-0.022	0.023	05:40	06:01					
2023-03-24 06:26:00	0.008656	548,2711	0.529438	0.016623	0.016529	0.6	89.5	1	0.009	0.011	-0.999	-0.02	0.031	05:40	06:01					
2023-03-24 06:27:00	0.008425	550,5729	0.511975	0.016053	0.016109	0.8	89.9	1	0.002	0.016	-0.999	-0.017	0.039	05:40	06:01					
2023-03-24 06:28:00	0.007899	551,1639	0.50098	0.015775	0.013546	1.1	90	1	-0.004	0.022	-0.999	-0.016	0.043	05:40	06:01					
2023-03-24 06:29:00	0.007186	557,4531	0.4950268	0.015501	0.005499	1.3	90.2	1	0.001	0.019	-0.999	-0.014	0.047	05:40	06:01					
2023-03-25 06:23:00	0.008525	544,3633	0.526976	0.017566	0.013993	0.3	88.5	1	0.027	0.005	-0.999	-0.033	0.017	05:40	06:01					
2023-03-25 06:24:00	0.008795	546,6595	0.526754	0.017263	0.015437	0.4	88.6	1	0.024	0.008	-0.999	-0.031	0.021	05:40	06:01					
2023-03-25 06:25:00	0.008673	549,9515	0.524681	0.016865	0.016462	0.6	88.8	1	0.02	0.01	-0.999	-0.03	0.025	05:40	06:01					
2023-03-25 06:26:00	0.008653	551,7395	0.523212	0.016671	0.017007	0.8	89	1	0.017	0.013	-0.999	-0.028	0.029	05:40	06:01					
2023-03-25 06:27:00	0.0085	553,2333	0.521812	0.016382	0.017305	0.9	89.2	1	0.014	0.016	-0.999	-0.027	0.033	05:40	06:01					
2023-03-25 06:28:00	0.008325	555,803	0.510655	0.016098	0.016961	1.1	89.4	1	0.01	0.019	-0.999	-0.025	0.037	05:40	06:01					
2023-03-25 06:29:00	0.008048	558,0784	0.499737	0.015818	0.015298	1.2	89.6	1	0.007	0.022	-0.999	-0.024	0.041	05:40	06:01					
2023-03-26 06:23:00	0.007476	560,3497	0.480652	0.015343	0.00943	1.4	89.8	1	0.004	0.025	-0.999	-0.022	0.046	05:40	06:01					
2023-03-26 06:24:00	0.008848	545,0657	0.527621	0.017545	0.014394	0.6	88	0.999	0.035	0.007	-0.999	-0.041	0.015	05:40	06:01					
2023-03-26 06:25:00	0.008618	547,3491	0.525391	0.017242	0.015028	0.8	88.2	0.999	0.032	0.01	-0.999	-0.039	0.019	05:40	06:01					
2023-03-26 06:26:00	0.008756	549,6275	0.524919	0.016944	0.016691	0.9	88.4	1	0.028	0.013	-0.999	-0.038	0.023	05:40	06:01					
2023-03-26 06:27:00	0.008651	551,9018	0.523901	0.016665	0.017556	1	88.6	1	0.025	0.016	-0.999	-0.036	0.027	05:40	06:01					
2023-03-26 06:28:00	0.008536	554,172	0.52063	0.016581	0.017863	1.1	88.8	1	0.022	0.019	-0.999	-0.035	0.032	05:40	06:01					
2023-03-26 06:29:00	0.008374	556,438	0.509402	0.016077	0.017698	1.2	89	1	0.018	0.021	-0.999	-0.034	0.036	05:40	06:01					
2023-03-26 06:30:00	0.008142	558.7	0.498511	0.015797	0.016522	1.4	89.1	1	0.015	0.024	-0.999	-0.032	0.04	05:40	06:01					
2023-03-26 06:31:00	0.007706	560,9577	0.487853	0.015522	0.012758	1.6	89.3	1	0.012	0.027	-0.999	-0.031	0.044	05:40	06:01					
2023-03-26 06:32:00	0.006945	563,2114	0.477422	0.015251	0.010199	1.7	89.5	1	0.008	0.03	-0.999	-0.029	0.048	05:40	06:01					
2023-03-27 06:20:00	0.008906	548,0333	0.5266133	0.017597	0.014753	0.8	87.6	0.999	0.043	0.01	-0.999	-0.049	0.013	05:40	06:01					
2023-03-27 06:21:00	0.008876	550,2981	0.524035	0.017292	0.016197	0.7	87.7	0.999	0.039	0.013	-0.999	-0.047	0.017	05:40	06:01					
2023-03-27 06:22:00	0.008816	552,5389	0.521985	0.016992	0.017129	0.6	87.9	0.999	0.036	0.016	-0.999	-0.046	0.022	05:40	06:01					



Parameter für Daten Bereinigung (Datensatz mit 4516 Einträgen / -1600):  
 1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang  
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 5° (Standard: min. 10°)  
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 3 Minuten)

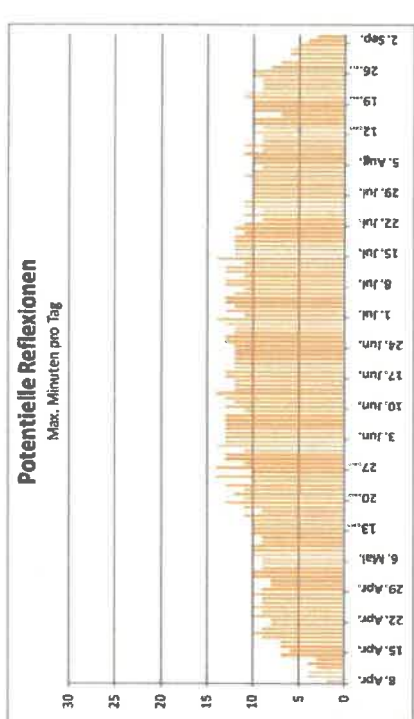
Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 5:  
 2104 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
 1476 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk  
 628 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk  
 25 Minuten pro Tag (Max)

Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkte OP 2
14. April 01. September	14. April 01. September	14	1503	17:18	18:09	

Potentielle Reflexionen am Messpunkt OP 2:  
 1503 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
 1028 Minuten im Juni-September mit Schutzhitz durch Blattwerk  
 475 Minuten im Oktober-Mai ohne Schutzhitz durch Blattwerk  
 14 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Daten Bereinigung (Dietersatz mit 2718 Einträgen /-1187):  
 1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang  
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 5° (Standard: min. 10°)  
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)

Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Sun Azimuth	Sun Altitude	Subtended Irradiance (Stare Angle)	Reflectivity	Reflected Irradiance	Octal Hazard #	DWI [m/m <sup>2</sup> ]	Coronal Irradiance
8. Apr.	2	17:21	17:24	0,974	0,221	-0,045	-0,253	-0,945	255	11,9	0,001606	0,326827	0,014632	0,001813	1	0,005544	704,2038
9. Apr.	4	17:22	17:25	0,975	0,218	-0,084	-0,254	-0,943	254,9	12,5	0,001813	0,340437	0,013803	0,001813	1	0,005185	706,6811
10. Apr.	4	17:22	17:26	0,976	0,216	-0,038	-0,251	-0,944	255,1	12,3	0,001813	0,351585	0,014053	0,002729	1	0,005354	704,7131
11. Apr.	3	17:19	17:24	0,976	0,214	-0,042	-0,248	-0,946	255,3	12,2	0,001813	0,358952	0,014307	0,002625	1	0,005518	702,7395
12. Apr.	3	17:20	17:25	0,976	0,213	-0,046	-0,245	-0,947	255,5	12	0,001813	0,366474	0,014556	0,002469	1	0,005676	700,7606
13. Apr.	3	17:21	17:26	0,977	0,212	-0,091	-0,243	-0,943	255,2	12,8	0,001813	0,339513	0,013503	0,003612	1	0,005151	709,5642
14. Apr.	7	17:18	17:26	0,977	0,211	-0,035	-0,247	-0,944	255,4	12,6	0,001813	0,342545	0,013748	0,004641	1	0,005323	707,6096
15. Apr.	6	17:19	17:27	0,977	0,208	-0,039	-0,244	-0,945	255,6	12,5	0,001813	0,349725	0,013997	0,005525	1	0,005640	705,5495
16. Apr.	7	17:19	17:28	0,978	0,206	-0,043	-0,241	-0,947	255,8	12,3	0,001813	0,357057	0,014251	0,006368	1	0,005964	703,6811
17. Apr.	7	17:20	17:30	0,978	0,205	-0,047	-0,237	-0,948	256	12,2	0,001813	0,364544	0,014509	0,005823	1	0,006309	701,7132
18. Apr.	9	17:19	17:30	0,978	0,209	-0,02	-0,252	-0,94	255,2	13,4	0,001813	0,331609	0,012733	0,006321	1	0,005748	715,8437
19. Apr.	10	17:20	17:31	0,978	0,207	-0,024	-0,248	-0,941	255,2	13,3	0,001813	0,320181	0,012941	0,006404	1	0,005932	713,9174
20. Apr.	9	17:20	17:32	0,978	0,204	-0,032	-0,242	-0,944	255,6	13	0,001813	0,339513	0,013503	0,004486	1	0,005265	710,0486
21. Apr.	8	17:21	17:33	0,979	0,202	-0,036	-0,239	-0,945	255,8	12,8	0,001813	0,340784	0,013685	0,007342	1	0,005454	706,1061
22. Apr.	8	17:22	17:34	0,979	0,2	-0,04	-0,236	-0,947	256	12,6	0,001813	0,347891	0,013994	0,00814	1	0,006321	706,1562
23. Apr.	10	17:21	17:33	0,979	0,196	-0,044	-0,233	-0,948	256,2	12,5	0,001813	0,355188	0,014271	0,008799	1	0,006785	704,205
24. Apr.	9	17:22	17:33	0,979	0,196	-0,048	-0,23	-0,948	256,4	12,3	0,001813	0,362639	0,014444	0,009373	1	0,006937	702,2464
25. Apr.	10	17:23	17:34	0,979	0,193	-0,017	-0,247	-0,943	256,3	13,7	0,001813	0,330557	0,012447	0,009522	1	0,005853	716,5932
26. Apr.	9	17:24	17:33	0,979	0,192	-0,021	-0,244	-0,945	256,5	13,6	0,001813	0,331963	0,012674	0,009643	1	0,005883	716,2633
27. Apr.	9	17:25	17:34	0,98	0,199	-0,005	-0,241	-0,942	256,7	13,4	0,001813	0,318505	0,012905	0,009664	1	0,005605	714,3488
28. Apr.	10	17:24	17:34	0,98	0,196	-0,033	-0,234	-0,945	256,1	13,1	0,001813	0,320005	0,01338	0,009104	1	0,006015	710,5238
29. Apr.	9	17:25	17:34	0,98	0,194	-0,037	-0,231	-0,947	256,3	13	0,001813	0,328997	0,013623	0,009522	1	0,006383	710,5932
30. Apr.	8	17:27	17:35	0,981	0,19	-0,045	-0,228	-0,948	256,5	12,8	0,001813	0,333344	0,014123	0,011275	1	0,006748	706,6574
1. Mai	10	17:28	17:37	0,981	0,189	-0,01	-0,245	-0,943	256,3	14,2	0,001813	0,329161	0,013979	0,009373	1	0,005445	724,2731
2. Mai	10	17:29	17:42	0,981	0,189	-0,018	-0,239	-0,942	256,7	13,9	0,001813	0,30997	0,012422	0,007089	1	0,005944	720,5048
3. Mai	10	17:29	17:42	0,981	0,193	-0,022	-0,236	-0,948	256,9	13,7	0,001813	0,337724	0,013599	0,012348	1	0,006727	710,9907
4. Mai	9	17:30	17:59	0,982	0,185	-0,038	-0,224	-0,944	257,2	13,1	0,001813	0,310345	0,012649	0,008511	1	0,005923	718,6126
5. Mai	9	17:30	17:59	0,982	0,184	-0,042	-0,222	-0,949	256,9	13	0,001813	0,344302	0,013447	0,013934	1	0,006693	709,072
6. Mai	10	17:31	17:44	0,982	0,181	-0,026	-0,235	-0,944	256,9	13,6	0,001813	0,351529	0,014099	0,013544	1	0,007053	707,148
7. Mai	10	17:32	17:43	0,982	0,182	-0,046	-0,221	-0,951	257,1	12,8	0,001813	0,328415	0,011709	0,004308	1	0,005358	726,5225
8. Mai	9	17:33	17:41	0,982	0,182	-0,007	-0,238	-0,949	256,8	14,4	0,001813	0,320011	0,011974	0,006507	1	0,005538	714,6225
9. Mai	9	17:32	17:46	0,982	0,191	-0,011	-0,248	-0,942	257,2	14,1	0,001813	0,320411	0,012385	0,009925	1	0,005975	720,0669
10. Mai	10	17:34	17:47	0,982	0,187	-0,019	-0,231	-0,944	256,2	14,1	0,001813	0,306757	0,012592	0,011099	1	0,005494	719,0261
11. Mai	10	17:35	17:46	0,983	0,185	-0,023	-0,228	-0,942	256,4	13,9	0,001813	0,330757	0,012922	0,011099	1	0,006338	717,14
12. Mai	10	17:34	17:48	0,983	0,183	-0,027	-0,225	-0,945	256,6	13,7	0,001813	0,332336	0,012822	0,01121	1	0,006538	717,14
13. Mai	10	17:34	17:48	0,983	0,183	-0,027	-0,225	-0,945	256,6	13,7	0,001813	0,332336	0,012822	0,01121	1	0,006538	717,14
14. Mai	10	17:34	17:48	0,983	0,183	-0,027	-0,225	-0,945	256,6	13,7	0,001813	0,332336	0,012822	0,01121	1	0,006538	717,14
15. Mai	10	17:34	17:48	0,983	0,183	-0,027	-0,225	-0,945	256,6	13,7	0,001813	0,332336	0,012822	0,01121	1	0,006538	717,14
16. Mai	11	17:35	17:48	0,983	0,178	-0,039	-0,219	-0,948	257,2	13,4	0,001813	0,328609	0,012956	0,014094	1	0,006586	713,3521
17. Mai	9	17:38	17:50	0,983	0,176	-0,043	-0,216	-0,949	257,2	13,3	0,001813	0,335507	0,013538	0,014748	1	0,006852	711,4503
18. Mai	11	17:38	17:51	0,984	0,174	-0,047	-0,213	-0,95	257,4	12,9	0,001813	0,342551	0,013786	0,015325	1	0,007016	709,5432
19. Mai	13	17:37	17:51	0,984	0,172	-0,051	-0,209	-0,952	257,6	12,9	0,001813	0,349743	0,014137	0,015776	1	0,007175	707,631
20. Mai	11	17:39	17:52	0,984	0,168	0	-0,206	-0,953	257,8	12,8	0,001813	0,357087	0,014295	0,016069	1	0,007327	705,7135
21. Mai	12	17:38	17:52	0,983	0,168	0	-0,239	-0,946	255,7	15	0,001813	0,3271207	0,011238	0,001536	1	0,005023	730,5718
22. Mai	11	17:40	17:55	0,983	0,164	-0,008	-0,233	-0,939	256,1	14,7	0,001813	0,3282707	0,011695	0,007456	1	0,005502	726,8802
23. Mai	11	17:40	17:55	0,983	0,162	-0,012	-0,23	-0,94	256,3	14,5	0,001813	0,3288639	0,011869	0,009477	1	0,005711	725,0264
24. Mai	13	17:39	17:54	0,984	0,179	-0,02	-0,224	-0,943	256,7	14,2	0,001813	0,3300862	0,012409	0,006994	1	0,005784	721,3031
25. Mai	10	17:41	17:54	0,984	0,177	-0,024	-0,221	-0,945	256,9	14	0,001813	0,3307198	0,012535	0,013136	1	0,006246	719,4336
26. Mai	14	17:41	17:55	0,984	0,175	-0,028	-0,221	-0,946	257,1	13,9	0,001813	0,3316447	0,012765	0,0148	1	0,006463	717,5588
27. Mai	14	17:41	17:55	0,984	0,175	-0,028	-0,221	-0,946	257,1	13,9	0,001813	0,3316447	0,012765	0,0148	1	0,006463	717,5588
28. Mai	10	17:43	17:56	0,985	0,177	-0,036	-0,211	-0,949	257,5	13,6	0,001813	0,326956	0,012327	0,016419	1	0,006809	713,7937



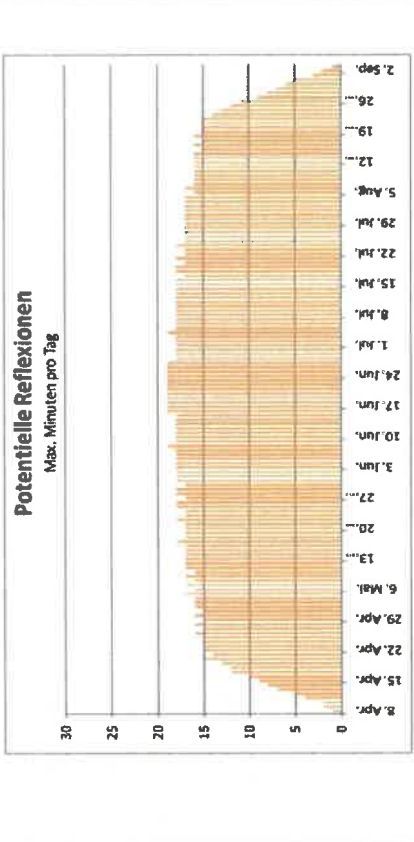
Max. Minuten pro Tag



Zeitraum Start	Zeitraum Ende	Minuten pro Tag	Minuten im Zeitraum	Erste Zeit	Letzte Zeit	Messpunkte OP 3
12. April	31. August	19	2305	18:24	19:08	

Potenzielle Reflexionen am Messpunkt OP 3:  
 2305 Minuten pro Jahr (Summe gesamt)  
 1537 Minuten im Juni-September mit Sichtschutz durch Blattwerk  
 769 Minuten im Oktober-Mai ohne Sichtschutz durch Blattwerk  
 19 Minuten pro Tag (Max)

Parameter für Datenbereinigung (Datensatz mit 3378 Einträgen / 605):  
 1.: Zeitraum ab 05:40 Uhr bis Sonnenuntergang  
 2.: Sonnenstand über Horizont ist min. 5° (Standard: min. 10°)  
 3.: Dauer der Reflexion ist min. 5 Minuten pro Tag (Standard: min. 5 Minuten)



Coronal Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	DW (W/m <sup>2</sup> )	Occult Hazard #	Reflectivity	Retinal Irradiance (Stare Angle)	Sun Altitude	Sun Azimuth	Sun Position	Sun Position	Sun Position	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Reflected Sun Vector	Tag	Anzahl Minuten	Anfang	Ende
0.009226 540.1501	1	0.540687	0.016626	0.031029	0.1	266.1	-0.998	-0.057	0.002	0.998	0.057	0.035	0.035	8. Apr.	1	18:23	18:23
0.009788 541.6563	1	0.541342	0.016637	0.031079	0.1	266.6	-0.998	-0.057	0.004	0.998	0.049	0.033	0.033	9. Apr.	2	18:24	18:25
0.010075 539.4528	2	0.535154	0.016925	0.0310024	0.1	266.8	-0.998	-0.056	0.001	0.998	0.048	0.036	0.036	10. Apr.	2	18:25	18:26
0.010441 545.9125	2	0.528458	0.016543	0.0314612	0.6	266.9	-0.998	-0.055	0.001	0.998	0.043	0.036	0.036	11. Apr.	4	18:24	18:27
0.009592 549.5353	1	0.539992	0.016647	0.027747	0.4	267.1	-0.999	-0.051	0.007	0.999	0.041	0.032	0.032	12. Apr.	5	18:25	18:29
0.010113 541.1432	2	0.531178	0.016936	0.0311274	0.2	267.2	-0.999	-0.048	0.004	0.999	0.04	0.027	0.027	13. Apr.	7	18:25	18:31
0.010015 538.752	2	0.538826	0.017229	0.028543	0.1	267.4	-0.999	-0.045	0.001	0.999	0.038	0.023	0.023	14. Apr.	8	18:26	18:33
0.010068 547.5357	2	0.527113	0.01657	0.031079	0.7	267.3	-0.999	-0.047	0.012	0.999	0.035	0.034	0.034	15. Apr.	9	18:25	18:33
0.010246 545.1728	2	0.53864	0.016655	0.031921	0.5	267.5	-0.999	-0.044	0.006	0.999	0.033	0.026	0.026	16. Apr.	10	18:26	18:35
0.010167 542.8024	2	0.530402	0.016945	0.031581	0.4	267.7	-0.999	-0.04	0.009	0.999	0.032	0.026	0.026	17. Apr.	12	18:26	18:37
0.010067 540.4278	1	0.560422	0.017239	0.028981	0.1	267.9	-0.999	-0.037	0.004	0.999	0.03	0.022	0.022	18. Apr.	12	18:27	18:38
0.010273 544.786	2	0.547706	0.017538	0.025896	0.8	268.1	-0.999	-0.034	0.015	0.999	0.029	0.018	0.018	19. Apr.	13	18:27	18:41
0.009594 551.4811	2	0.525304	0.016447	0.032202	0.8	267.8	-0.999	-0.039	0.015	0.999	0.026	0.032	0.032	20. Apr.	13	18:27	18:41
0.010338 549.1357	2	0.537289	0.016734	0.031432	0.7	268	-0.999	-0.036	0.012	0.999	0.025	0.028	0.028	21. Apr.	14	18:28	18:41
0.010273 544.786	2	0.549025	0.017027	0.029709	0.3	268.1	-0.999	-0.034	0.009	0.999	0.024	0.024	0.024	22. Apr.	15	18:28	18:42
0.010412 551.0343	2	0.524482	0.017324	0.029396	0.8	268.3	-1	-0.029	0.006	1	0.022	0.02	0.02	23. Apr.	15	18:28	18:42
0.009985 549.0786	1	0.532274	0.017626	0.026655	0.2	268.5	-1	-0.026	0.003	1	0.021	0.016	0.016	24. Apr.	15	18:28	18:42
0.0103 553.5394	2	0.519269	0.016167	0.031105	1.1	268	-0.999	-0.034	0.02	0.999	0.02	0.035	0.035	25. Apr.	15	18:29	18:43
0.010273 544.786	2	0.548618	0.016541	0.026552	0.2	268.4	-0.999	-0.031	0.017	0.999	0.018	0.031	0.031	26. Apr.	16	18:29	18:44
0.010377 550.7049	2	0.53594	0.016574	0.031427	0.8	268.4	-1	-0.028	0.014	1	0.015	0.026	0.026	27. Apr.	15	18:30	18:44
0.010317 548.3712	2	0.547649	0.017039	0.032157	0.7	268.6	-1	-0.025	0.012	1	0.015	0.022	0.022	28. Apr.	16	18:30	18:45
0.010706 546.0332	1	0.559615	0.017331	0.029786	0.3	268.8	-1	-0.023	0.009	1	0.014	0.014	0.014	29. Apr.	15	18:30	18:45
0.010065 543.691	2	0.521843	0.017634	0.026494	1.3	269	-1	-0.018	0.006	1	0.013	0.014	0.014	30. Apr.	16	18:30	18:45
0.01018 556.708	2	0.511196	0.016171	0.030667	0.3	268.5	-0.999	-0.027	0.023	0.999	0.012	0.033	0.033	1. Mai	15	18:31	18:45
0.01025 549.5614	2	0.525166	0.016456	0.030592	1.1	268.7	-1	-0.023	0.02	1	0.01	0.029	0.029	2. Mai	16	18:31	18:46
0.010157 552.2478	2	0.534597	0.016745	0.021594	1.6	268.9	-1	-0.02	0.017	1	0.009	0.025	0.025	3. Mai	16	18:32	18:47
0.010358 549.9299	2	0.546279	0.017099	0.032101	0.8	269	-1	-0.017	0.014	1	0.007	0.021	0.021	4. Mai	16	18:32	18:47
0.010248 547.6077	1	0.582116	0.017338	0.030149	0.6	269.2	-1	-0.013	0.011	1	0.006	0.016	0.016	5. Mai	17	18:32	18:48
0.010096 545.2814	1	0.570414	0.017641	0.025456	0.5	269.4	-1	-0.01	0.008	1	0.004	0.012	0.012	6. Mai	16	18:33	18:48
0.00986 560.7031	2	0.499778	0.015894	0.031987	1.6	268.7	-0.999	-0.022	0.028	0.999	0.005	0.035	0.035	7. Mai	17	18:32	18:48
0.010143 554.4073	2	0.510899	0.016175	0.035704	1.4	268.9	-1	-0.019	0.025	1	0.004	0.031	0.031	8. Mai	16	18:33	18:48
0.010464 551.0771	2	0.521859	0.016466	0.032732	1.3	269.1	-1	-0.015	0.022	1	0.002	0.027	0.027	9. Mai	17	18:33	18:49
0.010463 553.8028	2	0.533263	0.01675	0.033345	1.1	269.3	-1	-0.012	0.019	1	0.001	0.023	0.023	10. Mai	16	18:34	18:49
0.010397 551.4941	2	0.544916	0.017045	0.031124	1	269.5	-1	-0.009	0.017	1	-0.001	0.019	0.019	11. Mai	17	18:34	18:50
0.010289 549.1813	2	0.556804	0.017344	0.030488	0.8	269.7	-1	-0.005	0.014	1	-0.002	0.015	0.015	12. Mai	17	18:34	18:50
0.010035 546.8642	1	0.569993	0.017649	0.025414	0.6	269.9	-1	-0.002	0.011	1	-0.004	0.011	0.011	13. Mai	17	18:35	18:51
0.01037 562.155	2	0.496535	0.015895	0.031933	1.2	269.2	-0.999	-0.014	0.031	0.999	-0.003	0.033	0.033	14. Mai	17	18:35	18:51
0.010534 559.8746	2	0.50943	0.016177	0.031611	1.6	269.4	-1	-0.011	0.028	1	-0.004	0.029	0.029	15. Mai	17	18:36	18:52
0.010344 557.5489	2	0.520563	0.016463	0.035882	1.4	269.6	-1	-0.007	0.025	1	-0.006	0.025	0.025	16. Mai	17	18:36	18:52
0.010469 555.3009	2	0.531959	0.016754	0.035639	1.3	269.8	-1	-0.004	0.022	1	-0.007	0.021	0.021	17. Mai	18	18:36	18:53
0.010433 553.0078	2	0.549583	0.017049	0.031424	1.1	270	-1	-0.001	0.019	1	-0.009	0.017	0.017	18. Mai	17	18:37	18:53
0.010322 550.7104	2	0.555441	0.017349	0.030764	0.9	270.1	-1	0.002	0.016	1	-0.01	0.013	0.013	19. Mai	17	18:37	18:53
0.009921 548.4089	2	0.567579	0.017654	0.025267	0.8	270.3	-1	0.006	0.014	1	-0.012	0.009	0.009	20. Mai	17	18:38	18:54
0.010001 561.5852	2	0.497307	0.015897	0.031717	1.9	269.6	-0.999	-0.006	0.033	0.999	-0.011	0.032	0.032	21. Mai	17	18:38	18:54
0.010569 561.3199	2	0.508175	0.016179	0.031456	1.7	269.8	-1	-0.003	0.03	1	-0.013	0.028	0.028	22. Mai	18	18:38	18:55
0.010565 559.0504	2	0.51978	0.016465	0.037818	1.6	270	-1	0	0.027	1	-0.014	0.024	0.024	23. Mai	17	18:39	18:55
0.010532 556.7767	2	0.530627	0.016757	0.035912	1.4	270.2	-1	0.004	0.025	1	-0.015	0.019	0.019	24. Mai	17	18:40	18:55
0.010466 554.4988	2	0.542223	0.017053	0.033686	1.1	270.4	-1	0.007	0.022	1	-0.017	0.015	0.015	25. Mai	18	18:40	18:57
0.01019 552.2168	1	0.554071	0.017354	0.029518	1.1	270.6	-1	0.01	0.019	1	-0.018	0.011	0.011	26. Mai	18	18:40	18:57