

SolPEG Blendgutachten Solarpark Untermarchtal

**Analyse der potenziellen Blendwirkung einer geplanten PV-Anlage
in der Gemeinde Untermarchtal in Baden-Württemberg**

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

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

Inhalt

1	Auftrag	3
1.1	Beauftragung	3
1.2	Hintergrund und Auftragsumfang	3
2	Systembeschreibung	4
2.1	Standort Übersicht	4
3	Ermittlung der potenziellen Blendwirkung	7
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
4	Ergebnisse	16
4.1	Ergebnisse am Messpunkt P1, B311 östlich	17
4.2	Ergebnisse am Messpunkt P2, B311 südöstlich	20
4.3	Ergebnisse am Messpunkt P3, B311 südlich	22
4.4	Ergebnisse am Messpunkt P4, B311 südwestlich	24
4.5	Umliegende Gebäude	24
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	25
6	Schlussbemerkung	25
7	Anhang (Auszug)	26 - 35

SolPEG Blendgutachten

Analyse der Blendwirkung der geplanten PV-Anlage Untermarchtal

1 Auftrag

1.1 Beauftragung

Die SolPEG GmbH verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Photovoltaik (PV) und bietet eine breite Palette von Dienstleistungen an. Mit über 1000 erstellten Blendgutachten haben wir auch auf diesem Gebiet eine weitreichende Expertise. Vor diesem Hintergrund wurden wir beauftragt, die potenzielle Blendwirkung der PV-Anlage „Untermarchtal“ auf Verkehrsteilnehmer auf der B311 zu analysieren und die Ergebnisse zu dokumentieren.

1.2 Hintergrund und Auftragsumfang

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

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

Die vorliegende Untersuchung soll klären ob bzw. in wie weit von der PV-Anlage eine Blendwirkung für schutzbedürftige Zonen im Sinne der Lichtleitlinie ausgehen könnte. Dies gilt insbesondere für Verkehrsteilnehmer auf der B311 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, eine Analyse der potenziellen Blendwirkung vor Ort ist aufgrund der aktuellen Datenlage nicht erforderlich.

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

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

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

2 Systembeschreibung

2.1 Standort Übersicht

Die Fläche des geplanten Solarparks befindet sich in einem landwirtschaftlichen Gebiet im Norden von Untermarchtal in Baden-Württemberg. Südlich der Fläche verläuft die Bundesstraße B311. Die folgenden Informationen und Bilder geben einen Überblick über den Standort.

Tabelle 1: Informationen über den Standort

Allgemeine Beschreibung des Standortes	Landwirtschaftliche Fläche im Norden von Untermarchtal in Baden-Württemberg. Die Flächen weisen verschiedene Unebenheiten auf
Koordinaten (PV-Feld 1 Mitte)	48.249°N, 9.612°O 572 m ü.N.N.
Abstand zur B311	ca. 25 m – 35 m
Entfernung zu umliegenden Gebäuden	nicht relevant

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

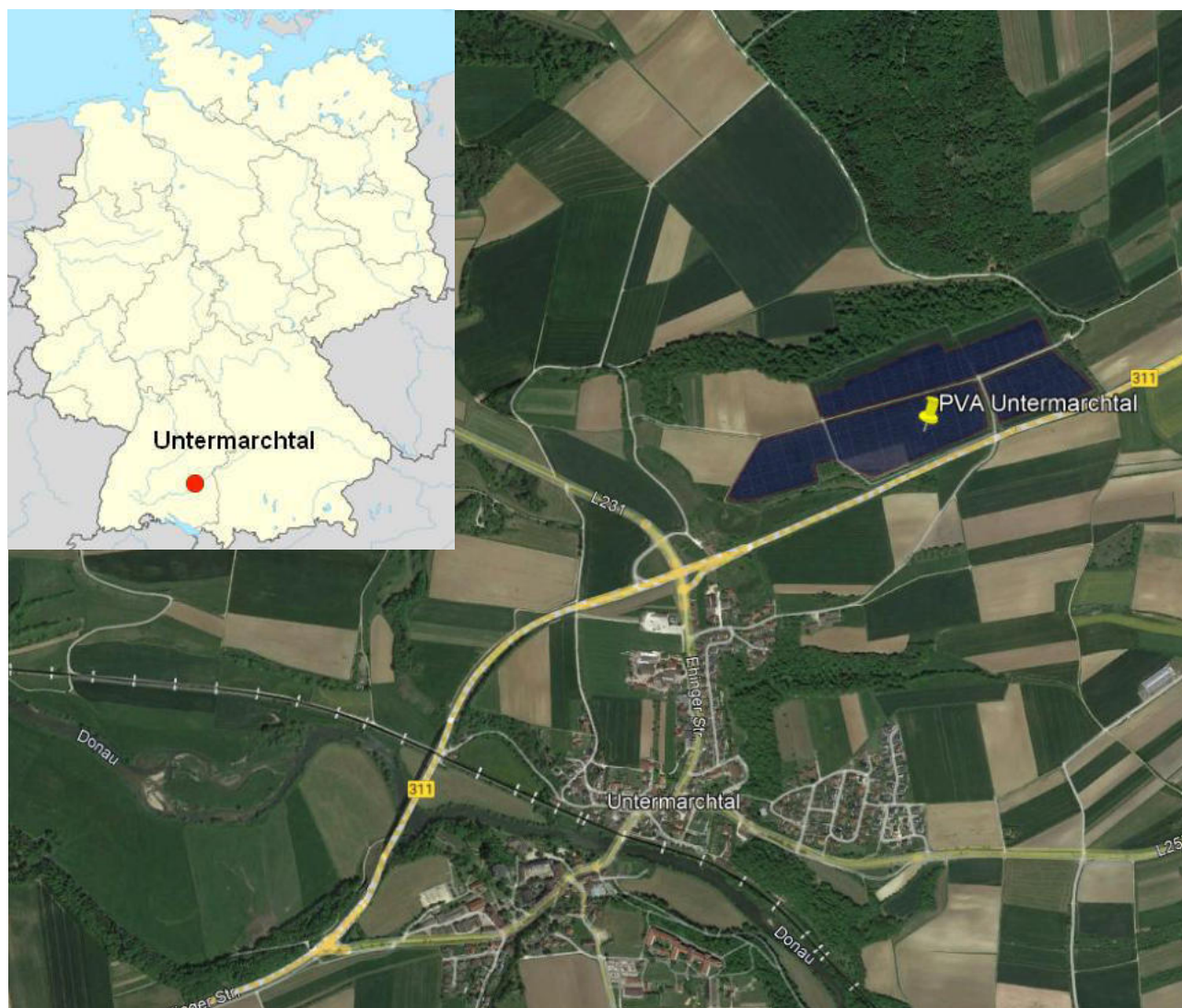


Bild 2.1.1: Luftbild mit Schema der PV-Anlage (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

Detailansicht der PV-Fläche und Umgebung.



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

Detailansicht der PV-Fläche.



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

Fotos der PV-Fläche. Blick von Süden Richtung Norden auf die PV-Fläche, westlicher Bereich.



Bild 2.1.4: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

Blick von Südosten Richtung Westen auf die PV-Fläche, östlicher Bereich.



Bild 2.1.5: Foto der PV-Fläche (Quelle: Google StreetView, August 2023, Ausschnitt)

3 Ermittlung der potenziellen Blendwirkung

3.1 Rechtliche Hinweise

Rechtliche Hinweise u.a. zur Licht-Leitlinie sind nicht Bestandteil dieses Dokumentes. Es sei lediglich darauf hingewiesen, dass nach aktueller Gesetzgebung der Ausbau der Erneuerbaren Energien im über-
ragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient und somit höher wiegt als Einzelinteressen. Darüber hinaus bestätigt ein aktuelles Urteil des OLG Braunschweig³ die grundsätzlich fehlenden Bewertungsgrundlagen für Reflexion durch Sonnenlicht. Die Ausführungen der LAI Lichtleitlinie können lediglich im Einzelfall für ortsfeste Immissionsorte 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 reflektierten Lichtes auf 1-4 % reduzieren können. Folgende Skizze zeigt den Aufbau eines PV-Moduls:

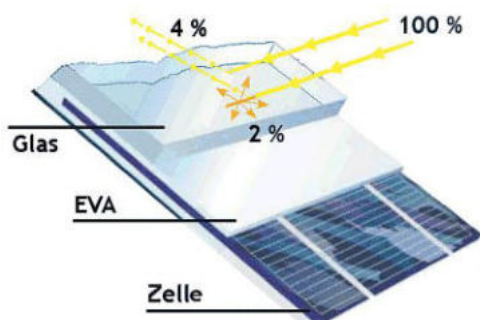


Bild 3.2.1: Anteil des reflektierten Sonnenlichtes bei einem PV-Modul (Quelle: SolPEG)

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



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

³ <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.

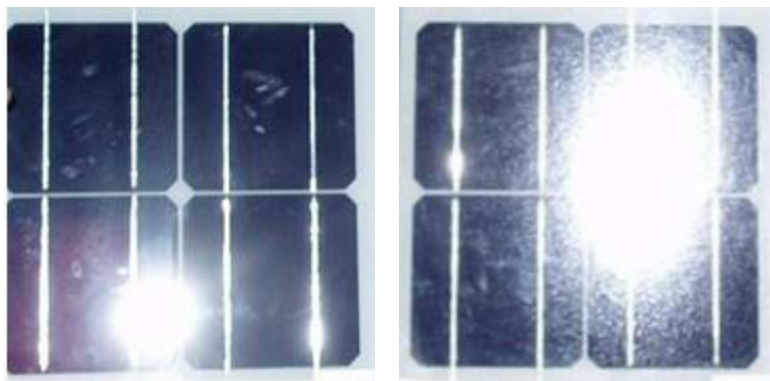


Bild 3.2.3: Diffuse Reflexion von unterschiedlichen Moduloberflächen (Quelle: Sandia National Laboratories, Ausschnitt)

Diese Eigenschaften können schematisch wie folgt dargestellt werden

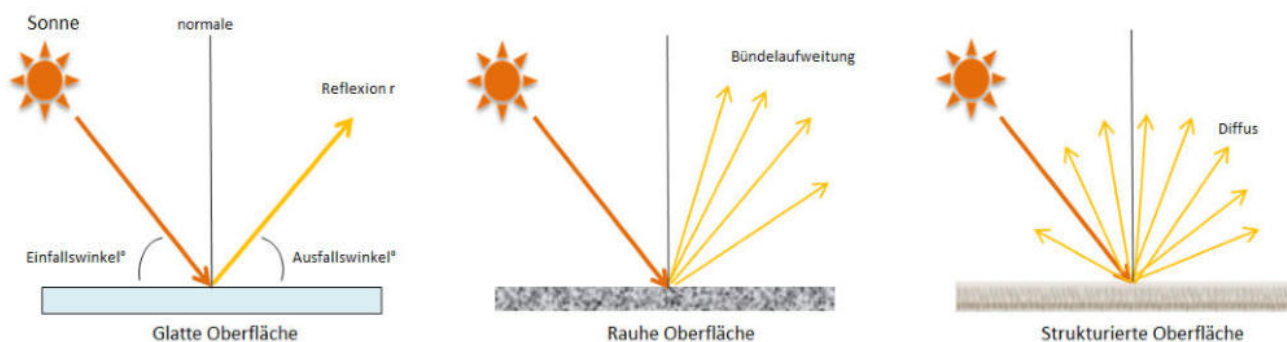


Bild 3.2.4: Reflexion von unterschiedlichen Oberflächen (Quelle: SolPEG)

In dem Bauvorhaben sollen PV-Module des Herstellers DMEGC verwendet werden, die lt. vorliegenden Herstellerangaben 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.

Module Specification

Cell Type	N -type Mono-crystalline , 132 (6x22)
Dimensions (mm)	2382 x 1134 x 30
Weight (kg)	33.4
Front Cover	2 mm heat strengthened glass with anti -reflective coating
Rear Cover	2 mm heat strengthened glass
Junction Box	3 Diodes, IP68 according to IEC 62790
Cables	4 mm ² solar cable, 1.3 m or Customized Length

Bild 3.2.5: Auszug aus dem Moduldatenblatt (ähnlicher Modultyp)

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 Standard Modulen. Dennoch sind Reflexionen nicht ausgeschlossen, insbesondere wenn das Sonnenlicht in einem flachen Winkel auf die Moduloberfläche trifft. Die Neigung der Modultische beträgt 20° .

Die folgende Skizze verdeutlicht die Konstruktion der Modulinstallation.

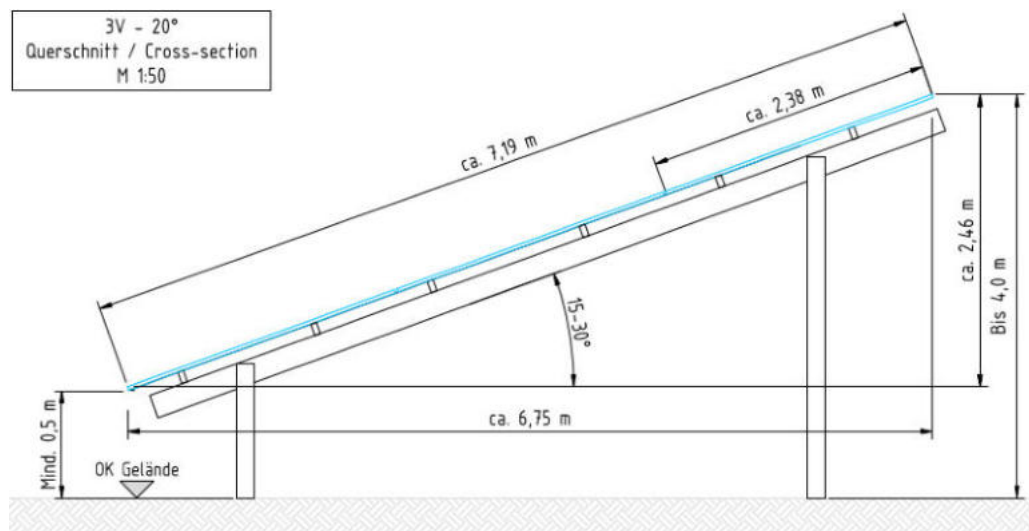


Bild 3.3.1: Skizzen der Modulkonstruktion (Quelle: Systemplanung)

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

Tabelle 2: Berechnungsparameter

PV-Modul	DMEGC Solar (oder vergleichbar)
Moduloberfläche	Solarglas mit Anti-Reflexionsbehandlung (lt. Datenblatt)
Modulinstallation	Modultische, fest aufgeständert
Ausrichtung (Azimut)	162° (180° = Süden)
Modulneigung	20°
Höhe der sichtbaren Modulfläche	ca. 0,80 m - 2,50 m (max. 4 m)
Mittlere Höhe der Modulfläche	2,0 m
Höhe Messpunkte über GOK	2,5 m (LKW ⁴)
Relevanter Sichtwinkel/Sektor	Fahrtrichtung $\pm 30^\circ$, 100 m Sichtweite

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

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

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

3.4 Berechnung der Blendwirkung

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

Darüber hinaus kommen die in Anhang 2 der Licht-Leitlinie beschriebenen Empfehlungen (Seite 21ff) zur Anwendung, es werden jedoch aufgrund fehlender Angaben u.a. für Fahrzeuglenker zusätzliche Quellen herangezogen, u.a. die Richtlinien der FAA⁵ zur Beurteilung der Blendwirkung für den Flugverkehr.

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

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

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

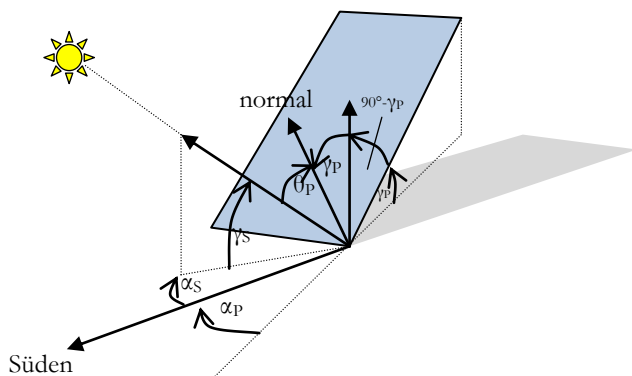


Bild 3.4.1: Schematische Darstellung der Reflexionen auf einer geneigten Fläche (Quelle: SolPEG)

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 nicht einig ab welcher Entfernung eine Blendwirkung durch PV-Anlagen zu vernachlässigen ist. In der Licht-Leitlinie⁶ wird eine Entfernung von 100 m genannt.

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

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

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

⁷ Webseite der Sandia National Laboratories: <http://www.sandia.gov>

3.5 Standorte für die Analyse

Bei der Analyse von potenziellen Blendwirkungen wird das Auftreffen von Reflexionen, die Dauer und die Intensität an einem festgelegten Messpunkt (Immissionsort) untersucht, es geht nicht um die Sichtbarkeit oder die optische Bewertung der PV-Anlage. Das Auftreffen von Reflexionen an einem Messpunkt wird zunächst rechnerisch ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße bzw. der Fahrtrichtung (RiFa) und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. Bei der anschließenden Analyse und Bewertung einer potenziellen Blendwirkung durch diese Reflexionen werden allerdings zusätzliche Aspekte einbezogen, u.a. die relevante Blickrichtung, die Entfernung zur Immissionsquelle sowie die örtlichen Gegebenheiten.

Die Analyse kann aus technischen Gründen nicht für beliebig viele Messpunkte durchgeführt werden. Je nach Größe und Beschaffenheit der PV-Anlage werden in der Regel 4 - 5 Messpunkte exemplarisch gewählt und die jeweils im Jahresverlauf auftretenden Reflexionen ermittelt. Die Messpunkte (Position und Höhe) werden anhand von Erfahrungswerten sowie den Ausführungen der Lichtleitlinie zu schutzwürdigen Zonen festgelegt. U.a. können Objekte im Süden von PV-Anlagen aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz nicht von potenziellen Reflexionen erreicht werden und werden daher nur in besonderen Fällen untersucht.

Für die Analyse einer potenziellen Blendwirkung der aktuellen Planung der PV-Anlage Untermarchtal wurden insgesamt 4 exemplarische Messpunkte im Verlauf der B311 festgelegt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte finden sich in Abschnitt 4 und auch im Anhang. Weitere Standorte an Gebäuden oder Straßen wurden nicht untersucht, da aufgrund von Entfernung und/oder Winkel zur Immissionsquelle keine Beeinträchtigungen durch potenzielle Reflexionen zu erwarten sind.

Die folgende Übersicht zeigt die PV-Anlage und die gewählten Messpunkte und die Route(hellblau):



Bild 3.5.1: Übersicht 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 Licht-Richtlinie klar unterschieden wird zwischen konstantem und Wechsellicht und es sich beim periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen um das generell stärker belastigende Wechsellicht handelt, liegt die Vermutung nahe, dass **zeitliche Grenzwerte für konstante Sonnenlichtreflexionen deutlich über denen der Schattenwurfrichtlinie anzusetzen wären.**

Schutzwürdige Räume

In der LAI Licht-Leitlinie sind einige "schutzwürdige Räume" - also ortsfeste Standorte - aufgeführt, für die zu bestimmten Tageszeiten störende oder belästigende Einflüsse durch Lichtimmissionen zu vermeiden sind. Es fehlt⁸ 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 LAI Licht-Leitlinie in Bezug auf die maximale Dauer von Reflexionen in "schutzwürdigen Räumen" nicht ohne weiteres auf Fahrzeuge übertragen werden. Daraus kann aber nicht resultieren, dass zu keiner Zeit keinerlei Reflexionen auftreten dürfen. Die reinen Simulationsergebnisse sind immer im Kontext zu verstehen und im Einzelfall zu bewerten.

Einfallswinkel der Reflexion

Die Fachliteratur enthält keine konkreten Untersuchungen und Aussagen zur Berechnung und Beurteilung von Blendwirkungen durch reflektiertes Sonnenlicht im Straßenverkehr bzw. bei Fahrzeugführern. Auch unter den Experten gibt es bislang keine einheitliche Meinung, ab welchem Einfallswinkel eine Reflexion bei Tageslicht als objektiv störend empfunden wird. Dementsprechend existieren keine verbindlichen Vorgaben zum „relevanten Sichtwinkel“ in Bezug auf Reflexionen.

U.a. im Bereich der Humanmedizin wird überwiegend angenommen, dass (starke) Lichtquellen in einem Winkel von $\pm 20^\circ$ und mehr zur Blickrichtung keine relevante Beeinträchtigung der Sehfähigkeit darstellen. Dabei spielt die Anordnung und Anzahl der Sehzellen (Zapfen und Stäbchen) im menschlichen Auge eine wesentliche Rolle, da die Dichte der Helligkeitsrezeptoren (Zapfen) außerhalb des zentralen Schärfepunktes (Fovea Centralis) abnimmt.

Lt. jüngsten Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes (FBA, Stand 29.04.2024) sollen auf Autobahnen Einfallswinkel von bis zu $\pm 30^\circ$ als relevant angesehen werden. Dieser Wert wurde nicht auf Basis von wissenschaftlich anerkannten Untersuchungen mit objektiven Probanden unterschiedlicher Altersgruppen ermittelt. Es handelt sich eher um eine Vereinbarung u.a. auch mit Hinweis auf andere, ebenfalls nicht wissenschaftlich fundierte Quellen⁹ oder auf sachfremde Untersuchungen aus denen Ergebnisse abgeleitet wurden. Obwohl bislang keine belastbaren Quellen vorhanden sind, wird der Wert im vorliegenden Blendgutachten berücksichtigt, es erfolgt allerdings eine Einzelfallbewertung.

Höhe der Messpunkte

Für die Analyse von ortsfesten Messpunkten ist eine Höhe von 2,0 m über GOK festgelegt (große Person stehend). Für PKW hat das FGSV¹⁰ vor über 50 Jahren anhand von damaligen Repräsentativfahrzeugen die Augpunkthöhe mit 1,2 m – 1,4 m angegeben. Zur Höhe des Augpunktes für LKW, Van, SUV, Transporter etc. gibt es keine konkreten Vorgaben. Für Messpunkte im Straßenverkehr ist daher eine (geschätzte) Höhe von 2,5 m festgelegt. Dies ist ein eher konservativer Ansatz, da bei über 85% der Verkehrsteilnehmer (PKW) der durchschnittliche Augpunkt deutlich tiefer liegt, ca. 1,20 m – 1,40 m.

⁸ Licht-Leitlinie "2. Anwendungsbereich", Seite 2 ff., bzw. Anhang 2 ab Seite 22

⁹ Keine bzw. keine wissenschaftlich fundierte Angabe zum Einfallswinkel in der LAI Lichtleitlinie (Deutschland, 2012) und in der (teils wortgleich) übernommenen OVE-Richtlinie R 11 (Österreich, 2016/2022)

¹⁰ Forschungsgesellschaft für Straßen- und Verkehrswesen <https://www.fgsv.de>, Richtlinien RAS/RAI/RAA

Entfernung zur Immissionsquelle

Lt. Licht-Leitlinie (Zitat) "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."

Bei der Simulation werden alle Reflexionen berücksichtigt, die aufgrund des Strahlenverlaufs gemäß Reflexionsgesetz physikalisch auftreten können. Daher sind die reinen Ergebniswerte als konservativ/extrem anzusehen und werden ggf. relativiert bewertet. Insbesondere werden mögliche Reflexionen geringer gewichtet wenn die Immissionsquelle mehr als 100 m entfernt ist. Mangels fehlender wissenschaftlicher Untersuchungen orientiert sich der Wert an den Empfehlungen der LAI Lichtleitlinie. Aktuell sind keine belastbaren Gründe oder Untersuchungen vorhanden, die andere Annahmen oder Vorgaben rechtfertigen würden.

Simulationssoftware

Die von der SolPEG seit 2015 in über 1000 Blendgutachten überwiegend verwendete Simulationssoftware ForgeSolar¹¹ basiert auf einer Entwicklung der US Sandia National Laboratories¹². Die Software wird mittlerweile auch von anderen Gutachtern verwendet und könnte als Stand der Technik bezeichnet werden obwohl (uns) Limitationen bekannt sind. Eine versierte Bedienung der Software ist unerlässlich für korrekte Ergebnisse.

Die Berechnungsformeln und auch die Ergebnisdarstellung der Simulationssoftware sind durch die US-Flugsicherheitsbehörde (FAA) zertifiziert und für Software ist für die Analyse von potenziellen Reflexionen von PV-Anlagen im Bereich von Flughäfen vorgeschrieben.

Nicht alle Reflexionen führen zwangsläufig zu einer Blendwirkung, da es sich neben den messbaren Effekten auch in einem hohen Maß um eine subjektiv empfundene Erscheinung/Irritation handelt (Psychologische Blendwirkung). Ein Aspekt der Ergebnisdarstellung ist die Kategorisierung der Reflexionen aufgrund deren Intensität/Leuchtdichte. Fachleute sind überwiegend der Meinung, dass die sog. Absolutblendung, die eine Störung der Sehfähigkeit bewirkt, ab einer Leuchtdichte von ca. 100.000 cd/m² eintritt. Störungen sind z.B. Nachbilder in Form von hellen Punkten nachdem in die Sonne geschaut wurde. Auch in der LAI Licht-Leitlinie ist dieser Wert angegeben (S. 21, der Wert ist bezogen auf die Tagesadaptation des Auges).

Das Forschungsinstitut Sandia National Laboratories (USA) hat verschiedene Untersuchungen auf diesem Gebiet analysiert und eine Skala entwickelt, die die Wahrscheinlichkeit für Störungen/Nachbilder durch Lichtimmissionen in Bezug zu ihrer Intensität kategorisiert. Diese Kategorisierung entspricht dem Bezug zwischen Leuchtdichte (W/cm²) und Ausdehnung (Raumwinkel, mrad). Die Skizze rechts zeigt die Bewertungsskala in der Übersicht und auch das hier verwendete Simulationsprogramm stellt die jeweiligen Messergebnisse in ähnlicher Weise dar.

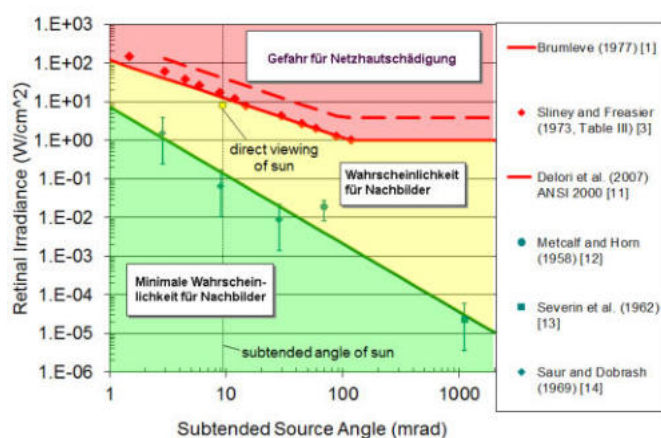


Bild 3.6.1: Kategorisierung von Reflexionen
(Quelle: Sandia National Laboratories)

¹¹ <https://forgesolar.com> is based on the licensed software from Sandia National Laboratories.

¹² Solar Glare Hazard Analysis Tool ("SGHAT") der Sandia National Laboratories: <https://www.sandia.gov/glare-tools>

Limitierungen

Generell werden rechnerisch alle an einem Messpunkt auftreffenden Reflexionen ermittelt, unabhängig von der Ausrichtung der Straße/Bahnstrecke und unabhängig davon ob Reflexionen überhaupt wahrnehmbar sein können. In weiteren Ausführungen werden Konstellationen beschrieben, in denen überhaupt Reflexionen auftreten können. Üblicherweise treten bei der Fahrt in die jeweilige Gegenrichtung weniger bzw. keine Reflexionen auf und daher sind die Ausführungen als Dokumentation des worst-case anzusehen.

Lt. LAI Lichtleitlinie soll die Simulation an ortsfesten Standorten zu jedem Zeitpunkt von sog. „clear-sky“ Bedingungen ausgehen, d.h. einem wolkenlosen Himmel und entsprechender Sonneneinstrahlung. Dies entspricht nicht den realen Wetterbedingungen insbesondere in den Morgen- oder Abendstunden, in denen die Reflexionen auftreten können. Es gibt zahlreiche Datenquellen und Klimamodelle (z.B. TMY¹³) die belegen, dass - trotz fortschreitendem Klimawandel - im Jahresverlauf eine teilweise erhebliche Wolkenbedeckung vorhanden ist.

Der Deutsche Wetterdienst DWD hat für Deutschland für das Jahr 2024 eine mittlere Wolkenbedeckung¹⁴ von ca. 68,8 % ermittelt. Der Durchschnittswert für den langjährigen Zeitraum 1991-2020 liegt bei 62,5 % - 75 %.

Aufgrund von technischen Limitierungen werden meteorologischen Daten in den gängigen Simulationsprogrammen nicht berücksichtigt und daher stellt das Simulationsergebnis immer die höchst mögliche Blendwirkung dar, was nicht der Realität entspricht. Für ortsfeste Standorte werden Simulationsergebnisse üblicherweise in Minuten- und Stundenwerten angegeben und es ist wünschenswert, dass Wolkenbedeckung als reduzierender Faktor in die Bewertung einer potenziellen Blendwirkung einfließen würde. Auch weitere Aspekte wie Frühnebel, Dunst oder auch lokale Wetterbedingungen werden bislang nicht berücksichtigt.

Der Geländeverlauf und Informationen über möglichen Sichtschutz durch Hügel und andere Objekte können in gängigen Simulationsprogrammen nicht ausreichend verarbeitet werden. Insbesondere Vegetation, die im Laufe des Jahres einen unterschiedlichen Grad an Sichtschutz bietet, kann nur unzureichend nachgebildet bzw. simuliert werden. Derartige Limitierungen betreffen auch andere Simulationsprogramme, auch Eigenentwicklungen, Exceltools etc.

In der LAI Lichtleitlinie wird eine blickdichte Bepflanzung als Sichtschutzmaßnahme explizit vorgeschlagen und akzeptiert aber im Bereich von Autobahnen kann lt. Vorgaben des FBA (Fernstraßenbundesamtes) bestehende Vegetation und auch blickdichtes Straßenbegleitgrün nur dann als Sichtschutz berücksichtigt werden, wenn es sich um Wald ähnliche Vegetation handelt, die nicht ohne weiteres entfernt/gerodet werden kann.

Bei PV-Anlagen im Randbereich von Bahnstrecken sind ähnliche Aspekte zu berücksichtigen. Im Gegensatz zum Fernstraßenbundesamt verfolgt die Deutsche Bahn allerdings eine pragmatische Lösung bei der nicht im Vorwege auch selbst höchst unwahrscheinliche Konstellationen auszuschließen sind.

Die Formulierung der Deutschen Bahn kann richtungsweisend auch für andere Bauvorhaben passen:

Sie [PV-Anlagen] sind in ihrer Farbgebung und Strahlrichtung so anzuordnen, dass jegliche Signalverwechslung und Blendwirkung ausgeschlossen ist. Sollte sich nach der Inbetriebnahme eine Blendung herausstellen, so sind vom Bauherren entsprechende Abschirmungen anzubringen.

¹³ Handbuch: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

¹⁴ DWD Service: https://www.dwd.de/DE/leistungen/rcccm/int/rcccm_int_cfc.html

Mittelwert 2023: https://www.dwd.de/DWD/klima/rcccm/int/rcc_eude_cen_cfc_mean_2024_17.png

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

4 Ergebnisse

Die Berechnung der potenziellen Blendwirkung der PV-Anlage Untermarchtal wird für 4 exemplarisch gewählte Messpunkte (Immissionsorte) durchgeführt. Die exakten GPS-Koordinaten der Messpunkte sind unten aufgeführt. Aufgrund des Fahrbahn- bzw. Streckenverlaufes ist es nicht zielführend mehrere/ weitere Messpunkte in geringen Abstand zu untersuchen, da die Ausrichtung (Azimut) der Fahrbahn und die Einfallswinkel von potenziellen Reflexionen nur unwesentlich abweichen und daher die Simulationsergebnisse entsprechend nur unwesentlich abweichen. Wie zuvor ausgeführt erfolgt die Simulation der Messpunkte im Bereich der Straße in einer Augpunkthöhe von 2,5 m über GOK obwohl bei der Mehrzahl der Verkehrsteilnehmer (PKW) die Sitzhöhe nur ca. 1,20 m - 1,40 m beträgt.

Das Ergebnis ist die Anzahl von Minuten pro Jahr, in denen eine Blendwirkung der Kategorien „Minimal“ und „Gering“ auftreten kann. Die Kategorien entsprechen den Wertebereichen der Berechnungsergebnisse in Bezug auf Leuchtdichte und -dauer. Die Wertebereiche sind im Diagramm 3.6.3 auch als farbige Flächen dargestellt:

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

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

In einer weiteren Betrachtung werden die örtlichen Gegebenheiten und die Einfallswinkel der Reflexionen analysiert, da dieser entscheidend für die Wahrnehmung von Reflexionen ist. Prinzipiell könnte immer eine Blendwirkung auftreten wenn direkt in die Sonne geblickt wird und daher wird dies vermieden. Aber selbst wenn es z. B. aus Unachtsamkeit zu derartigen Konstellationen kommt, verhindern natürliche Reflexe wie Augen schließen, Änderung der Blickrichtung usw. eine Beeinträchtigung durch starke Lichtquellen. Dies gilt gleichermaßen auch für Reflexionen auf PV-Modulen bzw. eher weniger, da es sich um eher diffuse Reflexionen handelt und nicht um direktes Sonnenlicht. In folgenden Abschnitt werden die rechnerisch ermittelten Ergebnisse an den jeweiligen Immissionsorten kommentiert.

Die folgende Tabelle zeigt Details zu den einzelnen Messpunkten.

Tabelle 1: Details zu den einzelnen Messpunkten (Immissionsorten):

Messpunkt Bezeichnung	Breitengrad [°N]	Längengrad [°O]	Geländehöhe ¹⁵ ü. N.N. [m]	Messpunkt ü. N.N. [m]	Reflexionen
P1 B311 östlich	48.249879	9.627266	571,04	573,54	möglich
P2 B311 südöstlich	48.249050	9.623994	568,59	571,09	möglich
P3 B311 südlich	48.248071	9.620539	563,72	566,22	nicht relevant ^S
P4 B311 südwestlich	48.246957	9.616731	552,01	554,51	nicht relevant ^{SE}

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

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

4.1 Ergebnisse am Messpunkt P1, B311 östlich

Generell umfasst der für Fahrzeugführer relevante Sichtwinkel/Sektor einen Bereich von $\pm 30^\circ$ relativ zur Fahrtrichtung und **100 m** Sichtweite. Reflexionen, die außerhalb dieses Bereiches/Sektors auftreten sind als nicht relevant anzusehen da diese zwar rechnerisch existieren aber kein ausreichendes Gefährdungspotenzial vorhanden ist.

Am Messpunkt P1 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 08. September - 24. September, zwischen 18:30 - 18:50 Uhr, für max. 10 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Bei der Fahrt Richtung Westen können Reflexionen teilweise in dem für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor auftreten und daher kann eine Blendwirkung durch die PV-Anlage nicht ausgeschlossen werden.

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

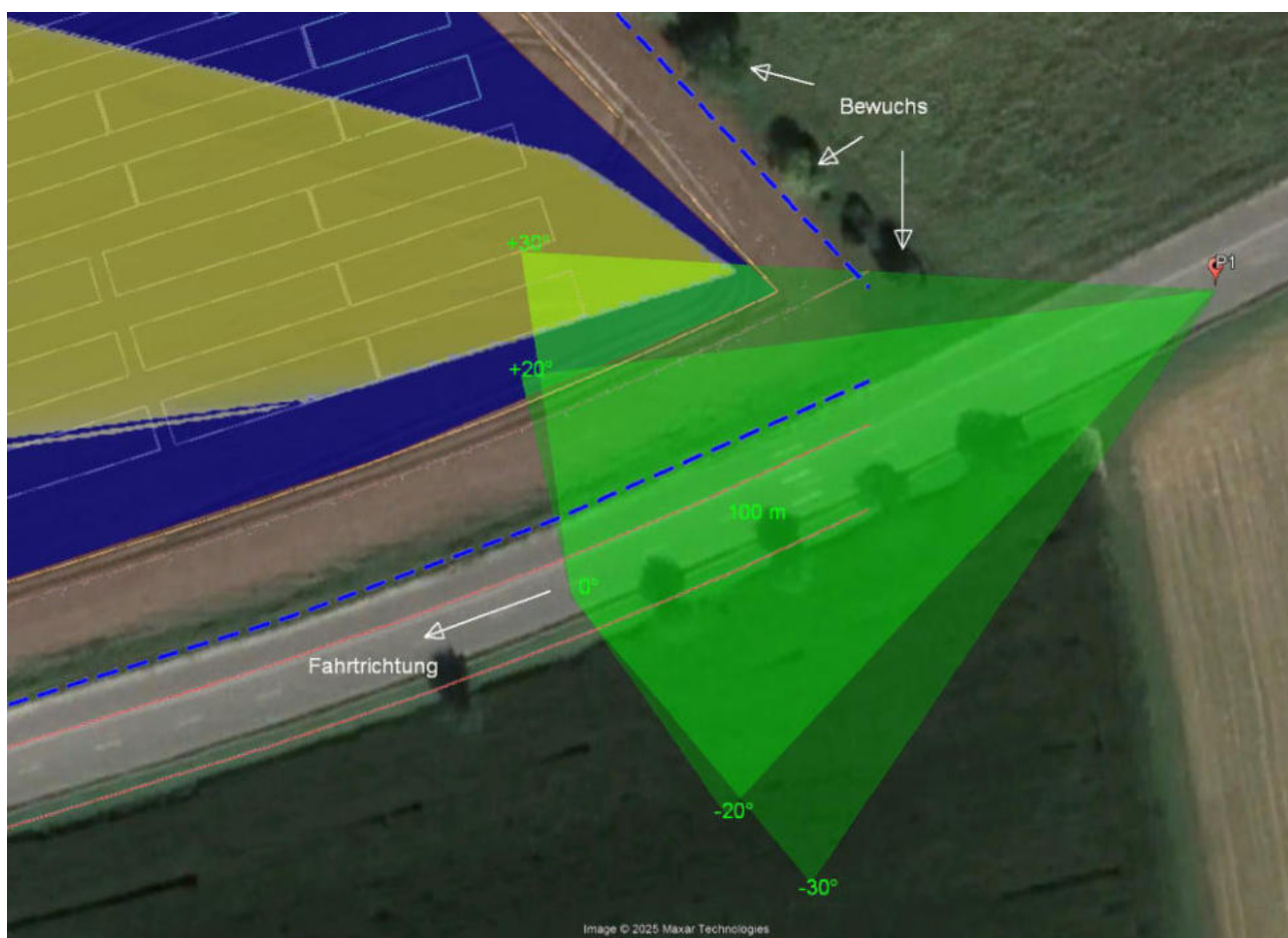


Bild 4.1.1: Situation am Messpunkt P1 Fahrtrichtung Südwesten(Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich könnten unter bestimmten Bedingungen Reflexionen auftreten.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P1 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Südwesten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Die PV-Fläche ist teilweise rechts im Bild sichtbar und unter bestimmten Bedingungen können Reflexionen wahrnehmbar sein.



Bild 4.1.2: Foto am Messpunkt P1, Blick Richtung Südwesten (Quelle: Apple Maps, Ausschnitt)

Zur Vorbeugung ist eine Sichtschutzmaßnahme angeraten, um die Sichtachse zwischen der B311 und der PV-Anlage zu unterbrechen. Diese kann mittels eines blickreduzierenden Gewebes aus PE (Polyethylen) oder HDPE (High-Density Polyethylen) als Teil der geplanten Geländeeinzäunung realisiert werden. Generell wirkt das Gewebe wie ein Filter und lt. Herstellerangaben ist üblicherweise ein Schattierwert von ca. 40% - 60% ausreichend um die Leuchtdichte der Immissionsquelle auf ein unkritisches Maß zu reduzieren. Für eine erhöhte Sicherheit kann ein Schattierwert von bis zu 80% verwendet werden um die Lichtdurchlässigkeit auf 20% zu reduzieren.

Aufgrund des flachen Geländeverlaufes sind die „hinteren“ Reihen der PV-Anlage von der B311 aus nicht sichtbar und daher ist das Simulationsergebnis (Gesamtsumme der Minuten mit Reflexionen) zu relativieren. Dennoch können zumindest von der vorderen Modulreihe in bestimmten Konstellationen Reflexionen ausgehen. Eine Sichtschutzmaßnahme würde diese zuverlässig abschirmen.

Das folgende Beispielbild verdeutlicht den Aspekt, dass die hinteren Modulreihen verdeckt sind.



Bild 4.1.3: Seitenansicht einer PV-Anlage (Quelle: Google StreetView, Ausschnitt)

Der Verlauf der Sichtschutzmaßnahme entspricht der Geländeeinzäunung entlang der B311 auf ca. 250 m Länge und einer Höhe von ca. 1 m - 1,8 m (max. 2 m) über Boden. Der untere Teil bis zu 1 m Höhe sollte freigehalten werden um ggf. auftretende Windlasten zu reduzieren, in diesem Bereich sind Reflexionen aufgrund der Modulinstallation ohnehin nicht möglich. Durch die Maßnahme wird die Sichtachse zwischen der PV-Anlage und der B311 unterbrochen und eine potentielle Blendwirkung ist ausgeschlossen. Die folgende Skizze zeigt den Verlauf der Sichtschutzmaßnahme, ca. 250 m Länge.

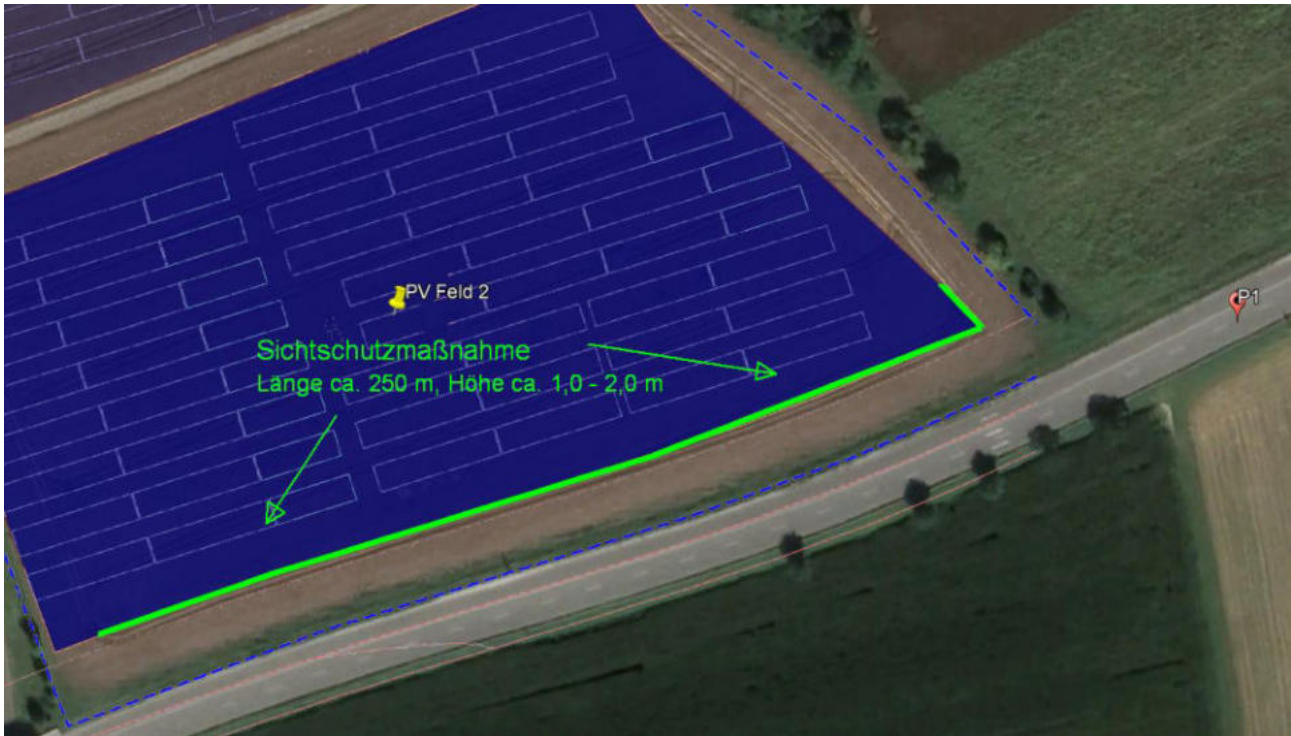


Bild 4.1.4: Verlauf der Sichtschutzmaßnahme (Quelle: Google Earth/SolPEG)

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

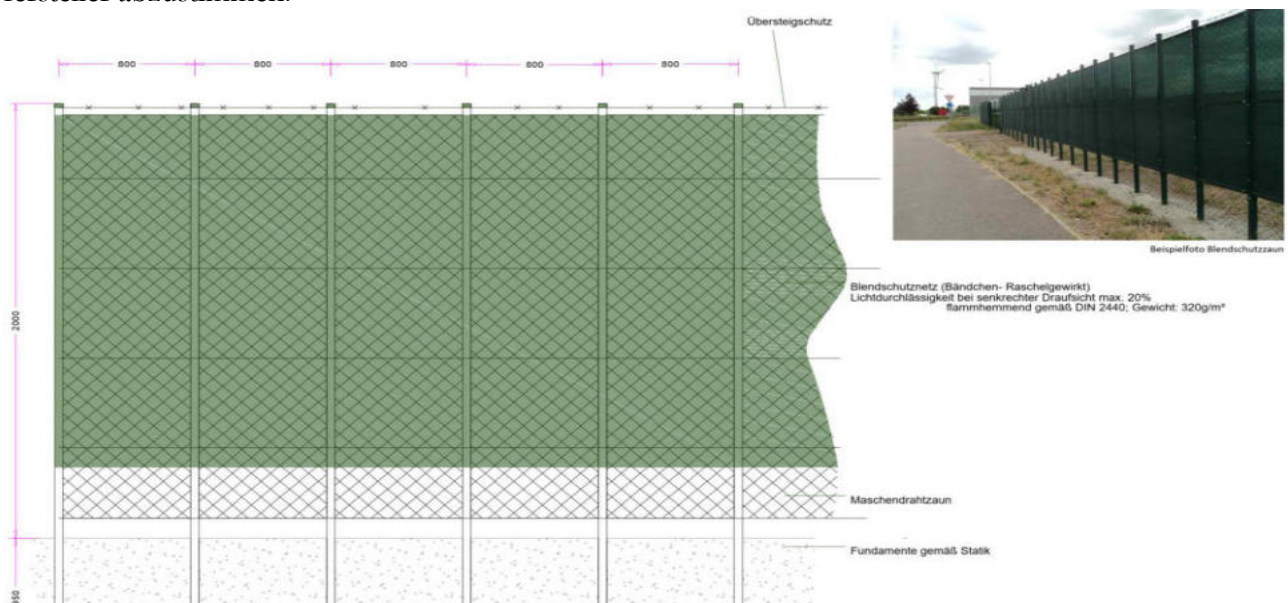


Bild 4.1.5: Beispiel für Sichtschutzmaßnahme (Quelle: Hersteller)

4.2 Ergebnisse am Messpunkt P2, B311 südöstlich

Lt. Simulationsergebnis können am Messpunkt P2 auf der B311 rein rechnerisch in bestimmten Jahreszeiten abends Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können in bestimmten Jahreszeiten sowohl bei der Fahrt Richtung Südwesten als auch nach Nordosten auftreten. Die Einfallswinkel liegen teilweise in dem für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel und daher kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch Reflexionen nicht ausgeschlossen werden.

Die folgende Skizze verdeutlicht die Situation am Messpunkt P2 auf Basis der unbereinigten Rohdaten und ohne Sichtschutzmaßnahmen.

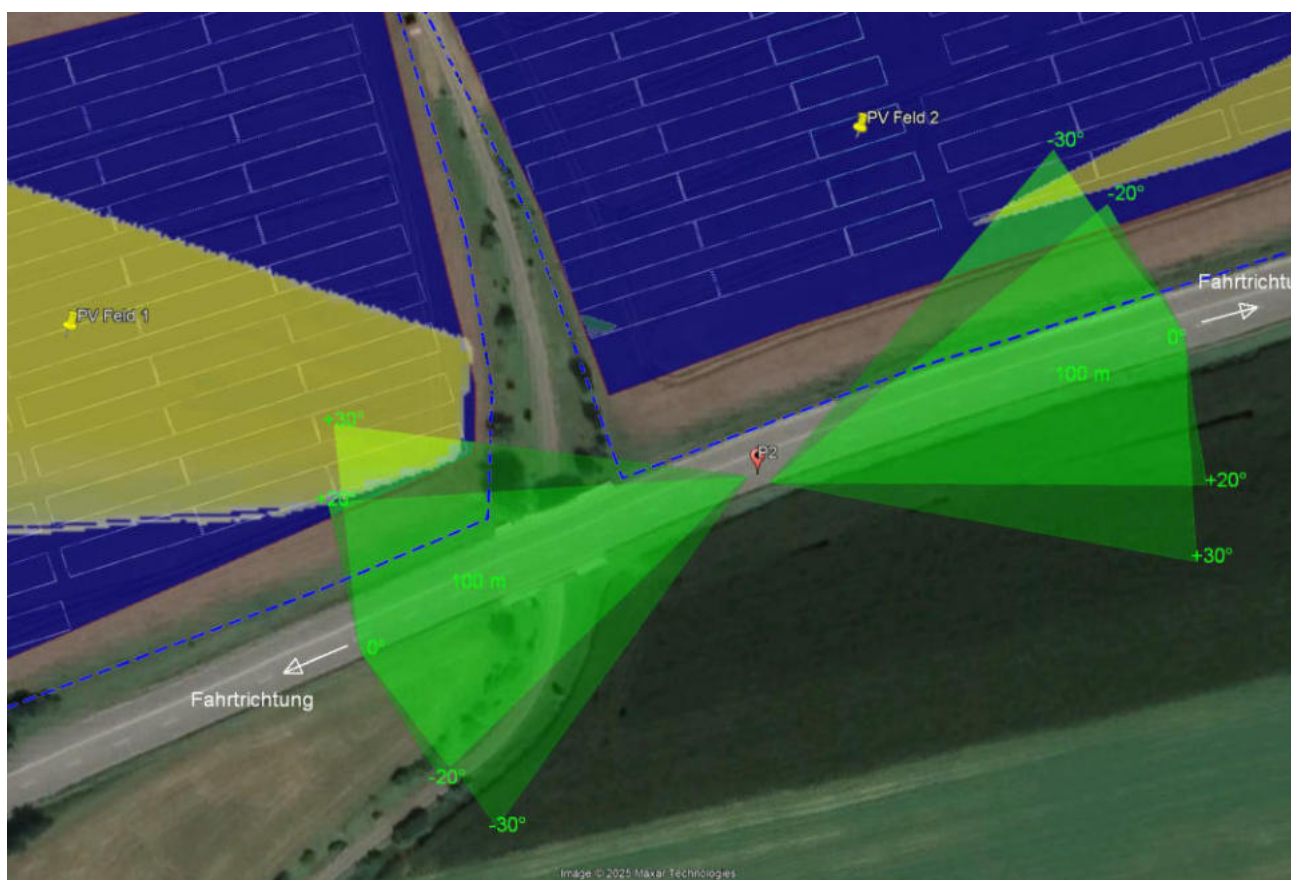


Bild 4.2.1: Situation am Messpunkt P2 (Quelle: Google Earth / SolPEG)

Der Grün markierte Bereich symbolisiert jeweils den für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. Im Gelb markierten Bereich können rein rechnerisch Reflexionen auftreten.

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P2 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Südwesten. Der relevante Sichtwinkel ist leicht heller dargestellt. Die PV-Fläche ist teilweise rechts im Bild sichtbar und unter bestimmten Bedingungen können Reflexionen wahrnehmbar sein.

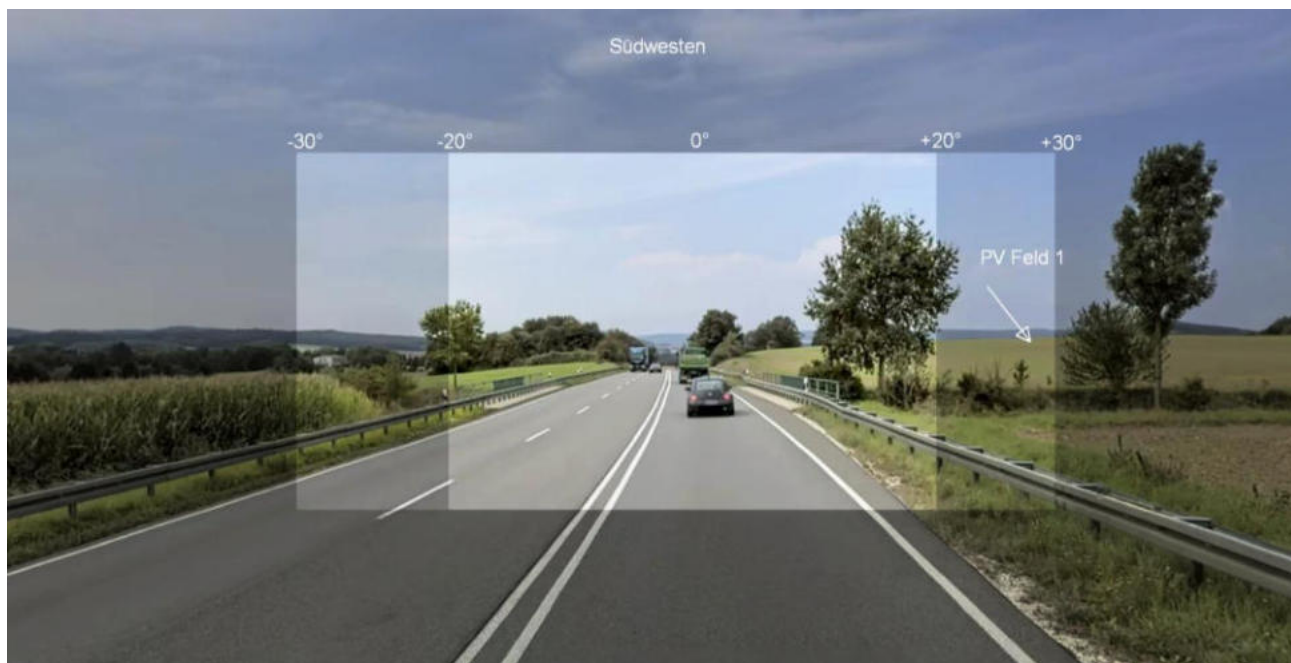


Bild 4.2.2: Foto am Messpunkt P2, Blick Richtung Südwesten (Quelle: Apple Maps, Ausschnitt)

Vor diesem Hintergrund ist auch im Randbereich von PV-Feld 1 eine Sichtschutzmaßnahme angeraten, um die Sichtachse zwischen der B311 und der PV-Anlage zu unterbrechen. Der Verlauf entspricht der Geländeeinzäunung entlang der B311 auf ca. 150 m Länge und einer Höhe von ca. 1 m - 1,8 m (max. 2 m) über Boden. Die folgende Skizze zeigt den Verlauf der Sichtschutzmaßnahme entlang PV-Feld 1.

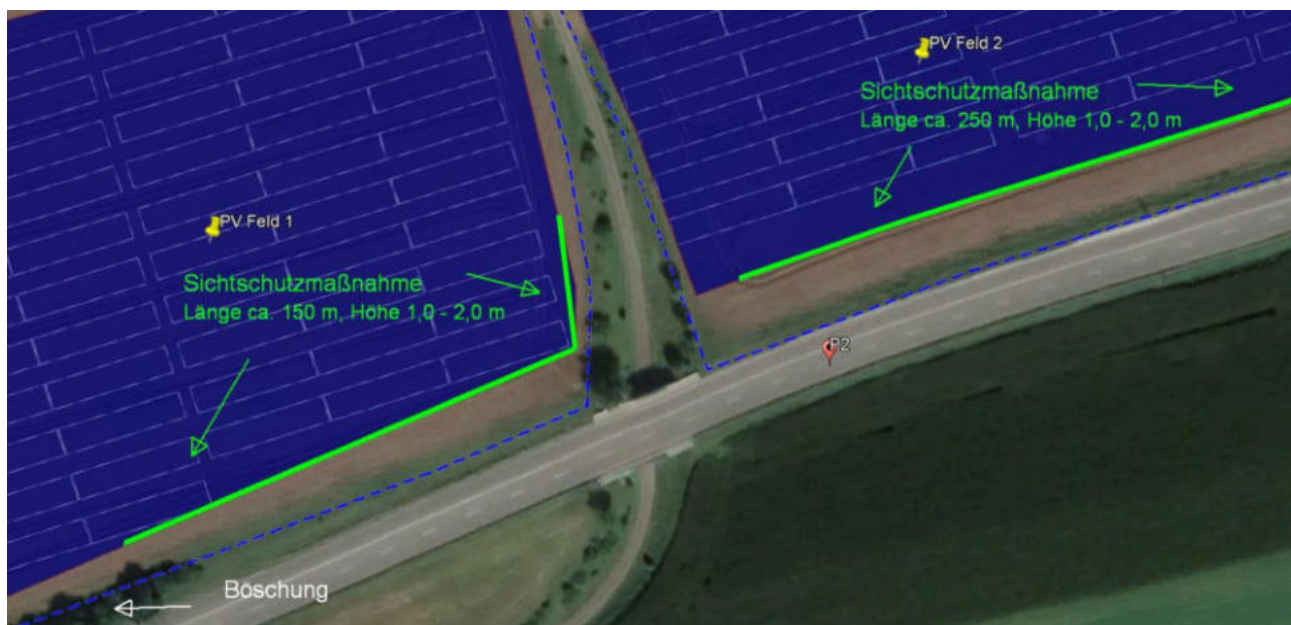


Bild 4.2.3: Verlauf der Sichtschutzmaßnahme PV-Feld 1 (Quelle: Google Earth/SolPEG)

Durch die Maßnahme wird die Sichtachse zwischen der PV-Anlage und der B311 unterbrochen und eine potentielle Blendwirkung ist ausgeschlossen.

4.3 Ergebnisse am Messpunkt P3, B311 südlich

Am Messpunkt P3 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 30. März - 12. September, zwischen 18:41 - 19:36 Uhr, für max. 25 Minuten aus westlicher Richtung auftreten. Die Analyse des Geländeverlaufes zeigt allerdings, dass kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nicht anwendbar.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist nicht beeinträchtigt.

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf zwischen Messpunkt P3 und der PV-Anlage.

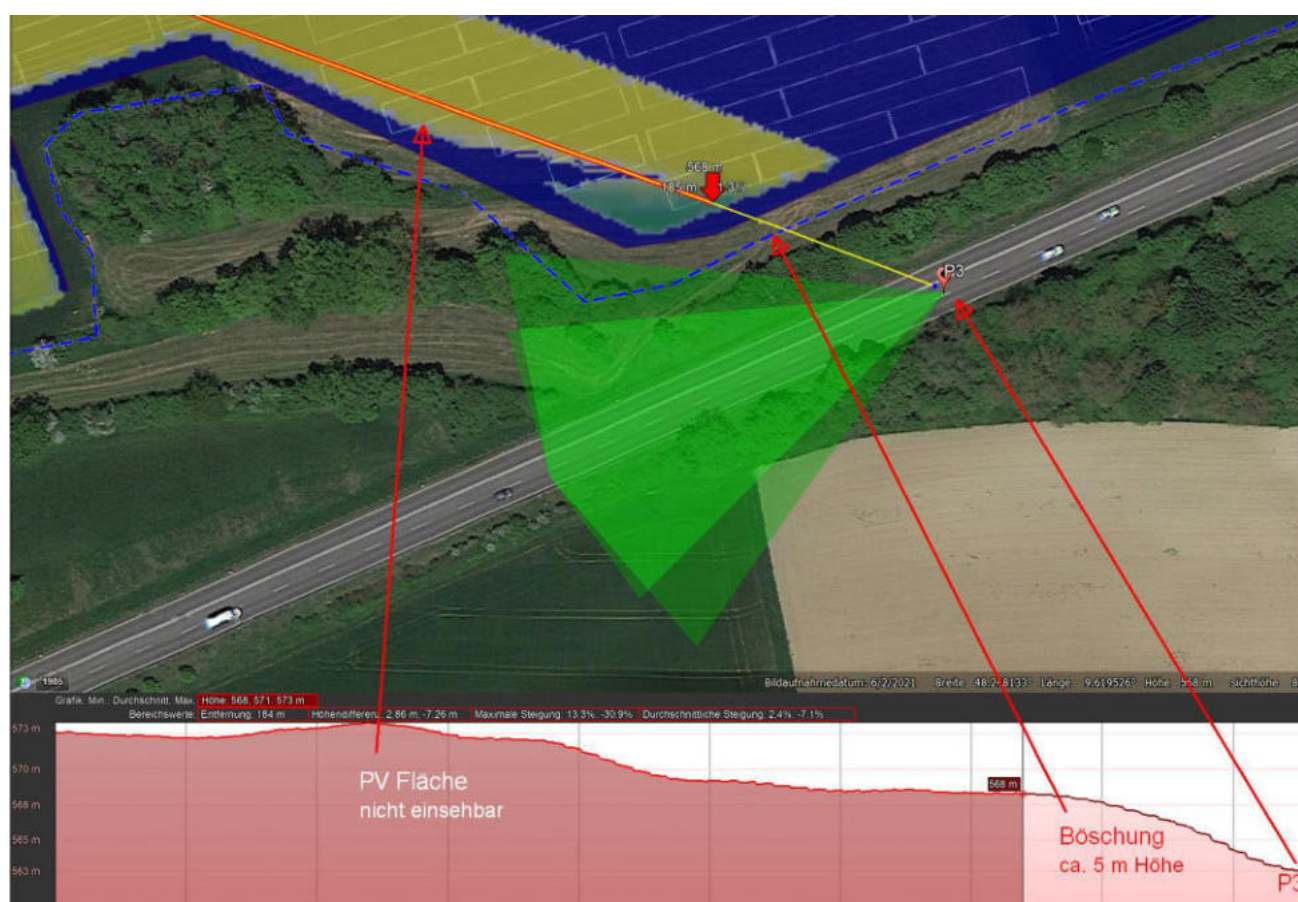


Bild 4.3.1: Situation am Messpunkt P3 Fahrtrichtung Südwesten(Quelle: Google Earth / SolPEG)

Das folgende Panoramafoto zeigt die Situation am Messpunkt P3 aus Sicht des Fahrzeugführers aus erhöhter Position (ca. 2,5 m – 3 m) bei der Fahrt Richtung Südwesten. Das Foto verdeutlicht, dass die PV-Fläche nicht einsehbar oberhalb einer Böschung liegt.



Bild 4.3.2: Foto am Messpunkt P1, Blick Richtung Südwesten (Quelle: Apple Maps, Ausschnitt)

Das folgende Foto zeigt die Situation am Messpunkt P3 aus erhöhter Position¹⁶ (ca. 2,5 m – 3 m) zum Vergleich bei der Fahrt Richtung Nordosten. Die Fläche der PV-Anlage liegt nicht einsehbar oberhalb der Böschung hinter ausgeprägter Vegetation. Selbst wenn der Bereich komplett gerodet werden sollte, besteht aufgrund des Geländeverlaufes kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle.



Bild 4.3.3: Foto am Messpunkt P3, Blick Richtung Nordosten (Quelle: Google StreetView, September 2023, Ausschnitt)

¹⁶ Angaben lt. Beschreibung der Google StreetView Fotoerfassung

4.4 Ergebnisse am Messpunkt P4, B311 südwestlich

Am Messpunkt P4 können theoretisch Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Diese können rein rechnerisch zwischen dem 06. Juni - 06. Juli, zwischen 06:03 - 06:14 Uhr, für max. 8 Minuten aus östlicher Richtung auftreten. Die Analyse des Geländeverlaufes zeigt allerdings, dass auch in diesem Abschnitt kein direkter Sichtkontakt zur Immissionsquelle vorhanden ist. Die rechnerisch ermittelten Ergebnisse sind daher in der Realität nicht anwendbar.

Eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder gar Blendwirkung kann ausgeschlossen werden. Die Sicherheit des fließenden Verkehrs ist nicht beeinträchtigt. Dies gilt gleichermaßen auch für die weitere Fahrt Richtung Nordosten.

Die folgende Skizze zeigt den Geländeverlauf zwischen Messpunkt P4 und der PV-Anlage.

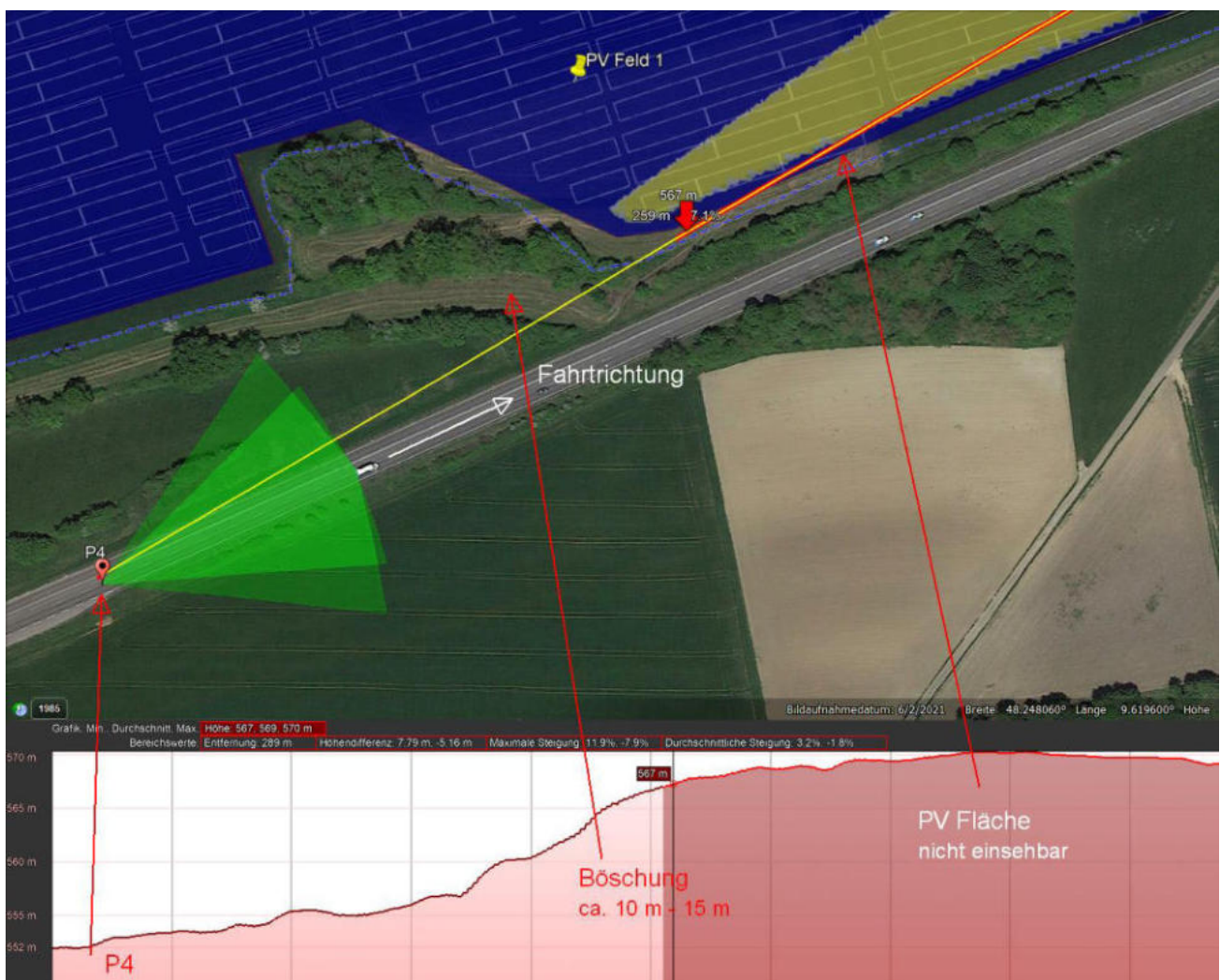


Bild 4.4.1: Geländeverlauf zwischen Messpunkt P4 und der PV-Anlage (Quelle: Google Earth / SolPEG)

4.5 Umliegende Gebäude

Im Umfeld der PV-Anlage sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden. Eine Beeinträchtigung von Anwohnern durch die PV-Anlage bzw. eine „erheblich Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ist dementsprechend nicht gegeben.

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Lt. aktueller Gesetzgebung (§2 EEG) liegt die Nutzung Erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Der priorisierte Ausbau der erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes soll im Rahmen einer Schutzgüterabwägung nur in Ausnahmefällen überwunden werden.

Der Auftraggeber hat bei der geplanten PV-Anlage „Untermarchtal“ mit dem Einsatz von hochwertigen PV-Modulen die nach aktuellem Stand der Technik möglichen Maßnahmen zur Reduzierung von Reflexionen vorgesehen.

Die Simulation von potentiellen Reflexionen und die Analyse der Ergebnisse wurde für 4 exemplarisch gewählte, repräsentative Messpunkte (Immissionsorte) im Umfeld der PV-Anlage durchgeführt. Dabei wurden die kürzlich überarbeiteten Vorgaben des Fernstraßenbundesamtes in Bezug auf relevante Einfallswinkel, Straßenbegleitgrün usw. berücksichtigt.

Im Verlauf der B311 können theoretisch bzw. rein rechnerisch in geringem Umfang Reflexionen durch die PV-Anlage auftreten. Die Einfallswinkel liegen teilweise in dem für Fahrzeugführer relevanten Sichtwinkel/Sektor. In bestimmten Abschnitten ist daher entlang der Geländegrenze von PV-Feld 1 und 2 eine Sichtschutzmaßnahme angeraten um die Sichtachse zwischen der B311 und der PV-Anlage zu unterbrechen. Durch die Maßnahme kann eine Beeinträchtigung von Fahrzeugführern durch die PV-Anlage oder eine Blendwirkung ausgeschlossen werden.


Im Umfeld der PV-Anlage sind keine relevanten Gebäude oder schutzwürdige Zonen vorhanden und dementsprechend kann eine Beeinträchtigung von Anwohnern bzw. eine „erhebliche Belästigung“ im Sinne der LAI Lichtleitlinie ausgeschlossen werden. Details zu den Ergebnissen an den jeweiligen Messpunkten finden sich in Abschnitt 4.

Aus Immissionsschutzrechtlicher Sicht bestehen keine Einwände gegen das Bauvorhaben.

6 Schlussbemerkung

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

Hamburg, den 08.08.2025


Dieko Jacobi / SolPEG GmbH

This document must not be copied, changed or used by third party without ABO ENERGY written permission



STANDORT LOCATION				
Land Country	Deutschland			
Standort Location	Untermarchtal			
Koordinaten Coordinates	48°14'57.2" N, 9°37'11.3" E			
Höhe NN Elevation a.s.l.	572 m			
UNTERKONSTRUKTION RACK LAYOUT				
Azimuth Azimuth	-19°			
Modulineigung Tilt	20°			
Reich Pitch	11.8 m			
Reihenabstand Row to row distance	5 m			
Schattenwinkel Shading angle	19.2°			
UK-Anordnung Rack set-up	3V/27 / 3V/18			
Leistung pro UK Power per rack	53.46 / 35.64 kWp		53.055 / 35.37 kWp	
PV MODULE PV MODULES				
Modultyp Module type	Bifacial		Bifacial	
Modulleistung Module power	660 Wp		655 Wp	
Modulmaße Module size	2 382 x 1 134 x 30 mm		2 382 x 1 134 x 30 mm	
Module pro String Modules per string	27			
WECHSELRICHTER - TRANSFORMATOR INVERTER - TRANSFORMER STATION				
WR-Typ Inverter type	String			
WR-Leistung Inverter power	320 kVA @40°C / 352 kVA @30°C			
Nr. Trafo-Stationen Nr. of transformers	4 x 4 000 kVA @40°C			
	FLÄCHE 1	FLÄCHE 2	FLÄCHE 3	GESAMTZAHL
Eingezäunte Fläche Fenced area	5.0 ha	6.5 ha	2.8 ha	16.3 ha
Zaunlänge Fence length	1,357 m	1,572 m	709 m	3,638 m
Nr. UK-Einheiten Nr. of racks 3V/27	93	176	46	315
Nr. UK-Einheiten Nr. of racks 3V/18	5	13	11	29
Nr. Strings Nr. of strings	269	554	160	1,003
Nr. Module Nr. of modules 660 Wp	0	14,958	0	14,958
Nr. Module Nr. of modules 655 Wp	7,803	0	4,320	12,123
Total Nr. Module Total Nr. of modules	7,803	14,958	4,320	27,081
Nr. WR Nr. of inverters	11	22	11	44
DC Leistung Total DC power	5.11 MWp	9.87 MWp	2.83 MWp	17.81 MWp
AC Leistung Total AC power @40°C	3.52 MVA	7.04 MVA	3.52 MVA	14.08 MVA
AC Leistung Total AC power @30°C	3.67 MVA	7.74 MVA	3.67 MVA	15.48 MVA
NETZANSCHLUSSLEISTUNG CAPACITY AT GRID CONNECTION POINT				
AC Netzbegrenzung AC Grid limitation	14 MW			

LEGEND / LEGENDE

--- Designated area Geltungsbereich / Eignungsgebiet	--- Rack system 3V/27 Unterkonstruktion 3V/27
--- Chain link fence Maschendrahtzaun	--- Rack system 3V/18 Unterkonstruktion 3V/18
- - - PV Area, min. dist. to fence 3 m PV Area, min. Abstand zu Zaunlinie 3 m	--- Forest Boundary Waldbegrenze
--- Internal road, 4 m Interne Zufahrt, 4 m	--- Trees Bäume
--- Existing path Bestandswege	--- Transformer station Trafostation
--- Classified Roads Klassifizierte Straßen	

**VORABZUG
nur intern verwenden**

Changed the module power from 645 Wp to 655Wp/660Wp	VH	03.07.2025	A2-2
Changed the module power from 630 Wp to 645 Wp	VH	25.06.2025	A2-1
First issue	VH	12.05.2025	A1-1
Revision	Author	Date	Index
Revision	Author	Date	Index

File	2025-05-12_DE-SMT Untermarchtal_DSGN(Az15)_VH.dwg	EPSG Code	
Map basis	Project	Project No.	ETRS89 UTM-32N
Drawn	VH	Code	DE9495-SMT
Checked	PKN	Code	BES_GSO_DWG3997
Approved	NIS	Level	A
Date	03.07.2025	Sheet	01 of 01
Format	A1	Scale	1:1500

Registered company address
Unter den Eichen 7
63450 Wiesbaden
Tel: +49 (0)611 / 26 765 - 599
Fax: +49 (0)611 / 26 765 - 5
www.aboenergy.com

Solar park
Untermarchtal

Preliminary general plant layout
Conceptual design

INFINITY RT

N-type

Bifacial Module with Double Glass

DMxxxG12RT-B66HSW

640~660W

24.4%
Max. Efficiency

- **Leading manufacturing**
40+ years experience in high-tech manufacturing.
- **High environmental, social and governance responsibility (ESG)**
100% green production, transparent supply chain and excellent ESG rating in the solar industry.



Top Choice For Project Applications

Improved IRR with shorter amortisation time, reduced LCOE (Levelised Cost of Energy) and lower BOS (Balance of System) costs.



Extended Stress Tests

Protection against harsh environmental conditions Certified by TÜV Rheinland.



Green Product

Focus on circular economy - low carbon footprint, PFAS-free and recyclable components.

COMPANY MANAGEMENT SYSTEM

SA 8000: ILO Standards. Social responsibility standards
 ISO 9001: Quality management system
 ISO 14001: Environmental management system
 ISO 45001: Occupational health and safety management system
 ISO 50001: Energy management system
 ISO 27001: Information security management system

PRODUCT CERTIFICATION

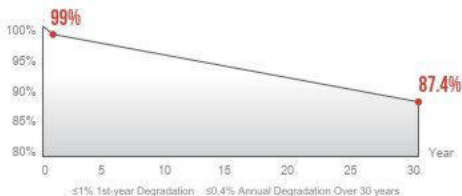
IEC 61215, IEC 61730
 Extended-Stress (IEC TS 63209)
 Ammonia Corrosion (IEC 62716)
 Salt Mist Corrosion (IEC 61701)
 LeTID (IEC TS 63342)
 Dust & Sand (IEC 60068)



Warranty partner



POWER WARRANTY

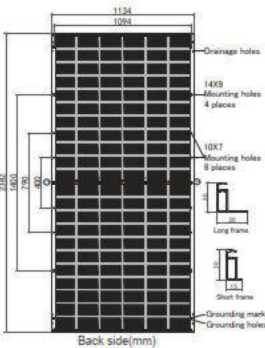


DMxxxG12RT-B66HSW



Module Specification

Cell Type	N type Mono-crystalline, 132(8×22)
Dimensions (mm)	2382×1134×30
Weight (kg)	32.3
Front Cover	2mm heat strengthened glass
Rear Cover	2mm heat strengthened glass
Junction Box	3 Diodes, IP68 according to IEC 62790
Output Cables (Including Connector)	4mm ² Portrait: 300mm (+)/200mm(-) Landscape: 1400mm(+)/1400mm(-) Length can be customized
Connector Type	PV-ZH202B or MC4-EVO 2A(1500V)



Electrical Specifications¹

Module Type	DM640G12RT-B66HSW		DM645G12RT-B66HSW		DM650G12RT-B66HSW		DM655G12RT-B66HSW		DM660G12RT-B66HSW	
Testing Condition	STC ²	NMOT ³	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT
Maximum Power (P _{max} /W)	640	488	645	491	650	495	655	499	660	503
Maximum Power Current (I _{mp} /A)	15.51	12.60	15.58	12.66	15.65	12.72	15.72	12.77	15.79	12.83
Maximum Power Voltage (V _{mp} /V)	41.28	38.73	41.42	38.86	41.56	39.00	41.70	39.13	41.84	39.26
Short-circuit Current (I _{sc} /A)	16.42	13.24	16.49	13.29	16.56	13.35	16.63	13.40	16.70	13.46
Open-circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.47	47.61	49.60	47.74	49.73	47.86	49.86	47.99	49.99	48.11
Module Efficiency STC (%)	23.7		23.9		24.1		24.2		24.4	

¹ Measurements according to IEC 60904-3, Measurement tolerance: I_{sc}: ±4%, V_{oc}: ±3%, Test uncertainty for P_{max}: ±3%, Bifaciality: 80%±5%.

² STC (Standard Test Condition): Radiation 1000W/m², Module temperature 25°C, AM=1.5.

³ NMOT: Radiation 800W/m², Ambient temperature 20°C, AM=1.5, Wind Speed 1m/s.



Electrical Specifications¹(BNP1²)

Nameplate Power (W)	640	645	650	655	660
Maximum Power (P _{max} /W)	767	713	718	724	729
Maximum Power Current (I _{mp} /A)	17.12	17.19	17.27	17.35	17.43
Maximum Power Voltage (V _{mp} /V)	41.33	41.47	41.61	41.75	41.89
Short-circuit Current (I _{sc} /A)	18.07	18.14	18.22	18.30	18.37
Open-circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.48	49.61	49.74	49.87	50.00

¹ Measurements according to IEC 60904-3, Measurement tolerance: I_{sc}: ±4%, V_{oc}: ±3%, Test uncertainty for P_{max}: ±3%.

² BNP1: Front radiation 1000W/m², Rear radiation 135W/m², Module temperature 25°C, AM=1.5.



Temperature Characteristics

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42±2°C
Temperature Coefficient of P _{max} (%/°C)	-0.29
Temperature Coefficient of V _{oc} (%/°C)	-0.25
Temperature Coefficient of I _{sc} (%/°C)	+0.048



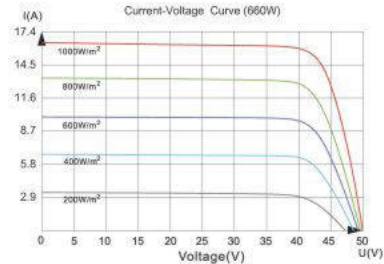
Packaging

Container	40HQ
Pallet Dimensions (mm)	2396×1140×1250
Pieces per Pallet	36
Pieces per Container	720



Operating Conditions

Operating Temperature (°C)	-40 to +85
Maximum System Voltage (V)	1500 DC(IEC)
Overcurrent Protection Rating (A)	30
Power Output Tolerance (%)	0~3
Protection Class	Class II
Max. Test Load, Push/Pull (Pa)	Front 5400 / Back 2400
Max. Design Load, Push/Pull (Pa)	Front 3600 / Back 1800



Hengdian Group DMEGC Magnetics Co.,Ltd.
Add: Hengdian Industrial Zone, Dongyang City Zhejiang Province, China 322118
Tel: 0086-579-8658-8826 E-mail: solar@dmegc.com.cn Website: www.dmegcsolar.com

DMEGC Renewable Energy B.V.
Add: Industrieweg 2,2641 RM Pijnacker, The Netherlands.
Tel: +31 (0) 8 58200765 E-mail: contact@dmegc.eu

Statement: The installation instructions and the warranty conditions must be followed. Due to technological progress, product parameters will be adjusted accordingly. When signing the contract, the latest data of the company shall prevail. All information in this data sheet corresponds to EN 50380. Changes and errors excepted. Document: EN DS-G12RT-B66HSW-20250512.
©DMEGC 2025 – All Rights Reserved



Untermarchtal

Untermarchtal

Created Jul 17, 2025
Updated Jul 17, 2025
Time-step 1 minute
Timezone offset UTC2
Minimum sun altitude 5.0 deg
Site ID 155183.25966

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



Misc. Analysis Settings

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

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

Summary of Results

Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced
	deg	deg	min	min	kWh
PV array 1	18.0	162.0	2,631	7,092	-
PV array 2	18.0	162.0	3,609	5,614	-
PV array 3	18.0	162.0	3,397	4,202	-

PV Array(s)

Total PV footprint area: 144,708 m^2

Name: PV array 1

Footprint area: 76,893 m^2

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 18.0 deg

Orientation: 162.0 deg


Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.247566	9.614615	566.16	2.00	568.16
2	48.248880	9.615752	571.47	2.00	573.47
3	48.250123	9.622769	568.05	2.00	570.05
4	48.249480	9.623080	569.71	2.00	571.71
5	48.249037	9.623005	568.74	2.00	570.74
6	48.248051	9.619421	567.49	2.00	569.49
7	48.248487	9.618016	573.12	2.00	575.12
8	48.248344	9.617286	569.21	2.00	571.21
9	48.247916	9.617490	562.07	2.00	564.07
10	48.247551	9.615452	565.19	2.00	567.19

Name: PV array 2

Footprint area: 27,282 m^2

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 18.0 deg

Orientation: 162.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.250130	9.622940	567.51	2.00	569.51
2	48.249116	9.623595	569.07	2.00	571.07
3	48.249587	9.625612	568.41	2.00	570.41
4	48.249895	9.626577	568.94	2.00	570.94
5	48.250773	9.625365	562.46	2.00	564.46

Name: PV array 3

Footprint area: 40,533 m^2

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 18.0 deg

Orientation: 162.0 deg

Rated power: -

Panel material: Smooth glass with AR coating

Vary reflectivity with sun position? Yes

Correlate slope error with surface type? Yes

Slope error: 8.43 mrad



Vertex	Latitude	Longitude	Ground elevation	Height above ground	Total elevation
	deg	deg	m	m	m
1	48.251552	9.624732	554.87	2.00	556.87
2	48.251309	9.624936	556.61	2.00	558.61
3	48.251002	9.625151	558.98	2.00	560.98
4	48.250916	9.625097	560.17	2.00	562.17
5	48.250288	9.622694	566.93	2.00	568.93
6	48.249402	9.617726	575.31	2.00	577.31
7	48.249809	9.617512	574.12	2.00	576.12
8	48.249952	9.618359	574.23	2.00	576.23
9	48.250209	9.618499	573.72	2.00	575.72
10	48.250516	9.620215	571.08	2.00	573.08
11	48.250630	9.620559	570.78	2.00	572.78
12	48.250880	9.622071	565.87	2.00	567.87

Summary of PV Glare Analysis

PV configuration and total predicted glare

PV Name	Tilt	Orientation	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy Produced	Data File
	deg	deg	min	min	kWh	
PV array 1	18.0	162.0	2,631	7,092	-	
PV array 2	18.0	162.0	3,609	5,614	-	
PV array 3	18.0	162.0	3,397	4,202	-	

Distinct glare per month

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

PV	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
pv-array-1 (green)	0	0	39	165	153	153	159	156	114	0	0	0
pv-array-1 (yellow)	0	0	105	475	693	912	774	597	232	0	0	0
pv-array-2 (green)	0	0	115	178	650	869	828	260	137	34	0	0
pv-array-2 (yellow)	0	0	441	639	622	765	669	649	592	73	0	0
pv-array-3 (green)	0	0	220	186	240	323	288	171	307	0	0	0
pv-array-3 (yellow)	0	0	0	182	405	422	428	204	117	0	0	0

PV & Receptor Analysis Results

Results for each PV array and receptor

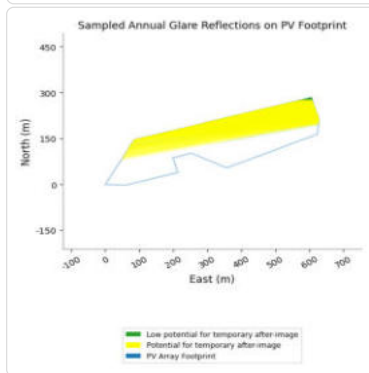
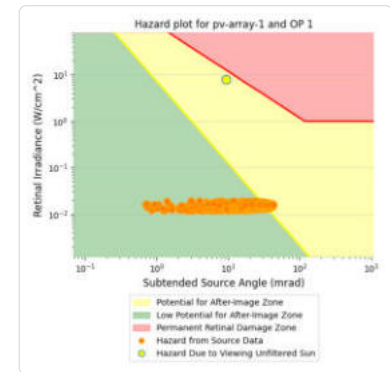
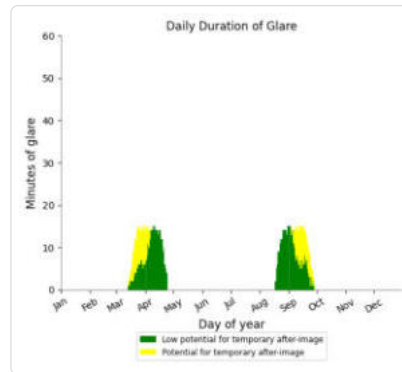
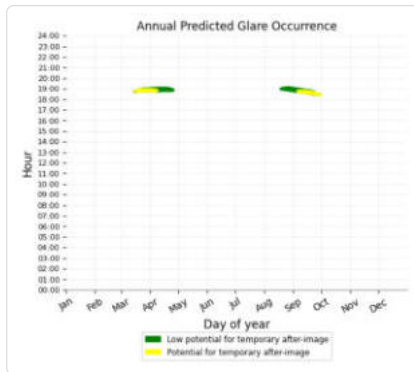
PV array 1 potential temporary after-image

Component	Green glare (min)	Yellow glare (min)
OP: OP 1	690	301
OP: OP 2	541	3044
OP: OP 3	1390	3515
OP: OP 4	10	232

PV array 1: OP 1

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

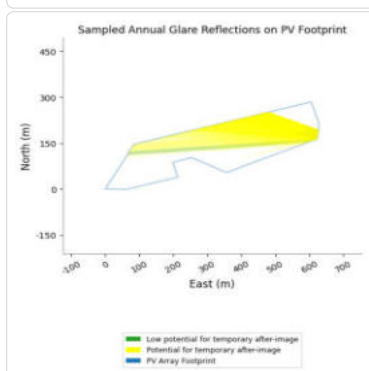
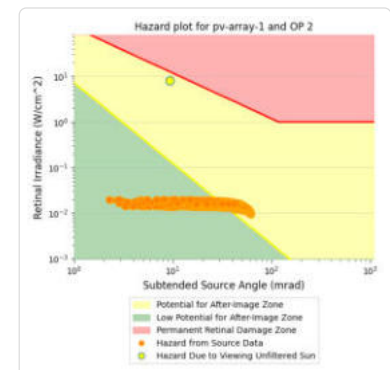
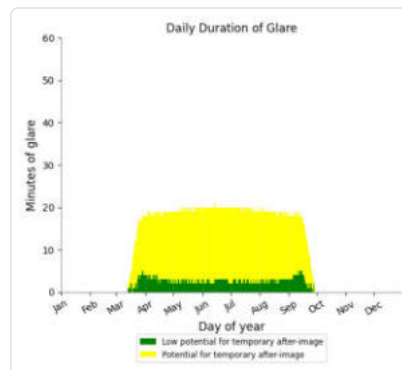
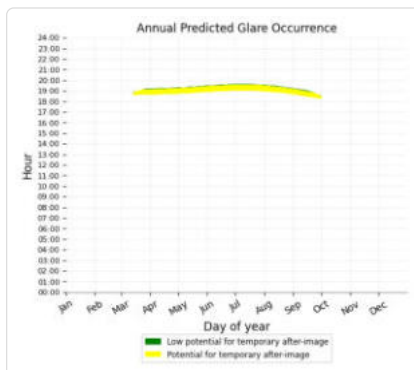
- 690 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 301 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 1: OP 2

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

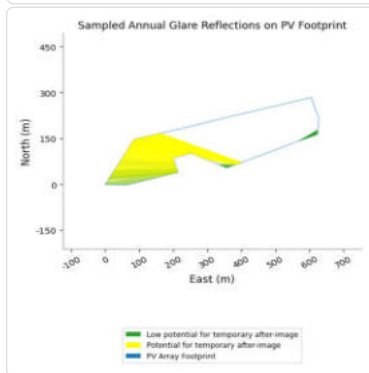
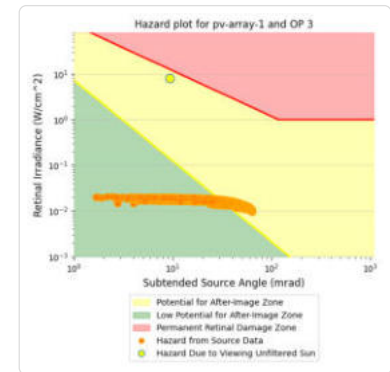
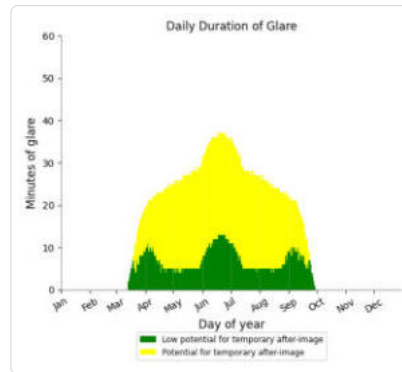
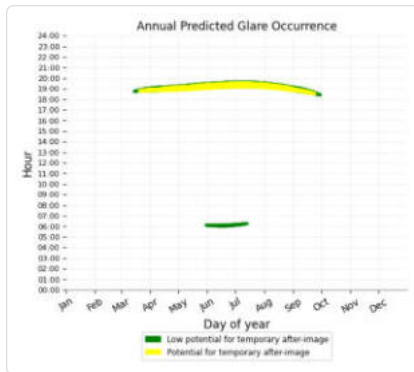
- 541 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,044 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 1: OP 3

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

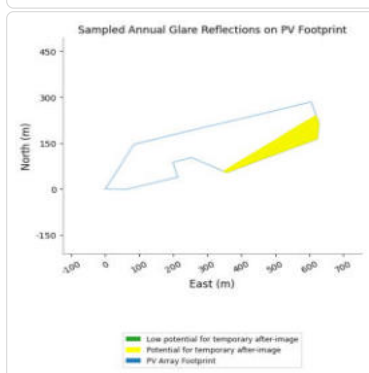
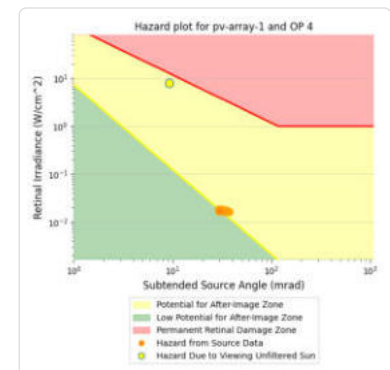
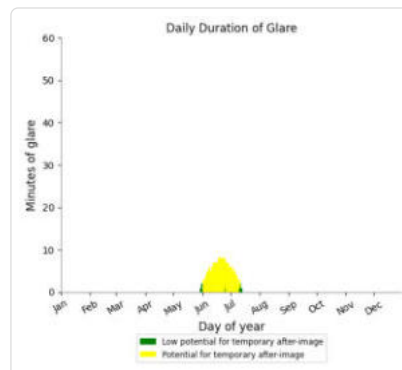
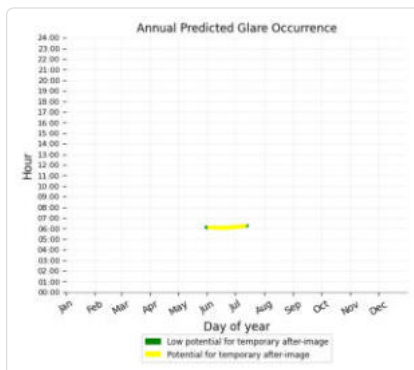
- 1,390 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 3,515 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 1: OP 4

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

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

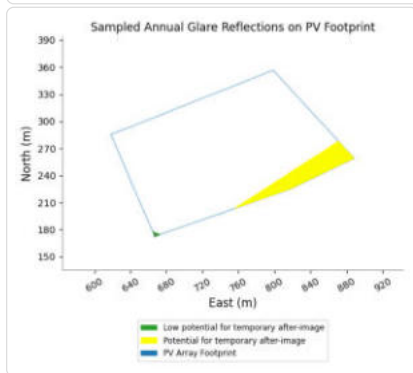
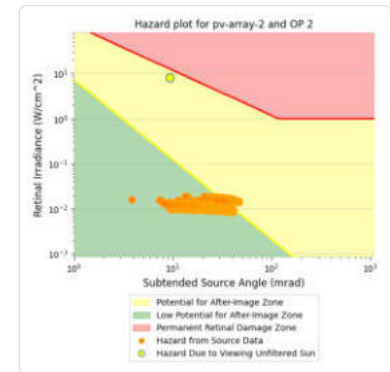
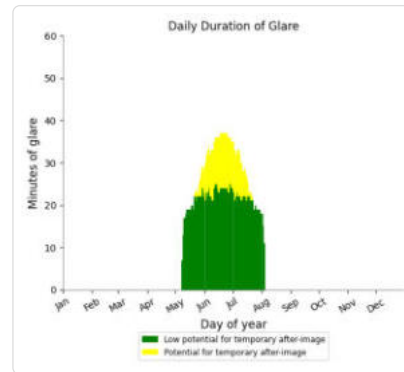
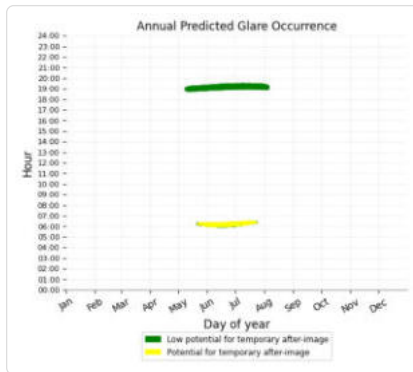


PEG
Expert Group

PV array 2: OP 2

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

- 1,887 minutes of "green" glare with low potential to cause temporary after-image.
- 541 minutes of "yellow" glare with potential to cause temporary after-image.



PV array 2: OP 3

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

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

