

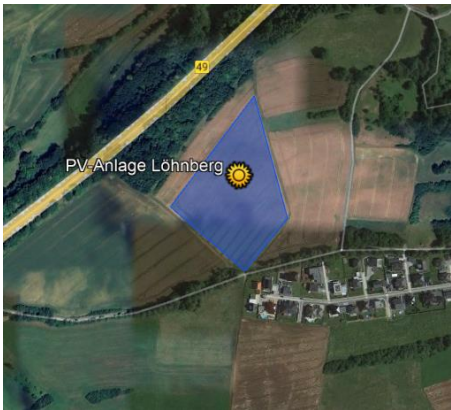
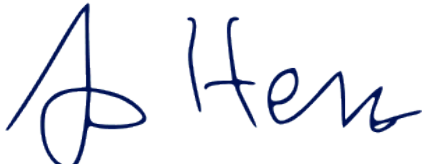


Bericht

**Blendgutachten
für die Photovoltaikanlage (PVA)
Löhnberg
in Löhnberg, Hessen,
Deutschland**

Bericht-Nr. DE253GJY 001

Köln, Dezember 2025

Bericht-Nr.: <i>Report no.:</i>	DE253GJY 001	Auftragsnr.: <i>Order No.:</i>	300102935
Kunden-Referenz-Nr.: <i>Client reference no.:</i>	0148573 Rahmenvertrag	Auftragsdatum: <i>Order date:</i>	2025-07-11
Auftraggeber: <i>Client:</i>	Ksolar Projekte GmbH, Am Hollemann 92, 59929 Brilon, Germany		
Prüfgegenstand: <i>Test item:</i>	PV-Anlage Löhnberg, 35792 Löhnberg, Hessen		
Auftrags-Inhalt: <i>Order content:</i>	Blendgutachten		
Prüfgrundlage: <i>Test specification:</i>	Einschlägige, technische Regelwerke der IEC-, VDE-, DIN-Vorschriften		
Wareneingangsdatum: <i>Date of sample receipt:</i>	-		
Prüfmuster-Nr.: <i>Test sample no.:</i>	N/A		
Prüfzeitraum: <i>Testing period:</i>	2025-10-10 - 2025-12-11		
Ort der Prüfung: <i>Place of testing:</i>	Desktop Review		
Prüflaboratorium: <i>Testing laboratory:</i>	N/A		
Prüfergebnis*: <i>Test result*:</i>	Siehe Kapitel 7		
geprüft von: <i>tested by:</i>	genehmigt von: <i>authorized by:</i>		
Datum: <i>Date</i> 2025-12-11  Cecilia Portillo Rivas Sachverständige*r / Expert	 Magnus Herz Sachverständige*r / Expert		
Stellung / Position:			
Sonstiges: <i>Other:</i>			
* Legende: P(ass) = entspricht o.g. Prüfgrundlage(n) F(ail) = entspricht nicht o.g. Prüfgrundlage(n) N/A = nicht anwendbar N/T = nicht getestet * Legend: P(ass) = passed a.m. test specification(s) F(ail) = failed a.m. test specification(s) N/A = not applicable N/T = not tested			

Dieser Prüfbericht bezieht sich nur auf das o.g. Prüfobjekt und darf ohne Genehmigung der Prüfstelle nicht auszugsweise vervielfältigt werden. Dieser Bericht berechtigt nicht zur Verwendung eines Prüfzeichens.
This test report only relates to the a. m. test sample. Without permission of the test center this test report is not permitted to be duplicated in extracts. This test report does not entitle to carry any test mark.

Version <i>Version</i>	Datum <i>Date</i>	Inhalt/Änderungen <i>Content/Changes</i>
001	2025-12-11	Blendgutachten

Wie vertraglich vereinbart, wurde dieses Dokument nur digital unterzeichnet. Der TÜV Rheinland hat nicht überprüft, welche rechtlichen oder sonstigen diesbezüglichen Anforderungen für dieses Dokument gelten. Diese Überprüfung liegt in der Verantwortung des Benutzers dieses Dokuments. Auf Verlangen des Kunden kann der TÜV Rheinland die Gültigkeit der digitalen Signatur durch ein gesondertes Dokument bestätigen. Diese Anfrage ist an unseren Vertrieb zu richten. Eine Umweltgebühr für einen solchen zusätzlichen Service wird erhoben.

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	5
2	Grundlagen	7
2.1	Gesetzliche Regelungen	7
2.2	Blendwirkungen	9
2.2.1	Biologische Wirkungen	9
2.2.2	Oberflächenabhängige Reflexionen	10
2.3	Blendung von Verkehrsteilnehmern	12
2.3.1	Straßenverkehr	12
2.3.2	Luftfahrt und Flughafenverkehr	14
2.4	Wohnumfeld	16
3	Aufgabenstellung	17
4	Standort- und Anlagenbeschreibung	18
5	Ermittlung der Lichtreflexionen	19
5.1	Vorgehen	19
5.2	Standortspezifisches Reflexionsdiagramm	19
5.3	Reflexionen in Bodennähe	21
5.4	Grundlagen der Simulation	22
5.5	Simulationsergebnisse	23
6	Allgemeine Hinweise	26
7	Zusammenfassung der Ergebnisse	27
	Anhang 1: Literaturverzeichnis	29
	Anhang 2: Layoutplan	30
	Anhang 3: Simulationsmodell	31

1 Kurzfassung

Die TÜV Rheinland Solar GmbH wurde beauftragt, für die geplante Photovoltaikanlage (PVA) Löhnberg in 35792 Löhnberg, Deutschland die auftretenden Lichtreflexionen und daraus gegebenenfalls resultierende Blendwirkungen auf die Umgebung zu untersuchen.



Zugrunde gelegtes Anlagendesign		Untersuchte Immissionsobjekte (POI – Points of Interest)	
PVA	Südwest Ausrichtung 254° 18° Neigung	POI 1	Bundesstraße 49
		POI 2	Wohnobjekte Taunusblick

Die an den PV-Moduloberflächen entstehenden direkten Sonnenlicht-Reflexionen wurden mit der von TÜV Rheinland eigens entwickelten Software berechnet, in einem Jahres-Reflexionsdiagramm dargestellt und für die definierten Immissionsobjekte (POI) im Sinne eines Worst-Case-Szenarios analysiert. Die Simulationsrechnungen zur zeitlichen und örtlichen Verteilung der Reflexionen erfolgten mit dem Glare Analysis Toolset der Firma Forge Solar, welches weltweit bei blendungskritischen PV-Projekten Anwendung findet.

Die berechneten geometrisch möglichen Zeiten für auftreffende Reflexionen sind nachfolgend aufgelistet.

POI	Reflexionsdauer im Jahr (green/yellow)	Zeitraum / Monate	Tägliches Zeitfenster	Blend- risiko
POI 1	-	-	-	Nein
POI 2	-	-	-	Nein

Ergebnis

Die durchgeführten Simulationen haben ergeben, dass keine Lichtreflexionen mit Störpotential in Richtung POI 1 und POI 2 zu erwarten sind. Von der PV-Anlage geht kein Blendrisiko aus.

Zusammenfassend wird anhand der zur Verfügung gestellten Unterlagen, der Satellitenfotos und der durchgeführten Reflexionsberechnungen eingeschätzt, dass mit dem Bau der PV-Anlage Löhnberg mit dem angegebenen Design keine Störwirkung durch Sonnenlichtreflexionen an den PV-Modulen auf die umliegenden Wohnbebauungen und auf den Verkehr der benachbarten Straßen zu erwarten ist.

2 Grundlagen

PV-Anlagen werden auf Gebäudedächern und Freiflächen errichtet. Durch Reflexion des Sonnenlichtes an den Solar-Moduloberflächen (meist Glasoberflächen) kann eine Blendwirkung entstehen, die ggf. auf Gebäude in der Nachbarschaft, vorbeiführende Verkehrswege oder Anflugschneisen in der Nähe befindlicher Flughäfen einwirkt. Für eine Bewertung der Blend- und Störwirkung existieren derzeit keine eindeutigen und allgemeingültigen Grenzwerte aus Richtlinien oder Vorschriften. Da das Ausmaß der störenden Wirkung neben den messbaren technischen Größen auch immer von der konkreten Umgebungssituation abhängt und subjektive Empfindungen ebenso eine Rolle spielen, muss jeder Einzelfall gesondert untersucht und beurteilt werden. Im Folgenden werden die Beurteilungsrundlagen, auf die sich die Ergebnisse des Gutachtens stützen, dargelegt.

2.1 Gesetzliche Regelungen

Der Gesetzgeber hat bisher keine rechtsverbindlichen Vorschriften zur Bestimmung der immissionsschutzrechtlichen Erheblichkeitsgrenzen für Lichtimmissionen erlassen und verweist für statische, technische und bauliche Einrichtungen auf das Baurecht.

Nach § 35 BauGB ist „im Außenbereich ein Vorhaben nur zulässig, wenn öffentliche Belange nicht entgegenstehen“, u. a. das Hervorrufen schädlicher Umwelteinwirkungen, zu denen auch Lichtimmissionen zählen. Eine Grundlage zur Beurteilung der Zulässigkeit von Reflexionen hinsichtlich Blendwirkungen ist hiermit jedoch nicht gegeben. Es wird auf das allgemeine Rücksichtnahmegebot verwiesen [1].

Durch die Verabschiedung einer "Richtlinie zur Messung und Beurteilung von Lichtimmissionen" (Licht-Richtlinie) im Mai 1993 hat der Länderausschuss für Immissionsschutz (LAI) erstmals den zuständigen Immissionsschutzbehörden ein System zur Beurteilung der Wirkungen von Lichtimmissionen auf den Menschen zur Konkretisierung des Begriffs "schädliche Umwelteinwirkung" im Sinne des BImSchG zur Verfügung gestellt. Die Überarbeitung der „Lichtrichtlinie“ mit ergänzenden Erläuterungen zur Ermittlung und Bewertung der Raumaufhellung und Blendung [2] baut in ihren wesentlichen Inhalten auf der Veröffentlichung des Arbeitskreises "Lichtimmissionen" der Deutschen Lichttechnischen Gesellschaft (LiTG) e.V., Berlin, "Empfehlungen für die Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen künstlicher Lichtquellen 12.3" vom Juni 2011, auf [3]. Im Anhang 2 dieser „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“ werden Empfehlungen zur Ermittlung, Beurteilung und Minderung der Blendwirkung von Photovoltaikanlagen gegeben.

Wenn diese Immissionen über einen längeren Zeitraum an der schützenswerten Nachbarschaft (Gebietsarten nach BauNVO [4]) auftreten, werden Abhilfemaßnahmen für erforderlich gehalten. Wirkungsuntersuchungen oder Beurteilungsvorschriften zu diesen Immissionen sind bisher nicht vorhanden. Die Absolutblendung in ihrer Auswirkung auf die Nachbarschaft wird vorläufig entsprechend [2] wie der periodische Schattenwurf von Windenergieanlagen betrachtet. Schwellenwerte für eine zulässige Einwirkdauer werden entsprechend [5] festgesetzt. Der Leitfaden „Nichtionisierende Strahlung“ - Lichteinwirkung auf die Nachbarschaft [6] wurde vom Arbeitskreis Nichtionisierende Strahlung des

Fachverbandes für Strahlenschutz e. V. (Mitgliedsgesellschaft der International Radiation Protection Association – IRPA) für die Bundesrepublik Deutschland und die Schweiz erarbeitet. Er gibt die physikalischen Grundlagen, den derzeitigen wissenschaftlichen Erkenntnisstand über biologische Wirkungen, zulässige Expositionswerte und durchzuführende Schutzmaßnahmen an. In der Fassung von 2014 wird erstmals den Blendwirkungen von Photovoltaikanlagen ein separates Kapitel gewidmet. Es werden, in Analogie zu [2], Erheblichkeits-Schwellenwerte für die tägliche Dauer der auftreffenden Reflexionen von 30 Minuten und für die kumulierte Jahresdauer der auftreffenden Reflexionen von 30 Stunden aufgeführt. Diese Ausführungen betreffen die schützenswerte Nachbarschaft, um das Gebot der Rücksichtnahme sicherzustellen.

Hinsichtlich der Sicherung von Verkehrswegen bzw. aktiven Verkehrsteilnehmern wird hier jedoch keine Aussage getroffen. Für das Fernstraßennetz (BAB) der Bundesrepublik Deutschland übernimmt seit 2021 die Autobahn GmbH des Bundes zentralisiert Planung, Bau, Betrieb, Erhalt, Finanzierung und Vermögensverwaltung. Hoheitliche Aufgaben, die weder dem BMDV (Bundesministeriums für Digitales und Verkehr) obliegen, noch der Autobahn GmbH des Bundes durch Beleihung zugewiesen werden, obliegen nun überwiegend dem FBA (Fernstraßen-Bundesamt). Das Fernstraßen-Bundesamt fungiert seit 2021 als Anhörungs- und Planfeststellungsbehörde in Planfeststellungsverfahren für Autobahn-Projekte und ist somit für die Genehmigung von PV-Anlagen im Nahbereich der Autobahn und bundeseigenen Fernverkehrsstraßen zuständig. Es muss sichergestellt werden, dass der Bau und der Betrieb von PVA nicht die Sicherheit und Flüssigkeit des Straßenverkehrs beeinträchtigt (siehe Abschnitt 2.3.1).

Im November 2025 veröffentlichte das FBA das „Eckpunktepapier Photovoltaik: Blendwirkungen und Blendgutachten“, in dem in Zusammenarbeit mit der Autobahn GmbH des Bundes, der Bundesanstalt für Straßen- und Verkehrswesen (BASt) und verschiedenen Landesbehörden und Photovoltaik-Experten Rahmenbedingungen für lichttechnische Berechnungen und die Beurteilung von Blendwirkungen von PV-Anlagen auf den Straßenverkehr der Bundesfernstraßen erarbeitet wurde [7].

Für den Bahnverkehr gibt es verschiedene Zuständigkeiten. Das EBA (Eisenbahn Bundesamt) ist die zuständige Aufsichts- und Genehmigungsbehörde für alle bundeseigenen Eisenbahnen und nichtbundeseigenen Eisenbahnunternehmen, die einer Sicherheitsgenehmigung bedürfen. Die übrigen Eisenbahnen unterliegen grundsätzlich der Aufsicht der Bundesländer, wobei einige Länder die Landeseisenbahnaufsicht ebenfalls an das EBA übertragen haben. Welche Aufgaben in welchem Umfang das EBA für das jeweilige Bundesland wahrnimmt, ist Bestandteil individueller vertraglicher Regelungen. Es muss analog zum Straßenverkehr sichergestellt werden, dass der Bau und der Betrieb von PVA nicht die Sicherheit und den ordnungsgemäßen Betriebsablauf des Schienenverkehrs beeinträchtigt. Es gibt jedoch keine allgemeingültigen Richtlinien oder Empfehlungen zur Bewertung von auftreffenden Reflexionen in diesem Sinn.

Für die Sicherheit von Verkehrsflughäfen in der Europäischen Union ist die EASA (die European Union Aviation Safety Agency) zuständig und fordert analog, dass Photovoltaikanlagen an oder in der Nähe von Flughäfen keine Beeinträchtigung der Sicherheit des Flugverkehrs in der Luft und am Boden verursachen

dürfen. Es gibt allgemeine Hinweise zu Gefahrensituationen, die durch Blendung an PVA verursacht werden können und die zu vermeiden sind. Die zuständige Sicherheitsbehörde des jeweiligen Flughafens fordert in der Regel einen Nachweis, dass die Anforderungen der EASA eingehalten werden können.

2.2 Blendwirkungen

2.2.1 Biologische Wirkungen

Blendung ist laut DIN EN 12665 als „unangenehmer Sehzustand durch ungünstige Leuchtdichteverteilung oder zu hohe Kontraste“ definiert. Zu große Leuchtdichteunterschiede oder ungünstige Leuchtdichteverteilungen im Gesichtsfeld können zu einer Belästigung („psychologische Blendung“) oder auch zu einer tatsächlich messbaren Herabsetzung der Sehleistung („physiologische Blendung“) führen [2]. Zu große Leuchtdichteunterschiede im Gesichtsfeld führen auf der Netzhaut zu lokalen Störungen des Adaptionszustandes, durch die im betroffenen Gebiet Veränderungen der Sehschärfe, des Farbsehens oder auch der Tiefenschärfe entstehen.

Blendung ruft im Wesentlichen drei Effekte hervor:

- es entsteht eine physikalische Schleierleuchtdichte
- es kommt physiologisch zur Einschränkung der Sehfunktionen
- es kommt psychologisch zur Ablenkung der Aufmerksamkeit und Störempfinden

Zur Charakterisierung der Blendwirkung wird als Maß für den Helligkeitseindruck die Leuchtdichte cd/m^2 verwendet [2]. Bereits bei etwa 10^5 cd/m^2 kann eine physiologische Absolutblendung auftreten, d. h. ein totaler (temporärer) Verlust des Sehvermögens.

Die Sonne erreicht Leuchtdichten von bis zu $1,5 \cdot 10^9 \text{ cd/m}^2$. Selbst bei niedrigen Sonnenständen über dem Horizont treten noch Leuchtdichten um $3 \cdot 10^8 \text{ cd/m}^2$ auf.

Ein PV-Modul kann daher auch noch bei niedrigem Sonnenstand eine physiologische Blendung hervorrufen, obwohl nur ein Teil des einfallenden Sonnenlichts reflektiert wird [2].

Der Anteil des reflektierten Lichts und die resultierende Leuchtdichte steigen mit zunehmendem Einfallswinkel des Sonnenlichts an.

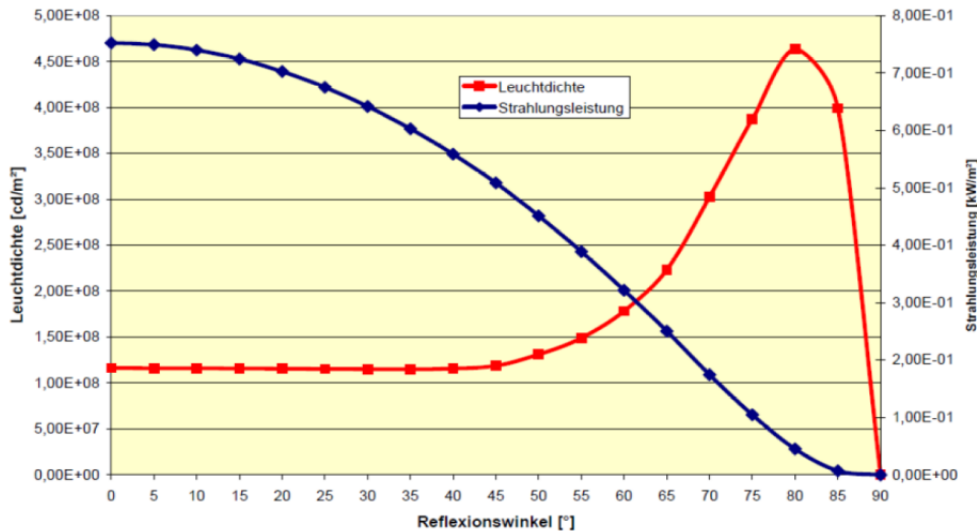


Abbildung 1: Reflektierte Leuchtdichte (rot) und aufgenommene Leistung (blau) in Abhängigkeit des Reflexionswinkels, 0° = senkrechter Lichteinfall [7]

2.2.2 Oberflächenabhängige Reflexionen

Durch spezielle Beschichtungen (Antireflexschicht) oder Strukturierungen der Glasoberfläche werden die Reflexionen der PV-Module verringert. Dies dient in erster Linie einem höheren Energieertrag, da Reflexionen Leistungsverluste bedeuten und bei geringerer Reflexion insgesamt mehr Licht durch die Glasabdeckung in das Modul hineingeleitet wird. Neben der deutlichen Abschwächung der gerichteten Reflexion wird allerdings eine zusätzliche diffuse Reflexion bewirkt. Dieses unterschiedliche Reflexionsverhalten wird in [8] veranschaulicht. Mit zunehmender Rauheit verringert sich die Intensität, aber vergrößert sich gleichzeitig auch die Aufspreizung der Reflexionsstrahlen („Reflexionskeule“).

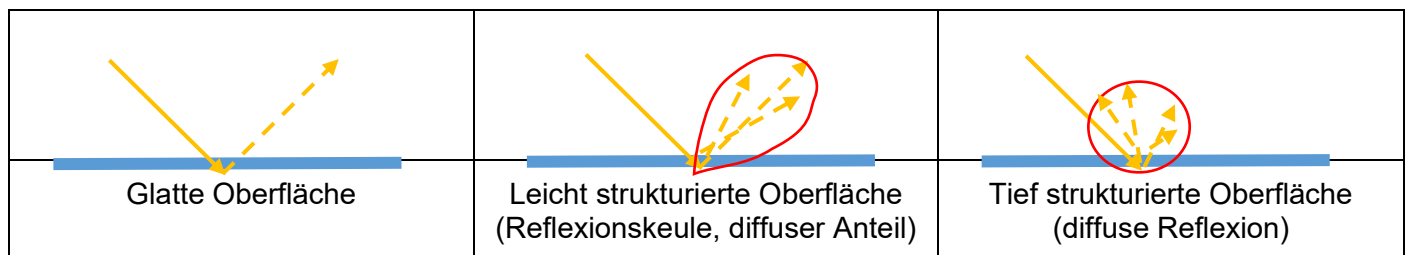


Abbildung 2: Gerichtete, gestreute und diffuse Reflexion von Licht an Oberfläche [9]

Berücksichtigt man die Leuchtdichte der Sonnenstrahlung in einer Größenordnung von ca. $10^8 - 10^9 \text{ cd/m}^2$ (s. 2.2.1) und die Möglichkeit einer physiologischen Blendung ab Leuchtdichten in der Größenordnung von 10^5 cd/m^2 , so wird deutlich, dass zu deren Vermeidung eine Abschwächung der Leuchtdichte auf 0,01% - 0,1% erforderlich wäre.

Üblicherweise wird bei Solargläsern mit und ohne Antireflexionsbeschichtung oder Strukturierung vom Glashersteller lediglich der Transmissionsgrad angegeben, der aussagt, welcher Anteil des Sonnenlichts

durch das Glas geleitet wird. Der Transmissionsgrad liegt bei hochwertigem Solarglas bei ca. 92%. Diese Angabe vom Glashersteller ist für die Bestimmung der Reflexionseigenschaften eines kompletten Moduls allerdings nur bedingt geeignet, da aufgrund der zusätzlichen Grenzflächen mit unterschiedlichen Materialien weitere Reflexionen auftreten.

Die Bestimmung des Transmissionsgrads und des Lichtreflexionsgrads (Light Reflectance) erfolgt in der Regel nach ISO 9050. Die Light Reflectance nach ISO 9050 wird berechnet durch simulierte Bestrahlung mit Norm-Tageslicht und simulierte Betrachtung mit Norm-Augenempfindlichkeit. Dabei wird der Reflexionsgrad bei einem Winkel nahe 90° (senkrechter Lichteinfall) gemessen. Die Werte für andere Einstrahlungswinkel werden nach der Norm nicht erfasst, bestimmen aber zu einem großen Teil das Reflexionsverhalten, wie z.B. Messungen am Standort Köln an einer 30° nach Süd geneigten Fläche über 1 Jahr ergaben. Nur ca. 9 % der gesamten Sonneneinstrahlung lagen im Einstrahlungswinkelbereich von bis zu 10° (Abweichung von der Senkrechten). Das Maximum der solaren Einstrahlung lag bei 35° Einstrahlungswinkel mit anteilig ca. 30% von 30° – 40°, während immerhin auch 10% bei Einstrahlungswinkeln von mehr als 60° erfolgen [7].

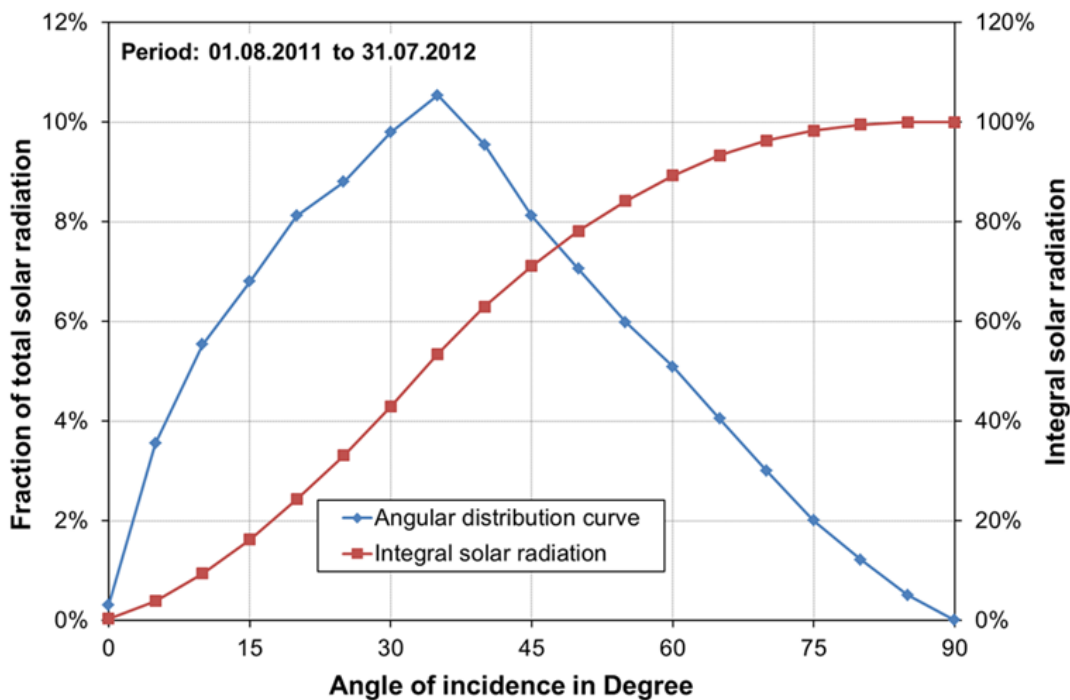


Abbildung 3: Winkelverteilung der solaren Einstrahlung in Köln [7] auf eine 35° geneigte Fläche

Sonnenreflexions-Messungen von TÜV Rheinland an kompletten (Mini) PV-Modulen mit 4 verschiedenen Glas-Oberflächen (glatt, AR-Beschichtung, strukturiert und tief strukturiert) bei Einstrahlungswinkeln von 35° und 65° (gemessen zur senkrechten Einstrahlung) ergaben Reflexionsgrade zwischen 0,21% - 3,4% bei 35° und von 0,25% – 11,7% bei 65°.

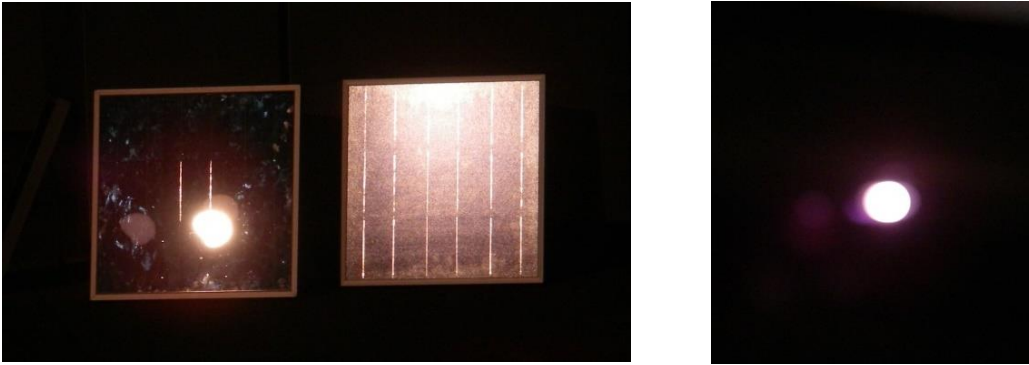


Abbildung 4: Optischer Eindruck der Reflexionen, „Blendflecken“ links bei glatter und rechts bei tief strukturierter (sehr rauher) Modul-Oberfläche, aufgenommen in 10 m Entfernung, Rechtes Bild: Zum Vergleich: direkter Blick in die Sonne, Quelle: TÜV Rheinland

Diese Analysen und Messungen zeigen, dass auch bei Einsatz von Antireflex-Oberflächen, wie AR-Beschichtungen oder strukturierten Gläsern bei voller Sonneneinstrahlung eine Blendung des menschlichen Auges auftreten kann.

2.3 Blendung von Verkehrsteilnehmern

In der Beurteilung der Blendung auf etwaige Verkehrsteilnehmer wird das Auftreten von reflektiertem Licht am Immissionsstandort (z.B. Straße, Schienenverkehr, etc.) im Blickfeld eines Verkehrsteilnehmers in Fahrtrichtung als mögliche Blendung betrachtet, die es zu vermeiden gilt.

2.3.1 Straßenverkehr

Für die Bewertung einer möglichen Blendung durch Reflexionen an den PV-Modulen im Straßenverkehr wird das Blickfeld des Verkehrsteilnehmers auf dem zu betrachtenden Verkehrswege-Abschnitt untersucht. Eine physiologische Blendung im Sinne einer Gefährdung des Verkehrsgeschehens kann ausgeschlossen werden, wenn auftretende Reflexionen der PV-Anlage in Richtung des zu untersuchenden Verkehrswegs außerhalb des zentralen Bereichs des binokularen Blickfeldes des Verkehrsteilnehmers liegen. Das ist der Bereich, der mit beiden Augen gleichzeitig erfasst wird und in dem ein tiefenscharfes Sehen erfolgt. Sofern Reflexionen im relevanten Sichtfeld auftreten können, ist eine erhebliche Beeinträchtigung grundsätzlich nicht auszuschließen.

Im Rahmen einer Begutachtung kann jedoch eine im relevanten Sichtfeld $\pm 30^\circ$ zur Blickrichtung auftretende Reflexion auch als nicht erheblich beeinträchtigend bewertet werden, wenn einer der nachfolgenden Punkte zutrifft [7]:

- Die reflektierende Fläche weist eine geringe Leuchtdichte von $\leq 30.000 \text{ cd/m}^2$ auf.
- Die reflektierende Quelle erscheint für die fahrzeugführende Person außerhalb des zentralen Sehfelds ($\pm 10^\circ$ zur Blickrichtung) nur sehr klein (vertikale Größe $\leq 0,3^\circ$), z. B. aufgrund der Entfernung oder eines flachen Sichtwinkels

- Die Sonne überlagert die Blendwirkung der PV-Anlage, z.B. bei sehr tiefen Sonnenständen (Sonnenhöhe $\leq 5^\circ$, Winkeldifferenz zwischen Blick in die Sonne und Blick in Reflexionsquelle $\leq 10^\circ$).
- Für eine lokal erforderliche Erweiterung des relevanten Sehbereichs ergibt sich bei Berücksichtigung des Winkelabstands zur Hauptblickrichtung und der berechneten Intensität für eine Reflexion kein anzunehmendes signifikantes Blendungsrisiko.
- Weitere Aspekte sind möglich, die plausibel und fundiert darzulegen sind.

Außerhalb des relevanten Sehfelds auftreffende Lichtstrahlen werden zwar ebenfalls wahrgenommen und können durchaus ablenkend wirken, eine Herabsetzung der Sehfähigkeit des Auges ist durch sie aber nicht zu erwarten.

Das optimal nutzbare Gesichtsfeld variiert etwas von Person zu Person und ist horizontal etwas kleiner als vertikal. Das optimal nutzbare horizontale Gesichtsfeld für beide Augen zusammen beschränkt sich auf ca. $2 \times 30^\circ = 60^\circ$. Der optimale vertikale Sichtbereich beträgt ca. $2 \times 40^\circ = 80^\circ$ [11].

Die Lichtreflexionen einer PV-Anlage, sowohl einer Freifeldanlage als auch einer Aufdachanlage (dachparallel), sind im Allgemeinen stets im vertikalen Gesichtsfeld zu erwarten, sodass das vertikale Gesichtsfeld für die Abschätzung eines Blendrisikos nicht bestimmend ist. Ob eine auftreffende Reflexion ein potenzielles Blendungsrisiko darstellt, wird somit allein dadurch bestimmt, ob sie einen Verkehrsteilnehmer im horizontalen binokularen Gesichtsfeld erreichen kann.

Für die Analyse in diesem Bericht wird als Kriterium das relevante binokulare horizontale Blickfeld mit einem maximalen Bereich von ca. $\pm 30^\circ$ der in Fahrtrichtung fokussierten Blickrichtung angenommen.

Bei einem streifenden Einfall der Sonne auf ein Photovoltaikmodul dominiert der direkte Blick in die Sonne die Blendwirkung. Dieser Effekt kann in der Praxis vor allem bei sehr niedrigem Sonnenstand auftreten. Erst ab einem Differenzwinkel von ca. 10° kommt es zu einer zusätzlichen Blendung durch das Modul [2].

2.3.2 Bahnverkehr

Eine physiologische Blendung im Sinne einer Gefährdung des Bahnverkehrs kann analog zum Straßenverkehr grundsätzlich ausgeschlossen werden, wenn auftretende Reflexionen der PV-Anlage in Richtung des zu untersuchenden Streckenabschnitts außerhalb des zentralen Bereichs des binokularen Blickfeldes eines Triebwagenführers liegen.

Das reale Risiko einer Verkehrsgefährdung auch im Falle kleinerer Differenzwinkel zwischen Reflexionen und Fahrtrichtung ist für den Bahnverkehr jedoch erheblich geringer einzustufen:

- das schienengebundene Fahrzeug bleibt in der vorgegebenen Fahrspur auch im Falle einer Ablenkung oder kurzzeitigen Sichtbeeinträchtigung des Triebwagenführers

- Triebwagenführer fahren im Allgemeinen nicht auf Sicht, sondern orientieren sich an freigegebenen Streckenabschnitten durch Signale an der Strecke und / oder Angaben durch die Leitstelle (Bremsweg)
- Im befahrenen freigegebenen Streckenabschnitt befinden sich keine weiteren Verkehrsteilnehmer, ein plötzlich notwendiges Bremsmanöver z.B. wegen Ampel, Stau oder Fußgängerquerung ist üblicherweise nicht zu erwarten.
- Triebwagen sind im vorderen Bereich des Führerstands so konstruiert, dass eine schräg von vorn eintreffende Lichtreflexion in den meisten Fällen den Lokführer nicht direkt erreichen kann.

Im Bericht des Eisenbahn-Bundesamts für 2020 gemäß Artikel 19 der Richtlinie (EU) 2016/798 über Eisenbahnsicherheit hinsichtlich der Tätigkeiten als Sicherheitsbehörde wird das Überfahren von Haltesignalen als ein Schwerpunktthema angesprochen, welches ein Risiko für nachfolgende Bahnunfälle birgt. Dies betrifft insbesondere die Abschnitte vor Bahnübergängen und Bahnhöfen. Ist ein solcher Streckenabschnitt von Reflexionen der zu untersuchenden PV-Anlage betroffen, muss die Sicherstellung der Sichtbarkeit der hier bestehenden Signaleinrichtungen beachtet werden.

Für andere, offene Streckenabschnitte ist bei der Bewertung der berechneten möglichen Reflexionen in Richtung eines Triebwagenführers auch bei geringeren Differenzwinkeln keine signifikante Beeinträchtigung für die Sicherheit des Bahnverkehrs anzunehmen.

2.3.3 Luftfahrt und Flughafenverkehr

Um eine mögliche Blendung im Luftverkehr zu bewerten, muss das reflektierte Licht im Sichtfeld der Person für den Gefahrenbereich analog dem Vorgehen unter Abschnitt 2.3.1 analysiert werden.

Zu keiner Zeit dürfen zu hohe Leuchtdichten oder Leuchtdichtekontraste im Sichtfeld eines Piloten oder Mitarbeiters der Luftverkehrssicherung die Erkennung von Gefahren oder Hindernissen (z.B. andere Verkehrsteilnehmer), die räumliche Orientierung behindern oder die Reaktionszeiten erhöhen.

Für Verkehrsflughäfen der Europäischen Union sind die Anforderungen der Europäischen Agentur für Flugsicherheit (EASA) zu berücksichtigen [10] für Flughäfen in den USA und weiteren Staaten gelten die aktuellen Bestimmungen des US Äquivalents, der Federal Aviation Administration (FAA) [11] aus 2021.

Sowohl EASA als auch FAA fordern, dass PV-Installationen auf einem Flughafengelände keine Beeinträchtigung der Sicherheit insbesondere bei Landeoperationen, beim rollenden Verkehr am Boden als auch bei der Arbeit der Flugsicherung im Tower durch Sonnenlichtreflexionen hervorrufen dürfen. Üblicherweise wird beim Landeanflug ein gerader Gleitpfad von 3° angenommen, der ab einer Entfernung von 2 Meilen (ca. 3 km) vom Aufsetzpunkt zu untersuchen ist.

Die zulässigen Verkehrsrichtungen auf den Start- und Landebahnen und während des Landeanflugs müssen überprüft werden. In den o.g. Richtlinien finden sich für den Start keine spezifischen Anforderungen.

Für die verschiedenen Blickrichtungen soll eine **physiologische Blendung** durch Reflexionen der PV-Anlage vermieden werden. Die räumliche Orientierung muss bis zum Aufsetzen vollständig erhalten bleiben und darf nicht gestört werden [10]. Alle Flugzeugbewegungen müssen für das Flugkontrollpersonal erkennbar bleiben.

Während ein typischer Landeanflug mit einem Gleitpfad von 3 Grad in 20 km Entfernung von der Start- und Landebahn beginnt, reicht in der Regel eine Auswertung aus einer Entfernung von 3 km (2 Meilen). In dieser Phase sind Reflexionen innerhalb des zentralen Sichtfeldes (± 10 Grad) unzulässig, aber auch Reflexionen innerhalb des erweiterten horizontalen (± 30 Grad) und vertikalen Sichtfeldes (± 40 Grad) sollten sorgfältig gewichtet werden.

Die Definition des zu schützenden Sichtfeldes ist nicht einheitlich verbindlich bestimmt. In Deutschland gibt es keine klare Angabe und Gutachter verwenden z.T. verschiedene Größen. Entsprechend Literaturangaben definiert TÜV Rheinland das erweiterte Sichtfeld in Bewegungsrichtung mit horizontal ± 30 Grad und vertikal mit ± 40 Grad (falls keine projektspezifischen Anforderungen geltend gemacht werden).

Die FAA definiert das erweiterte Sichtfeld einer Person für Piloten mit ± 50 Grad horizontal und ± 30 Grad vertikal. Diese Bereiche sollten frei von physiologischer Blendung sein (Gefahr von Nachbildern) während Reflexionen geringer Intensität zulässig sind. Die FAA schreibt weiterhin vor, dass keinerlei Reflexionen auf den Beobachtungsbereich des Flugsicherungsturms (CT Control Tower) treffen dürfen.

2.4 Wohnumfeld

Der Aspekt der physiologischen Blendung steht bei der Immissionssituation im Wohnbereich nicht im Vordergrund. Die bereits bei weit schwächerem Licht auftretende psychologische Blendung, die zu Störempfindungen und zu erheblichen Belästigungen führen kann, spielt hierbei die entscheidende Rolle.

Eine Belästigung entsteht durch die ständige und ungewollte Ablenkung der Blickrichtung zur Lichtquelle hin, die bei großem Unterschied der Leuchtdichte der Lichtquelle zur Umgebungsleuchtdichte eine ständige Adaption des Auges auslöst. Diese Art der Blendung tritt bereits bei Leuchtdichten von 10^2 cd/m² bis 10^4 cd/m² auf.

Eine Blendung kann von allen glatten Flächen ausgehen und ist Bestandteil des gewohnten Umfelds. Dazu gehören Glasfenster, Fassaden, glänzende Dachziegel ebenso wie geparkte Autos oder auch Gewässerflächen. Auch die Sonne selbst verursacht vor allem bei niedrigen Sonnenstand Blendungen. Der Sachverhalt ist identisch, die subjektive Bewertung erfolgt dagegen häufig differenziert, da eine PV-Anlage als ein zusätzliches, beeinflussbares Element wahrgenommen wird.

Die Beurteilung, inwiefern die Sonnen-Reflexionen an einer PV-Anlage eine erhebliche, d.h. unzumutbare, Beeinträchtigung darstellen kann, umfasst neben der Entfernung zur Reflexionsquelle, den beschriebenen Zeitangaben aus der Analogie zur „Schattenwurfrichtlinie“ auch die örtlichen Gegebenheiten, wie übliche Aufenthaltszeiten von Personen im Immissionsbereich, Art der Nutzung des Bereichs, übliche Blickrichtung, Ausweichmöglichkeiten oder eigene Schutzmöglichkeiten, z.B. Sichtblenden (Vorhänge).

Es können außerdem die baulichen Änderungsmöglichkeiten beim Verursacher geprüft und die Verhältnismäßigkeit der verschiedenen Möglichkeiten abgewogen werden.

3 Aufgabenstellung

Die TÜV Rheinland Solar GmbH wurde beauftragt, für die geplante Photovoltaikanlage (PVA) Löhnberg in 35792 Löhnberg, Deutschland die auftretenden Lichtreflexionen und daraus gegebenenfalls resultierende Blendwirkungen auf die Umgebung zu untersuchen.

Nachfolgend sind die geplante PV-Anlage und das zu untersuchende Immissionsobjekt (POI = „Point of Interest“) dargestellt.



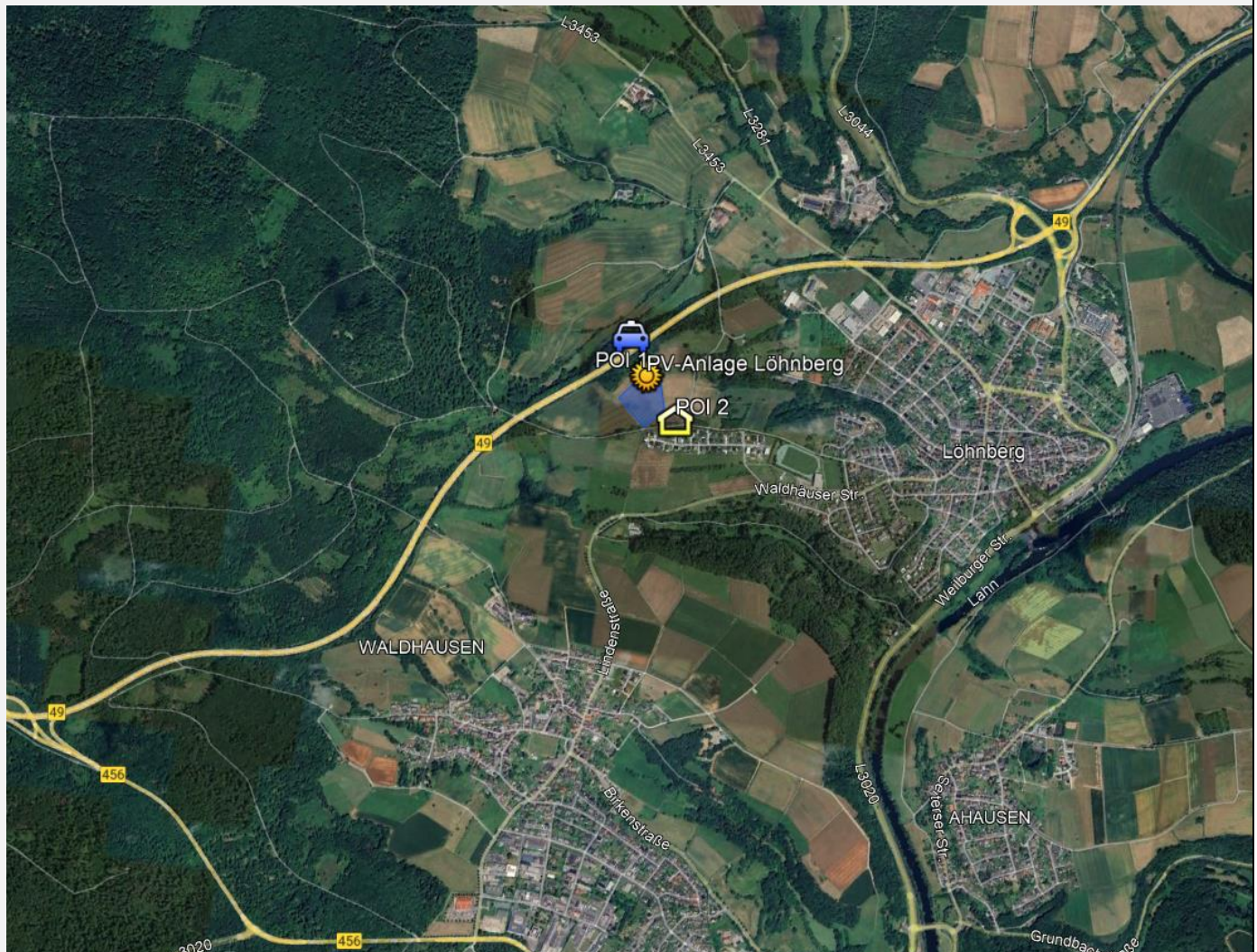
Abbildung 5: Lage der PV-Anlage und Immissionsobjekt

Das Blendgutachten beinhaltet Aussagen zu nachfolgenden Punkten:

- Beschreibung des Standorts und der Umgebung
- Berechnung der standortspezifischen Lichtreflexionen (Reflexionsdiagramm)
- Analyse der Reflexionen hinsichtlich einer möglichen Blendwirkung

4 Standort- und Anlagenbeschreibung

Geographische Koordinaten: 50°30'41.03"N 8°15'8.17"O	Gelände: Höhe über NN: 220m
Ausrichtung: Südwest: 254° Neigung: 18°	Leistung: 2,94 MWp Module: Keine Angabe



Lage der PVA mit Umgebung

Die Freiflächenanlage besteht aus PV-Modulen, die in einem Winkel von 18° geneigt montiert werden.

Die Module der Freiflächenanlage haben eine Südwest Ausrichtung. Im Umfeld der geplanten PV-Anlage wurden potenziell relevante Punkte (POI) identifiziert, der auf eine mögliche Blendwirkung durch die Anlagen überprüft werden muss. Bei diesem POIs handelt es sich um die Bundesautobahn 49 im Westen des Anlagenareals und mehreren Wohnobjekten am Taunusblick.

Zwischen den POIs und der PVA befinden sich Hindernisse, die einen direkten Blickkontakt verhindern. Eine dichte Vegetation sorgen für einen ausreichenden Sichtschutz. Das Straßenbegleitgrün entlang der B49 wurde nicht berücksichtigt.

5 Ermittlung der Lichtreflexionen

5.1 Vorgehen

Für den Standort der PVA wird der Sonnenstand für ein gesamtes Jahr berechnet. Entsprechend der spezifischen Modulausrichtung der zu untersuchenden PV-Anlage können die Sonnenlicht-Reflexionen an den Modulen der PV-Anlage ebenfalls für das gesamte Jahr berechnet werden. Im XY-Reflexionsdiagramm wird veranschaulicht, in welche Richtungen (Azimut) und Höhenwinkel (Elevation) die Anlage insgesamt im Jahresverlauf reflektiert.

Die Betrachtung der zutreffenden Azimut Bereiche für bodengebundene Objekte (Elevation typischerweise zwischen $\pm 5^\circ$) erlaubt eine grobe Eingrenzung der Bereiche der Umgebung der PVA, die geometrisch von den Sonnenlicht-Reflexionen der Module getroffen werden können.

Liegen zu untersuchende Verkehrsverbindungen in einem ermittelten betroffenen Bereich so ist für die Prüfung einer möglichen Beeinträchtigung des Straßenverkehrs die Richtung der auftreffenden Reflexionen relativ zur Fahrtrichtung eines Verkehrsteilnehmers relevant. Nur Reflexionen, die von vorn auftreffen (Differenzwinkel $<30^\circ$) werden als kritisch hinsichtlich einer möglichen physiologischen Blendung angesehen. Für die Blickrichtung eines Fahrzeuglenkers wird dabei angenommen, dass er in Fahrtrichtung fokussiert ist.

Reflexionsstrahlen, die in einem größeren Winkel seitlich oder von hinten eintreffen, werden zwar ebenfalls wahrgenommen, es ist aber keine Beeinträchtigung der Sehleistung und eine damit unmittelbar verbundene Verkehrsgefährdung anzunehmen (vgl. Abschnitt 2.3.1).

5.2 Standortspezifisches Reflexionsdiagramm

Mit der bei TÜV Rheinland entwickelten Software zur Berechnung von Sonnenreflexionen können die auftretenden Reflexionen für einen bestimmten geographischen Standort bei einer definierten Ausrichtung und Neigung der reflektierenden Fläche über das gesamte Jahr dargestellt werden. Die Berechnung berücksichtigt nur die direkten Reflexionen. Die durch diffuse Streuung entstehenden zusätzlichen Reflexionen sind sowohl winkel- und spektral abhängig als auch oberflächenspezifisch und werden bei der Festlegung der Bereiche näherungsweise berücksichtigt.

Die durch die blauen Datenpunkte gebildeten Schleifen („Analemmata“) zeigen den Reflexionsort für eine bestimmte Uhrzeit für jeden Tag des Jahres. Die 08:00 Uhr, 12:00 Uhr und 16:00 Uhr Analemmata sind zur Orientierung hervorgehoben.

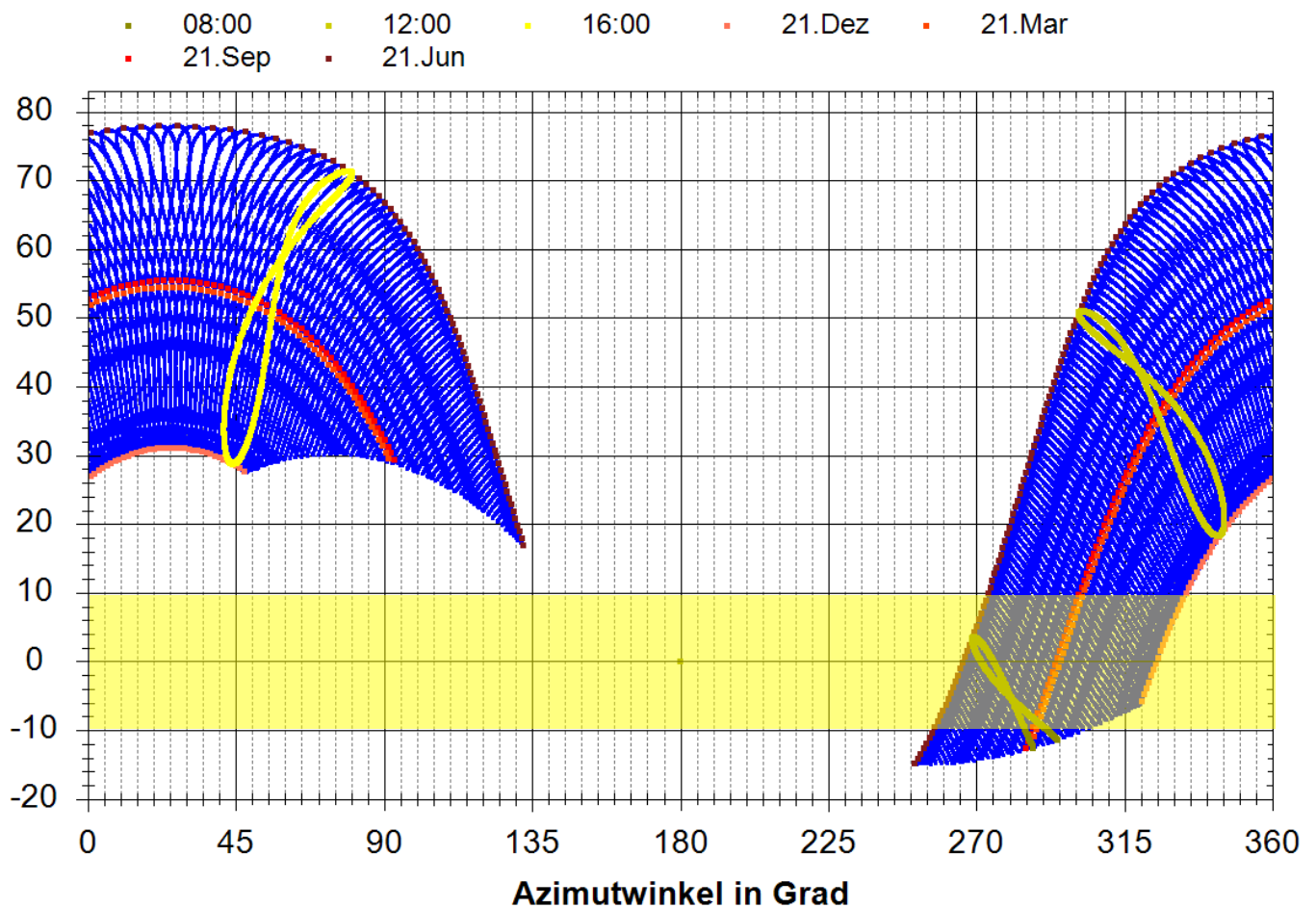
Die untere Hüllkurve bilden die Reflexionen bei Sonnenhöchststand am 21. Juni, die mittleren Kurven zeigen die Punkte der Sonnenwende am 21. März bzw. 21. September und die obere Hüllkurve die Punkte des niedrigsten Sonnenstandes am 21. Dezember.

In diesem Bericht wird die Geodatendarstellung mit einem Azimut von 0° in Richtung Nord verwendet. Die Drehung in Uhrzeigerrichtung ergibt den Azimut-Winkel zwischen 0° und 360° .

Bei einer Südwestausrichtung mit um 18° geneigten PV-Modulen werden die Sonnenstrahlen von einer geneigten, reflektierenden Fläche während des Tagesverlaufs nach Westen und Osten in verschiedenen Winkeln nach unten gerichtet reflektiert.

Immissionsobjekte in der Umgebung können theoretisch das gesamte Jahr über, vormittags zwischen etwa 06:00 bis 08:00 Uhr von Reflexionen der PVA getroffen werden.

Reflexionsdiagramm für den Standort Löhnberg PV-Anlage Löhnberg - Westen 254°



5.3 Reflexionen in Bodennähe

Der zutreffende Azimut Bereich für geometrisch mögliche Reflexionen der Freiflächenanlagen liegt zwischen circa $255 \pm 5^\circ$ und $335 \pm 5^\circ$ im Westen der Anlage.

Die geometrisch möglichen betroffenen Umgebungsbereiche beider Ausrichtungen zusammengefasst sind in der folgenden Abbildung farbig hervorgehoben. Der POI 1 ist vormittags von Reflexion betroffen.



Abbildung 14: Geometrischer Reflexionsbereich (vormittags Orange, nachmittags Violett hervorgehoben)

5.4 Grundlagen der Simulation

Die Simulation erfolgt mit dem professionellen, umfangreichen Glare Analysis Toolset „Forge Solar“ welches von SIMS Industries (USA) bereitgestellt wird [8] und weltweit bei blendkritischen Photovoltaik-Projekten insbesondere nahe Flughäfen Anwendung findet. Es basiert auf dem Solar Glare Hazard Analysis Tool, welches von den renommierten Sandia National Laboratories (USA) entwickelt wurde [12].

Die Berechnung von eintreffenden Sonnenlichtreflexionen wird punktweise durchgeführt. Die Position und die äußeren Begrenzungen der PVA sowie die Höhe und die Ausrichtung der PV-Module werden definiert.

Zur Einbeziehung von diffusen Reflexionen wird der zutreffende Glasoberflächentyp definiert. Die anhand von detaillierten Reflexionsmessungen ermittelten typischen durchschnittlichen Werte erlauben eine gute Näherung. Eine genaue Berechnung der diffusen Reflexionen ist aufgrund der komplexen geometrischen, Material- und Oberflächen- sowie anlagenseitigen Einflussfaktoren nicht möglich.

Auf der Immissionsseite werden für das zu untersuchendes Objekt ebenfalls die relevanten Positionen und die Objektart definiert.

Tabelle 1: Simulationsmodell

1. PV-Anlage		
	Glastyp	Glatte Oberfläche mit AR-Beschichtung
	Höhe der PVA	Freifeldanlage: ca. 3 m
	Ausrichtung	Ausrichtung: 254° Südwest Neigung: 18°
2. POI		
POI 1	Bundesstraße 49	In beide Fahrtrichtungen mit 1,0 m Sichthöhe für PKWs und 2,7 m für LKWs
POI 2	Wohnobjekte Taunusblick	1,5m - 4,3m
3. Hindernisse		
Veg N/S	Bäume und Hecken	Höhe: 10m - 15m

Die Simulationsergebnisse stellen die ermittelten spezifischen Reflexionen zeitlich und örtlich dar. Das Simulationstool unterscheidet 3 Klassen von Reflexionsintensitäten: „Green Glare“ bezeichnet Reflexionen von geringer Intensität und/oder Ausdehnung, für die nur eine geringe Wahrscheinlichkeit einer Blendung bei durchschnittlich empfindlichen Personen zu erwarten ist, wogegen „Yellow Glare“ intensivere und/ oder flächenmäßig größere Blendungen bedeuten, für die ein signifikantes Risiko für physiologische Blendungen z.B. aufgrund temporärer Nachbilder gegeben ist. „Red Glare“ signalisiert ein Risiko für dauerhafte

Schädigungen des menschlichen Auges [13]. Diese sehr hohe Reflexionsintensität tritt bei ebenen Flächen wie PV-Modulen (in den üblichen Anwendungen mit kristallinen Modulen) jedoch nicht auf.

Im „Glare Hazard Plot“ werden diese 3 Klassen von Reflexionsintensitäten als Funktion der Größe des mit dem Auge wahrgenommenen Blendflecks und der Leuchtdichte des Lichts im menschlichen Auge dargestellt [13].

Für den Straßenverkehr sind insbesondere die ermittelten Reflexionen mit „Yellow Glare“ von Bedeutung, da eine Beeinflussung der Sehfähigkeit eines Verkehrsteilnehmers vermieden werden muss. Bei der Betrachtung von nachbarschaftlichen Objekten dagegen sind auch die „Green Glare“ Zeiten relevant, da hier der Belästigungsaspekt aufgrund der Einwirkungsdauer und des Wiederholungsaspekts im Vordergrund steht.

Sollten im Simulationsergebnis als kritisch zu betrachtende Reflexionen ermittelt werden, kann mittels einer Variation der angenommenen Ausrichtung und Neigung der PV-Module zusätzlich eine Optimierungssimulation vorgenommen werden.

5.5 Simulationsergebnisse

Für die Analyse der Reflexionen wurde die unter Abschnitt 5.3 ermittelten Bereich als Immissionsobjekt definiert und in Abbildung 6 grafisch dargestellt. Für die zu betrachtenden POIs wurden abhängig von Geometrie und Lage eines jeweiligen Gebäudes ein OP (Observation Point) definiert, welcher repräsentativ, für die Position (Etage) des Betrachtenden innerhalb eines Objektes, gewählt wurden. Die Definition der jeweiligen Position erfolgte basierend auf Höhenangaben aus Google Maps sowie Erfahrungswerten und unter der Annahme des „Worst Case“ Szenarios. Grafisch sind diese im Modell durch die roten Ortsmarkierungen (OP 1-10) dargestellt. Vorhandene Sichtbarrieren sind als orange Linie mit der jeweiligen Höhe des entsprechenden Objektes dargestellt und entsprechen in flächiger Ausdehnung einer vertikalen Ebene. Die PVA wird im Model von den blau hinterlegten Flächen repräsentiert.



Abbildung 6: Übersicht im Simulationsmodell definierter Komponenten

Die durchgeführten Simulationen haben ergeben, dass keine Lichtreflexionen mit Störpotential in Richtung POI 1 und POI 2 zu erwarten sind. Von der PV-Anlage geht kein Blendrisiko aus.

Summary of Results No glare predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy	Peak Luminance
	°	°	min	hr	min	hr	kWh	cd/m ²
PVA West	18.0	254.0	0	0.0	0	0.0	-	0

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
B49 Richtung NordOst LKW	0	0.0	0	0.0
B49 Richtung NordOst PKW	0	0.0	0	0.0
B49 Richtung SuedWest LKW	0	0.0	0	0.0
B49 Richtung SuedWest PKW	0	0.0	0	0.0
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
OP 5	0	0.0	0	0.0
OP 6	0	0.0	0	0.0
OP 7	0	0.0	0	0.0
OP 8	0	0.0	0	0.0

6 Allgemeine Hinweise

Bei allen Zeitangaben handelt es sich um die Normalzeit (Winterzeit, UTC+1). Die im Ergebnis genannten Anfangs- und Endzeiten beinhalten verschiedene Ungenauigkeiten, z.B. aufgrund der geometrischen Zuordnung und der realen Modulausrichtung im Gelände. Für die Sichthöhe wird eine maximal anzunehmende Höhe (Worst Case Szenario) angesetzt. Bei einer real niedrigeren Sichthöhe reduzieren sich die eintreffenden Reflexionen zeitlich und richtungsmäßig geringfügig. Autofahrer bewegen sich nicht exakt auf der angenommenen Fahrspur und deren Kopfhöhe variiert abhängig vom Fahrzeugtyp und Körpergröße, auch Piloten fliegen nicht exakt auf einem vorgegebenen Anflugpfad zum Flughafen, sondern nutzen einen erlaubten Korridor. Personen bewegen sich auf einem betrachteten Grundstück, während die Berechnung nur einzelne Positionen berücksichtigen kann.

Bei Blendungsanalysen können ggf. vorhandene kleinteilige physikalische Hindernisse zwischen Reflektoren und Rezeptoren nicht berücksichtigt werden. Größere Hindernisse wie Gebäude oder höhere Brüstungen werden nach Bedarf in das Simulationsmodell eingebunden.

Wird ggf. abschirmender Grünbestand in der näheren Umgebung mit in die Analyse einbezogen, kann die lokale jahreszeitliche Änderung nicht simuliert werden. Bei der Bewertung der Ergebnisse wird der relevante Zeitraum hinsichtlich üblicher Vegetationszeiten am Standort berücksichtigt.

Die Systemgeometrie kann nur vereinfachend simuliert werden. So werden die Freiräume zwischen aufgeständerten Modulen und eine ggf. gegenseitige Abschirmung der Module nicht berücksichtigt. Die auf den Rezeptordiagrammen angezeigten Blendpositionen sind daher ungefähre Angaben. Bei Planung von ggf. erforderlichen Schutzmaßnahmen wird daher ein Sicherheitszuschlag in alle Richtungen empfohlen.

Die Bestimmung des Blendungsrisikos beim Menschen basiert auf verschiedenen durchschnittlichen Annahmen, z.B. der Augeneigenschaften des Betrachters, des Blickwinkels und der typischen Blinzelreaktionszeit. Die subjektive Blendungswirkung und das Störempfinden können abweichen.

Die AR-Beschichtung der PV Module bewirkt neben den direkten Reflexionen des Sonnenlichts auch einen Anteil an diffus gestreuten Reflexionen, d.h. benachbarte Bereiche des direkt betroffenen Bereichs können von diffusen Reflexionen erreicht werden, die jedoch weniger intensiv sind. Je größer die Winkelabweichung von der direkten Reflexion ist, desto geringer ist die Intensität der auftreffenden Reflexion. Bei typischen AR-Beschichtungen sind signifikante diffuse Reflexionen in einem Winkelbereich bis zu 10°, um die direkte Reflexion zu erwarten. Die diffusen Reflexionen werden in der Softwareberechnung näherungsweise erfasst. Sie sind vom konkret eingesetzten Modultyp, bzw. den mikro- und makrostrukturellen Eigenschaften des Frontglases, der jeweiligen Einstrahlungsrichtung und des Betrachtungswinkels, aber auch vom aktuellen Verschmutzungsgrad der Oberfläche abhängig.

Die tatsächlichen Werte für die zu erwartenden Richtungen und Zeiten von Sonnenlichtreflexionen zu den betrachteten Immissionsobjekten können daher variieren.

7 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die TÜV Rheinland Solar GmbH wurde beauftragt, für die geplante Photovoltaikanlage (PVA) Löhnberg in 35792 Löhnberg, Deutschland die auftretenden Lichtreflexionen und daraus gegebenenfalls resultierende Blendwirkungen auf die Umgebung zu untersuchen und zu bewerten.

Zugrunde gelegtes Anlagendesign		Untersuchte Immissionsobjekte (POI – Points of Interest)	
PVA	254° Südwest 18° Neigung	POI 1	Bundesstraße 49
		POI 2	Wohnobjekte Taunusblick

Die an den PV-Moduloberflächen entstehenden direkten Sonnenlicht-Reflexionen wurden mit der von TÜV Rheinland eigens entwickelten Software berechnet, in einem Jahres-Reflexionsdiagramm dargestellt und für die definierten Immissionsobjekte (POI) im Sinne eines Worst-Case-Szenarios analysiert. Die Simulationsrechnungen zur zeitlichen und örtlichen Verteilung der Reflexionen erfolgten mit dem Glare Analysis Toolset der Firma Forge Solar, welches weltweit bei blendungskritischen PV-Projekten Anwendung findet.

Die berechneten geometrisch möglichen Zeiten für auftretende Reflexionen sind nachfolgend aufgelistet.

POI	Reflexionsdauer im Jahr (green/yellow)	Zeitraum / Monate	Tägliches Zeitfenster	Blend- risiko
POI 1	-	-	-	Nein
POI 2	-	-	-	Nein

Ergebnis

Die durchgeführten Simulationen haben ergeben, dass keine Lichtreflexionen mit Störpotential in Richtung POI 1 und POI 2 zu erwarten sind. Von der PV-Anlage geht kein Blendrisiko aus.

Zusammenfassend wird anhand der zur Verfügung gestellten Unterlagen, der Satellitenfotos und der durchgeführten Reflexionsberechnungen eingeschätzt, dass mit dem Bau der PV-Anlage Löhnberg mit dem angegebenen Design keine Störwirkung durch Sonnenlichtreflexionen an den PV-Modulen auf die umliegenden Wohnbebauungen und auf den Verkehr der benachbarten Straßen zu erwarten ist.

- Ende des Berichts -

Nachtrag:

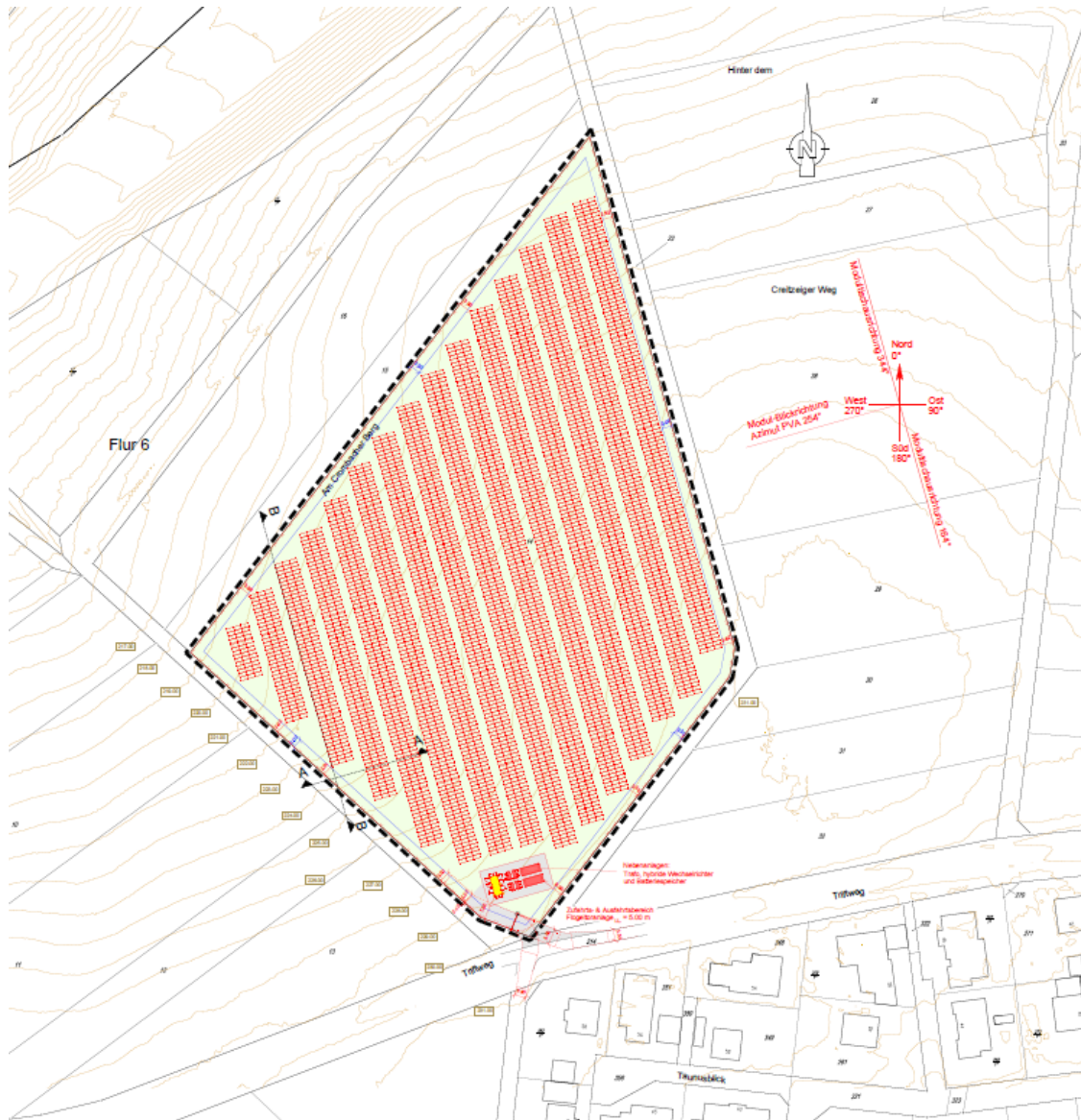
Die vorstehenden Berechnungen und Analysen wurden mit der gebotenen Sorgfalt nach bestem Wissen und Erfahrungen auf der Grundlage von zur Verfügung gestellten Unterlagen und Fotos sowie Satellitenbildern und Internetrecherchen vorgenommen. Eine Vor-Ort-Begehung hat nicht stattgefunden.

Ungenauigkeiten der geometrischen Parameter, Abweichungen der realen baulichen Installation von der Planung, spezifische diffuse Reflexionen an den eingesetzten PV-Modulen und Veränderungen der abschirmenden Wirkung der Vegetation können das Ergebnis beeinflussen. Ungenauigkeiten und Abweichungen sind daher nicht auszuschließen.

Anhang 1: Literaturverzeichnis

- [1] Baugesetzbuch BAuGB, §35 Bauen im Außenbereich, [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/bbaug/_35.html.
- [2] Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (BAI), „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen, Anhang 2 – Stand 3.11.2015 Empfehlungen zur Ermittlung, Beurteilung und Minderung der Blendwirkung von großflächigen Freiflächenphotovoltaikanlagen,“ 2012.
- [3] Deutsche Lichttechnische Gesellschaft, Messung und Beurteilung von Lichtimmissionen künstlicher Lichtquellen, 3. überarbeitete Auflage (2011), ISBN 978-3-927787-35-3.
- [4] Baunutzungsverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. Januar 1990 (BGBl. I S. 133), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. April 1993 durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. April 1993 durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. April 1993 , (BGBl. I S. 466).
- [5] Länderausschuss für Immissionsschutz, Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen (WEA-Schattenwurf-Hinweise), 2012.
- [6] Fachverband für Strahlenschutz, „Leitfaden Nichtionisierende Strahlung- Lichteinwirkung auf die Nachbarschaft,“ 10.06.2014.
- [7] W. Hermann, *Reflexions- und Transmissionseigenschaften von Solargläsern*, Köln: TÜV Rheinland, 10. WS für Modultechnik, 2013.
- [8] G. A. - F. h. SIMS industries.
- [9] Trempler, J.: Optische Eigenschaften. In: Grellmann, W., Seidler, S. (Hrsg.): Kunststoffprüfung. Carl Hanser Verlag, München (2015) 3. Auflage, S. 323–357 (ISBN 978-3-446-44350-1; siehe AMK-Büchersammlung unter A 18).
- [10] Grüsser, O.-J. & Grüsser-Cornehls, U. (1985). Physiologie des Sehens. In R. F. Schmidt (Hrsg.), „Grundriß der Sinnesphysiologie (S. 174-241). New York: Springer“.
- [11] Dr. J. Schumacher, Controlling 21, Ergonomie - Gesichtssinn, [Online]. Available: <http://www.multimedia-beratung.de/ergonomie/theorie/grundlagen/gesichtssinn.htm#t>. [Zugriff am 14.09.2021].
- [12] SANDIA, Solar Glare and Flux Analysis Tools,, [Online]. Available: <https://www.sandia.gov/glare-tools/>.
- [13] Ho, C. K., "Observations and Assessments of Glare from Heliostats and Trough Collectors: Helicopter Flyover and Drive-By Sightings", in proceedings of SolarPACES 2011, Granada, Spain, Sept. 20-23. (Download).
- [14] DIN EN 12665, Licht und Beleuchtung - Grundlegende Begriffe und Kriterien für die Festlegung und Anforderungen an die Beleuchtung, 2018.
- [15] European Aviation Safety Agency, Certification Specifications and Guidance Material for Aerodromes Design (CS-ADR-DSN) Decision 2017/021/R.
- [16] Luftverkehrs-Zulassungs-Ordnung (LuftVZO), § 49 Begriffsbestimmung und Einteilung.
- [17] <https://novavision.de/raeumlich-sehen>, „NovaVision,“ Wie funktioniert das räumliche Sehen?, [Online]. Available: <https://novavision.de/raeumlich-sehen/>.
- [18] „Federal Aviation Administration Policy: Review of Solar Energy System Projects on Federally-Obligated Airports,“ 11 5 2021. [Online]. Available: <https://www.federalregister.gov/documents/2021/05/11/2021-09862/federal-aviation-administration-policy-review-of-solar-energy-system-projects-on-federally-obligated>. [Zugriff am 4 10 2022].

Anhang 2: Layoutplan



Anhang 3: Simulationsmodell

Component Data

PV Arrays

Name: PVA West
Axis tracking: Fixed (no rotation)
Tilt: 18.0°
Orientation: 254.0°
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	50.512588	8.252636	221.33	3.00	224.33
2	50.511107	8.253304	231.08	3.00	234.08
3	50.510363	8.252312	230.09	3.00	233.09
4	50.511171	8.250874	218.68	3.00	221.68

Route Receptors

Name: B49 Richtung NordOst LKW
Path type: One-way (toward Increasing Index)
Azimuthal view angle: 30.0°
Downward view angle: 40.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	50.509618	8.245140	227.05	2.70	229.75
2	50.510276	8.246299	222.35	2.70	225.05
3	50.511039	8.247855	215.50	2.70	218.20
4	50.512212	8.250144	204.73	2.70	207.43
5	50.513131	8.251825	199.66	2.70	202.36
6	50.513813	8.252941	193.24	2.70	195.94
7	50.514489	8.254079	187.81	2.70	190.51
8	50.515028	8.255194	183.26	2.70	185.96
9	50.515424	8.256121	179.40	2.70	182.10

Name: B49 Richtung NordOst PKW
Path type: One-way (toward increasing Index)
Azimuthal view angle: 30.0°
Downward view angle: 40.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	50.509616	8.245141	227.05	1.00	228.05
2	50.510259	8.246311	222.45	1.00	223.45
3	50.511038	8.247876	215.36	1.00	216.36
4	50.512206	8.250157	204.78	1.00	205.78
5	50.513162	8.251831	198.50	1.00	199.50
6	50.513824	8.252957	193.23	1.00	194.23
7	50.514515	8.254084	187.29	1.00	188.29
8	50.515040	8.255211	183.21	1.00	184.21
9	50.515442	8.256133	179.08	1.00	180.08

Name: B49 Richtung SuedWest LKW
Path type: One-way (toward increasing Index)
Azimuthal view angle: 30.0°
Downward view angle: 40.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	50.515498	8.256012	178.87	2.70	181.57
2	50.515088	8.255101	182.79	2.70	185.49
3	50.514536	8.253985	187.09	2.70	189.79
4	50.513864	8.252858	191.45	2.70	194.15
5	50.513212	8.251707	196.53	2.70	199.23
6	50.512259	8.250069	203.70	2.70	206.40
7	50.511658	8.248946	209.93	2.70	212.63
8	50.511078	8.247798	215.23	2.70	217.93
9	50.510328	8.246234	222.33	2.70	225.03
10	50.509670	8.245090	227.80	2.70	230.50

Name: B49 Richtung SuedWest PKW
Path type: One-way (toward increasing Index)
Azimuthal view angle: 30.0°
Downward view angle: 40.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	50.515494	8.256001	178.93	1.00	179.93
2	50.515098	8.255078	182.79	1.00	183.79
3	50.514552	8.253951	186.99	1.00	187.99
4	50.513853	8.252867	191.60	1.00	192.60
5	50.513201	8.251672	196.54	1.00	197.54
6	50.512245	8.250061	203.86	1.00	204.86
7	50.511659	8.248917	209.77	1.00	210.77
8	50.511085	8.247788	215.17	1.00	216.17
9	50.510386	8.246243	222.09	1.00	223.09
10	50.509677	8.245063	228.18	1.00	229.18

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	50.510151	8.252659	231.24	1.50
OP 2	2	50.510138	8.252641	231.23	4.30
OP 3	3	50.510230	8.252893	231.30	1.50
OP 4	4	50.510230	8.252893	231.30	4.30
OP 5	5	50.510284	8.253298	231.05	1.50
OP 6	6	50.510286	8.253312	231.04	4.30
OP 7	7	50.510361	8.253898	230.41	1.50
OP 8	8	50.510367	8.253888	230.46	4.30
OP 9	9	50.510466	8.254755	228.96	1.50
OP 10	10	50.510466	8.254755	228.96	4.30
OP 11	11	50.510173	8.254298	228.43	1.50
OP 12	12	50.510163	8.254303	228.37	4.30

Name: Vegetation im Norden
Top height: 15.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	50.511781	8.249492	210.05
2	50.512365	8.250570	205.52
3	50.513166	8.251963	201.00
4	50.513944	8.253329	195.25
5	50.515264	8.256052	182.31

Name: Vegetation im Süden
Top height: 10.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	50.510266	8.252496	230.83
2	50.510553	8.254416	229.92
3	50.510918	8.254507	230.63
4	50.510802	8.255779	226.59

Assumptions

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

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

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

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

Several V1 calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare. This primarily affects V1 analyses of path receptors.

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

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

The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size. Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)

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

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

The system output calculation is a DNI-based approximation that assumes clear, sunny skies year-round. It should not be used in place of more rigorous modeling methods.

Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid based on aggregated research data. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.

Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.

Refer to the Help page at www.forgesolar.com/help/ for assumptions and limitations not listed here.

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

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