



Bericht

**Blendgutachten
für die Photovoltaikanlage (PVA)
Berge, Niedersachsen,
Deutschland**

Bericht-Nr. DE250816 001

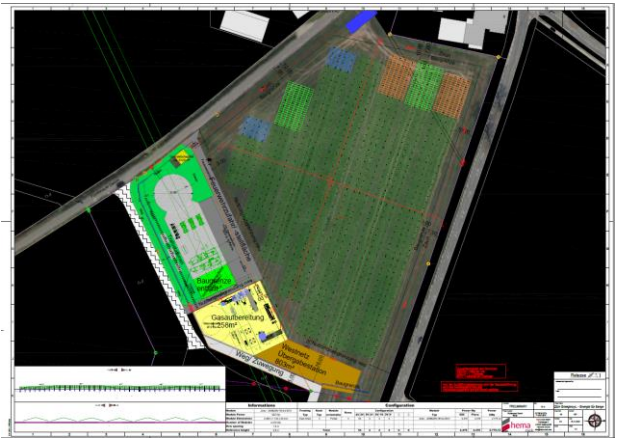
Köln, Januar 2025

Bericht-Nr.: <i>Report no.:</i>	DE250816 001	Auftragsnr.: <i>Order No.:</i>	300102503
Kunden-Referenz-Nr.: <i>Client reference no.:</i>	Angebots-Nr. 0132274	Auftragsdatum: <i>Order date:</i>	2024-12-10
Auftraggeber: <i>Client:</i>	Z & H - Energiesysteme GmbH, Fasanenstr. 3, 49596 Gehrde		
Prüfgegenstand: <i>Test item:</i>	Photovoltaik Anlage Berge, Niedersachsen Ost-West Ausrichtung		
Auftrags-Inhalt: <i>Order content:</i>	Blendgutachten <i>Glare Assessment</i>		
Prüfgrundlage: <i>Test specification:</i>	BImSchG (§22), DIN EN 12665, BauGB (§35), LAI „Lichtrichtlinie“, EASA(CS-ADR-DSN, FAA Policy: Review of Solar Energy System Projects on Federally-Obligated Airports, 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>	2025-01-13 - 2025-01-17		
Ort der Prüfung: <i>Place of testing:</i>	Desktop Review		
Prüflaboratorium: <i>Testing laboratory:</i>	N/A		
Prüfergebnis*: <i>Test result*:</i>	Siehe Kapitel 8		
geprüft von: <i>tested by:</i>	genehmigt von: <i>authorized by:</i>		
Datum: <i>Date 2025-01-17:</i>	Datum: <i>Date 2025-01-17:</i>		
Stellung / Position:	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

M.Sc., M.Eng. M. Listl
Sachverständige*r / Expert



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	2025-01-17	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	8
2.1	Gesetzliche Regelungen	8
2.2	Blendwirkungen	10
2.2.1	Biologische Wirkungen	10
2.2.2	Oberflächenabhängige Reflexionen	11
2.3	Blendung von Verkehrsteilnehmern	14
2.3.1	Straßenverkehr	14
2.3.2	Bahnverkehr	15
2.3.3	Luftfahrt und Flughafenverkehr	16
2.4	Wohnumfeld	17
3	Aufgabenstellung	18
4	Standort- und Anlagenbeschreibung	20
5	Ermittlung der Lichtreflexionen	22
5.1	Vorgehen	22
5.2	Standortspezifisches Reflexionsdiagramm	23
5.3	Reflexionen in Bodennähe	25
5.4	Grundlagen der Simulation	25
5.5	Simulationsergebnisse	28
6	Allgemeine Hinweise	37
7	Minderungsmaßnahmen	38
7.1	Sichtbarrieren	38
7.2	Variation der Ausrichtung/Neigung der PV-Module	39
7.3	Reflexionsgeminderte Module	39
8	Zusammenfassung und Bewertung der Ergebnisse	40
	Anhang 1: Literaturverzeichnis	43
	Anhang 2: Layout	44
	Anhang 3: Simulationsmodell	45

1 Kurzfassung

TÜV Rheinland Solar GmbH wurde beauftragt, für die geplante Photovoltaik Freiflächenanlage (PVA) in 49626 Berge, Niedersachsen, Deutschland die auftretenden Lichtreflexionen und daraus gegebenenfalls resultierende Blendwirkungen auf die Umgebung zu untersuchen und zu bewerten.



Abbildung 1: Überblick der PV-Flächen und der zu untersuchenden Umgebungsobjekte (POI)

Zugrunde gelegtes Anlagendesign		Untersuchte Immissionsobjekte (POI – Points of Interest)	
PVA	Azimut Ost/West. ca. 110°/290° Neigung 15°	POI 1	Wohnobjekt (Bippener Str. 46, 49626 Berge)
		POI 2	Wohnobjekt (Fürstenauer Damm 2, 49626 Berge)
		POI 3	Wohnobjekt (Hekeser Str. 2, 49626 Berge)
		POI 4	Gebäude (Fürstenauer Damm 3, 49626 Berge)
		POI 5	Gebäude/ Wohnobjekte (Upberg 1-3, 49626 Berge)
		POI 6	Straße (Bippener Straße)
		POI 7	Straße (Hekeser Straße)

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.

Reflexionsanalyse und Blendwirkung: Die Analyse zeigt, dass bei POI 2 keine erheblichen Lichtreflexionen auftreten. Bei übrigen POIs hingegen sind störende Reflexionen zu erwarten, die die Erheblichkeitsgrenzen überschreiten.

Tabelle 1: Ergebnis ohne Minderungsmaßnahmen – Reflexionszeiten (gerundet) und Bewertung des Blendrisikos

Immissions-objekt	Adresse	Dauer im Jahr Green/Yellow [h]	Max. tägl. Zeitfenster [Min]	Monate	Risiko erheblicher Blendung
POI 1	Bippener Str. 46 (1. OG) Bippener Str. 46 (2. OG)	33/0 64/0	30	Sept - Apr	Ja
POI 2	Fürstenauer Damm 2 (EG) Fürstenauer Damm 2 (1. OG) Fürstenauer Damm 2 (2. OG)	5/0 14/0 10/0	25	Dez - Jan	Nein
POI 3	Hekeser Str. 2 (EG)	22/38	25	Mär - Okt	Ja
POI 4	Fürstenauer Damm 3 (EG)	21/97	40	Sept - Apr	Ja
POI 5	Upberg 1 (EG) Upberg 2 (EG) Upberg 2 (1. OG) Upberg 3 (EG) Fürstenauer Damm 4 (1. OG) Fürstenauer Damm 5 (1. OG)	21/1 44/0 56/4 44/0 0/0 0/0	30	Feb - Okt	Ja
POI 6	Bippener Straße	2/40	30	Okt - Feb	Ja
POI 7	Hekeser Straße	1/49	25	Mai - Jul	Ja

Rechtliche Einordnung und Maßnahmen: Reflexionen von Photovoltaikanlagen gelten als Immissionen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). Bei langfristigen Immissionen sind Abhilfemaßnahmen notwendig. Die Erheblichkeitsgrenzen sind auf mindestens 30 Minuten pro Tag oder 30 Stunden pro Jahr festgelegt. Es wird angenommen, dass die Wohngebäude direkte Sichtverbindungen zur PV-Anlage haben und somit betroffen sind. Allerdings muss eine Bewertung der Erheblichkeit von Reflexionen individuell und unter Berücksichtigung der Nutzungsbedingungen der betroffenen Bereiche erfolgen.

Aufgrund der hohen Intensität der ermittelten Reflexionen und deren Dauer ist von einer zu erwartenden Beeinträchtigung der berücksichtigten Nachbarschaft und des Straßenverkehrs auszugehen, so dass Minderungsmaßnahmen dringend empfohlen werden.

Basierend auf der im Gutachten beschriebenen Minderungsmaßnahme, der Installation eines Sichtschutzes von ca. 3 Meter Höhe, und den durchgeführten Simulationen ergeben sich die folgenden, gerundeten Reflexionszeiten sowie eine Einschätzung des Blendrisikos:

Tabelle 2 Ergebnis nach Minderungsmaßnahme Sichtschutz – Reflexionszeiten (gerundet) und Bewertung des Blendrisikos

Immissions-objekt	Adresse	Dauer im Jahr Green/Yellow [h]	Max. tägl. Zeitfenster [Min]	Monate	Risiko erheblicher Blendung
POI 1	Bippener Str. 46 (1. OG) Bippener Str. 46 (2. OG)	16/0 41/0	15	Sept - Apr	Nein*
POI 2	Fürstenauer Damm 2 (EG) Fürstenauer Damm 2 (1. OG) Fürstenauer Damm 2 (2. OG)	0/0 1/0 5/0	10	Dez - Jan	Nein
POI 3	Hekeser Str. 2 (EG)	0/0	-	-	Nein
POI 4	Fürstenauer Damm 3 (EG)	0/0	-	-	Nein
POI 5	Upberg 1 (EG) Upberg 2 (EG) Upberg 2 (1. OG) Upberg 3 (EG) Fürstenauer Damm 4 (1. OG) Fürstenauer Damm 5 (1. OG)	1/0 14/0 25/4 22/0 0/0 0/0	25	Feb – Mai Jul - Okt	Nein
POI 6	Bippener Straße	0/0	-	-	Nein
POI 7	Hekeser Straße	0/0	-	-	Nein

*aufgrund der geringen Intensität und geringen Zeitüberschreitung als zumutbar im Sinne der Lichtleitlinie der BAI anzusehen

Zusammenfassend wird anhand der zur Verfügung gestellten Unterlagen, der Satellitenfotos und der durchgeführten Reflexionsberechnungen eingeschätzt, dass mit dem Bau der Photovoltaik-Anlage Berge im geplanten Design ein erheblicher Störeffekt durch Blendungen der Nachbarschaft und des angrenzenden Straßenverkehrs möglich ist. Aus Sachverständigensicht werden daher dringend Minderungsmaßnahmen empfohlen, die in Abschnitt 7 beschrieben werden. Als zielführend hinsichtlich wirksamer Blendungsminderung wird beispielsweise eine blickdichte Einzäunung von ca. 3 Meter Höhe angesehen.

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“ – Licht-

einwirkung 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). Es werden jedoch keine Richtlinien oder Empfehlungen zur Bewertung von auftreffenden Sonnenlicht-Reflexionen in diesem Sinn zur Verfügung gestellt.

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 (siehe Abschnitt 2.3.1). 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 (European Union Aviation Safety Agency) zuständig und fordert analog, dass Photovoltaikanlagen an oder nahe dieser 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 (siehe Abschnitt 2.3.3). 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 Störimpfinden

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 stark an.

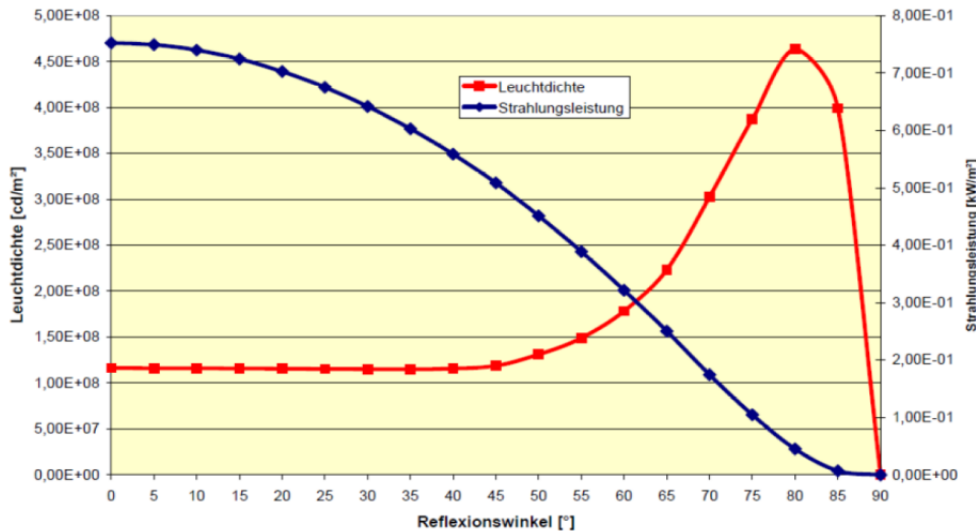


Abbildung 2: Reflektierte Leuchtdichte (rot) und aufgenommene Leistung (blau) in Abhängigkeit des Reflexionswinkels, 0° = senkrechter Lichteinfall [7]

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“).

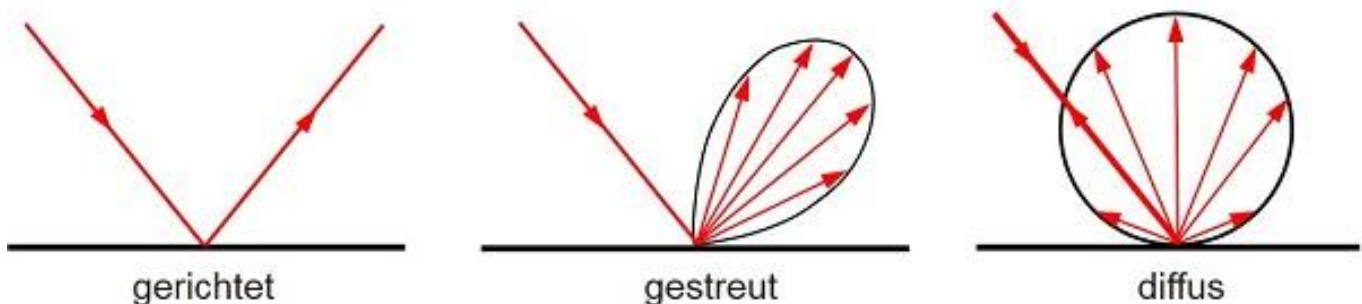


Abbildung 3: Gerichtete, gestreute und diffuse Reflexion von Licht an Oberflächen [9]

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, wie nachfolgend am Beispiel eines Photovoltaik-Moduls (C) prinzipiell dargestellt ist.

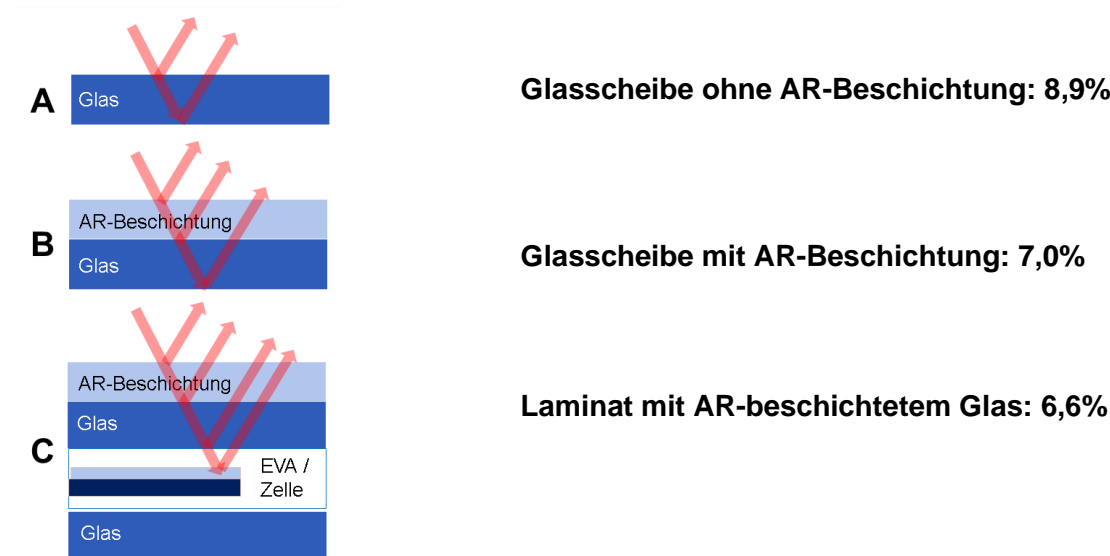


Abbildung 4: Reflexionsgrad [7]

Die Bestimmung des Transmissionsgrads und des Lichtreflexionsgrads (Light Reflectance) von Gläsern 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].

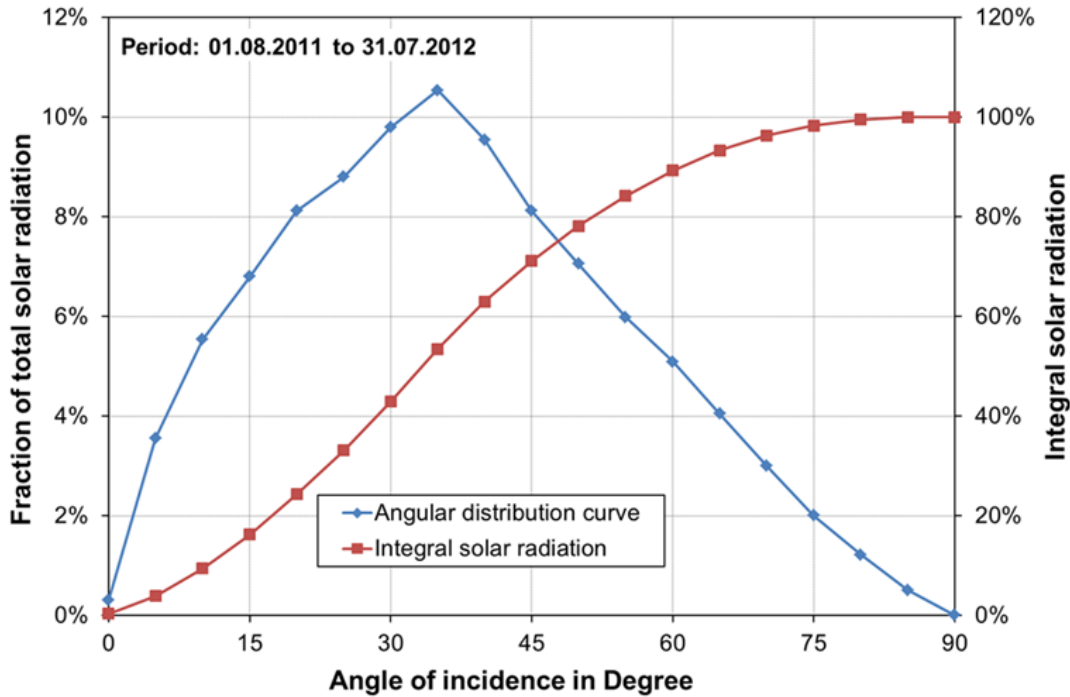


Abbildung 5: Winkelverteilung der solaren Einstrahlung in Köln [7] auf eine 35° geneigte Fläche

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°.

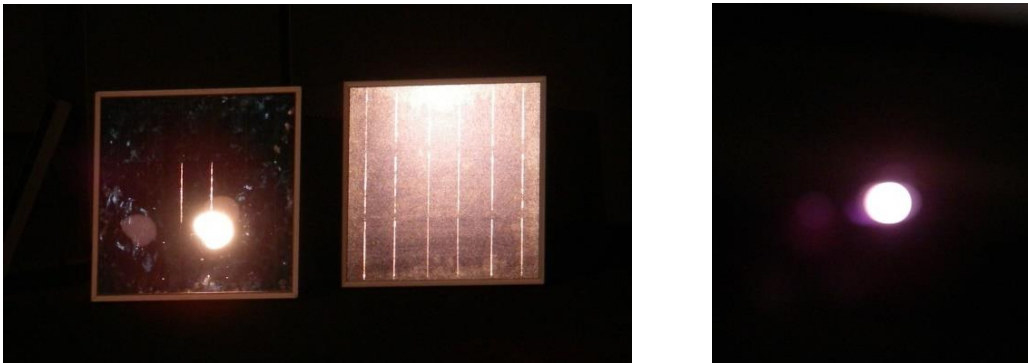


Abbildung 6: Optischer Eindruck der Reflexionen, „Blendflecken“ links bei glatter und rechts bei tief strukturierter (sehr rauher) Modul-Oberfläche, aufgenommen in 10 m Entfernung, Rechtes Bild: Zum Vergleich: direkter Blick in die Sonne, Quelle: TÜV Rheinland

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.

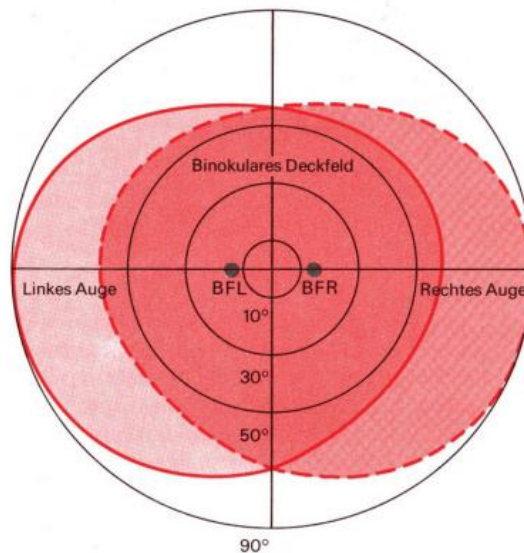


Abbildung 7: Sichtfeld des linken und des rechten Auges inklusive der blinden Flecken und Binokulares Sichtfeld (Überlappungsbereich beider Augen) [10]

Außerhalb 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 horizontalen 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 (auch) 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 das 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 [12] für Flughäfen in den USA und weiteren Staaten gelten die aktuellen Bestimmungen des US Äquivalents, der Federal Aviation Administration (FAA) [13] 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 [12]. 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/m^2 bis 10^4 cd/m^2 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

TÜV Rheinland Solar GmbH wurde beauftragt, für die geplante Photovoltaik Freiflächenanlage (PVA) in 49626 Berge, Niedersachsen die auftretenden Lichtreflexionen und daraus gegebenenfalls resultierende Blendwirkungen auf die Umgebung zu untersuchen und zu bewerten.

Nachfolgend sind die geplante PV-Anlage und die zu untersuchenden Immissionsobjekte (POI = „Point of Interest“) in der Umgebung des Geländes dargestellt.



Abbildung 8: Lage der PV-Anlage und Immissionsobjekt (Quelle: Auftraggeber)

Im Einzelnen werden nachfolgende Immissionsobjekte untersucht:

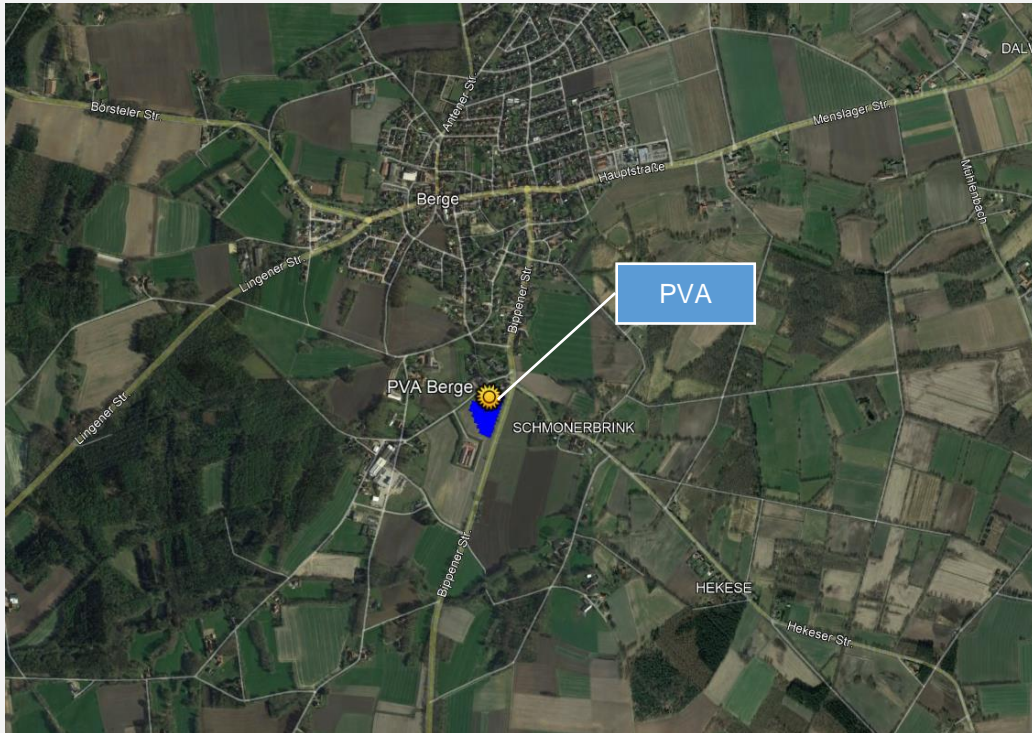
- POI 1** Bippener Str. 46, 49626 Berge
- POI 2** Fürstenauer Damm 2, 49626 Berge
- POI 3** Hekeser Str. 2, 49626 Berge
- POI 4** Fürstenauer Damm 3, 49626 Berge
- POI 5** Upberg 1-3, 49626 Berge
- POI 6** Bippener Straße
- POI 7** Hekeser Straße

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: 52.613393 N, 7.745672 O	Gelände: Höhe über NN: ca. 47 m
Art der Anlage: Freiflächenanlage Ausrichtung(en): Ost-West (ca. 110°/290°) Neigung: 15°	Leistung: 2775 kWp Module: 4476 x Jinko Tiger Neo N-type 78HL4-BDV 620 Wp



Lage des Standorts



Die PVA mit Umgebung

Das Gebiet der Photovoltaikanlage erstreckt sich westlich der Bippener Straße im Süden von Berge. Es befindet sich in einer leichten Geländeerhöhung (1 bis 2 m höher als die Bippener Straße).

Die Bippener Straße verläuft östlich des Anlagengeländes von Norden nach Süden ohne signifikante Steigung/Gefälle. Die Hekeser Straße mündet aus dem Osten kommend in die Bippener Straße.

Im Westen, Norden und Osten der PVA wurden mehrere Wohnobjekte/Gebäude identifiziert. Für die Wohnobjekte wird eine Sichthöhe nach dem „Worst-Case Szenario“ bestimmt. Bei eingeschossigen Gebäuden wird eine durchschnittliche Sichthöhe des Betrachters von 1,5 m für jeden einzelnen Punkt angenommen, bei zweigeschossige Gebäude 4,3 m. Bei dreigeschossigen Gebäuden wird eine Sichthöhe von 7,1 m angenommen. Diese setzt sich zusammen aus der durchschnittlichen Raumhöhe (2,5 m) + Geschossdecke (0,3 m) + Sichthöhe (1,5 m).

Anhand von Satellitenfotos wurden mehrere Bereiche mit Gehölzen als blickdichte Vegetation zwischen PVA und Wohnobjekte identifiziert und als natürliche Sichtbarrieren (5-8 m Höhe) definiert (s. Tabelle 5: Simulationsmodell und Anhang 3).

Tabelle 3: Definition POI mit Adresse

Immissionsobjekt	Adresse	GPS
POI 1	OP1 Bippener Str. 46, 49626 Berge (1. OG)	52.6142985695, 7.7466053641
	OP2 Bippener Str. 46, 49626 Berge (2. OG)	52.6142985695, 7.7466053641
POI 2	OP3 Fürstenauer Damm 2, 49626 Berge (EG)	52.6149134170, 7.7459880781
	OP4 Fürstenauer Damm 2, 49626 Berge (1. OG)	52.6149134170, 7.7459880781
	OP5 Fürstenauer Damm 2, 49626 Berge (2. OG)	52.6149134170, 7.7459880781
POI 3	OP6 Hekeser Str. 2, 49626 Berge (EG)	52.6132264888, 7.7485577396
POI 4	OP7 Fürstenauer Damm 3, 49626 Berge (EG)	52.6144380863, 7.7452808669
POI 5	OP8 Upberg 1, 49626 Berge (EG)	52.6149202935, 7.7427428041
	OP9 Upberg 2, 49626 Berge (EG)	52.6144770918, 7.7419790662
	OP10 Upberg 2, 49626 Berge (1. OG)	52.6144770918, 7.7419790662
	OP11 Upberg 3, 49626 Berge (EG)	52.6139614439, 7.7414873165
	OP12 Fürstenauer Damm 4, 49626 Berge (1. OG)	52.6129969680, 7.7420995231
	OP13 Fürstenauer Damm 5, 49626 Berge (1. OG)	52.6123338784, 7.7419588811
POI 6	Bippener Straße	52.6130439540, 7.7462733261
POI 7	Hekeser Straße	52.6135546892, 7.7487058224

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). Eine detaillierte Beschreibung der zur Berechnung verwendeten Parameter hinsichtlich Modulflächen, visuellen Hindernissen (Obstructions) und Immissionsobjekten (Observation Points (OP)) findet sich im Anhang.

Auf der Immissionsseite werden für jedes zu untersuchende Objekt die Positionen und die Objektart definiert. Da hinsichtlich der Wohnbebauung für die oberen Etagen generell längere Reflexionszeiten zu erwarten sind als für tiefer gelegene werden im Sinne eines Worst-Case Szenarios die Räumlichkeiten der obersten Etage betrachtet.

In einem 1. Schritt wird mit dem TÜV eigenen Reflexionsberechnungs-Tool das Reflexionsdiagramm für den Standort und die vorgesehene Orientierung der PV-Module berechnet. Damit kann überschläglich bestimmt werden, welche Umgebungsbereiche von Reflexionen der Anlage betroffen sein können und welche frei von Reflexionen sind.

In einem 2. Schritt erfolgt die Simulation der Reflexionen in Bezug auf die relevanten konkreten Immissionsobjekte (POI) mit dem professionellen, umfangreichen Glare Analysis Toolset der Firma Forge Solar, welches weltweit bei blendungskritischen Photovoltaik-Projekten Anwendung findet. Es basiert auf dem Solar Glare Hazard Analysis Tool, welches von den renommierten Sandia National Laboratories entwickelt wurde [14], und auch von der US-amerikanischen Flugsicherheitsagentur FAA für Blendgutachten anerkannt wird.

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.

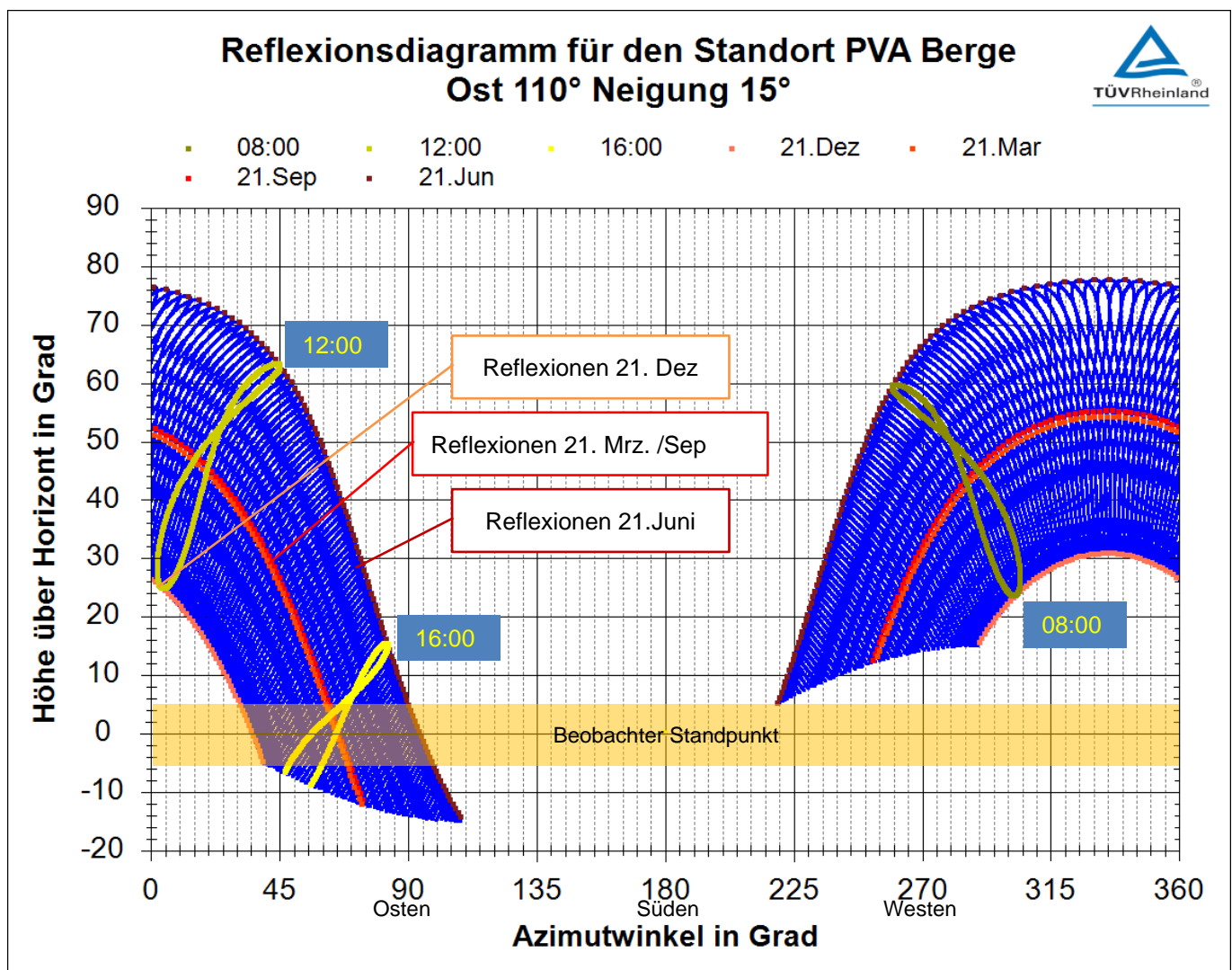


Abbildung 9: Reflexionsdiagramm der reflektierenden Fläche

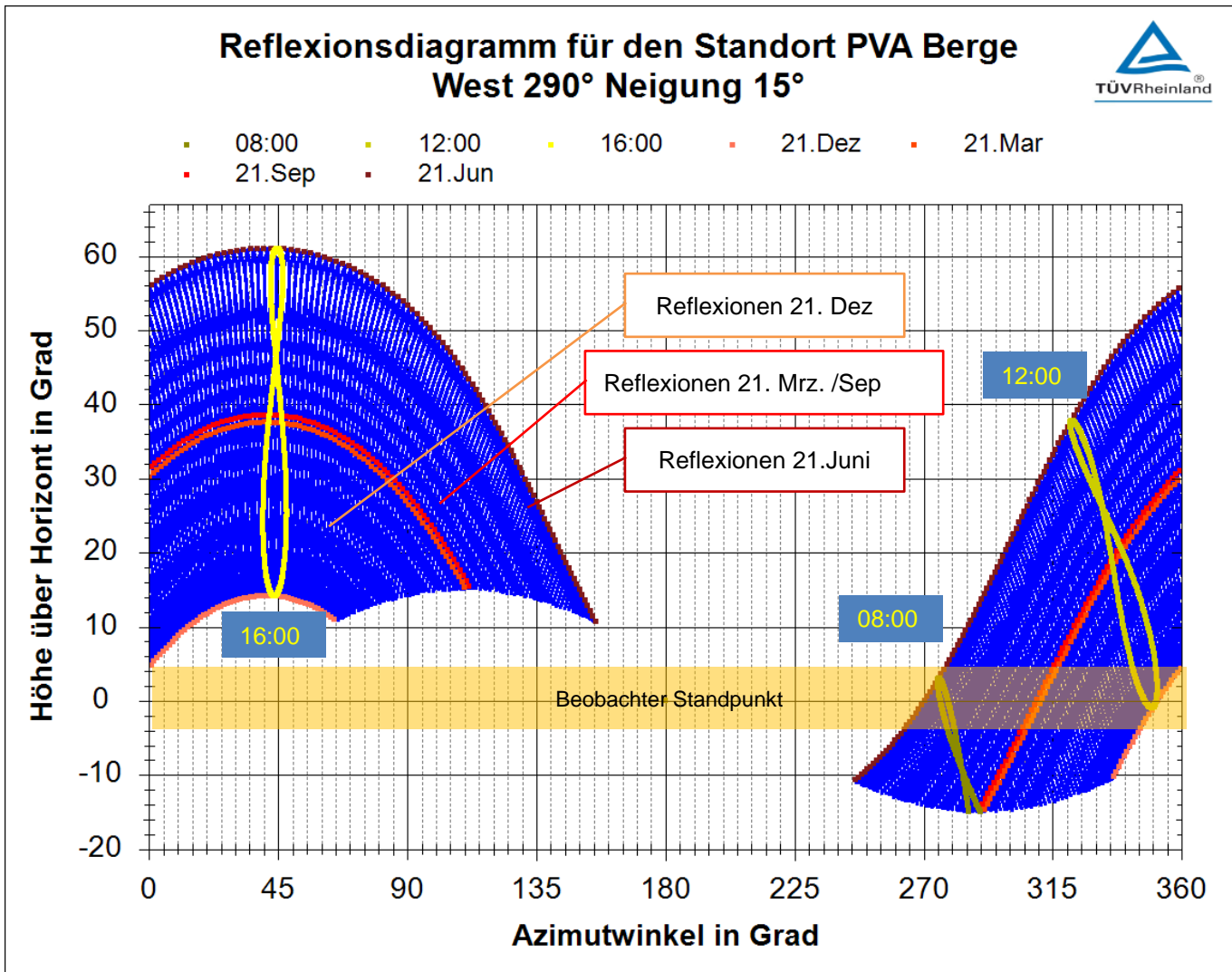


Abbildung 10: Reflexionsdiagramm der reflektierenden Fläche

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 Südausrichtung werden die Sonnenstrahlen von einer geneigten, reflektierenden Fläche während des Tagesverlaufs von Osten über Norden bis Westen in verschiedenen Winkeln nach oben gerichtet reflektiert.

Östliche Immissionsobjekte in Bodennähe (-5° bis +5° Elevation Bereich in Abb. 9 hinterlegt), z.B. die vorbeiführende Straße oder schützenswerte Gebäude in der Umgebung können theoretisch ganzjährig zwischen ca. 15:00-18:00 Uhr von Reflexionen der PVA getroffen werden.

Westliche Immissionsobjekte in Bodennähe (-5° bis + 5° Elevation Bereich in Abb. 10 hinterlegt), z.B. schützenswerte Gebäude können theoretisch ganzjährig morgens zwischen ca. 07:00-12:00 Uhr von Reflexionen der PVA getroffen werden.

5.3 Reflexionen in Bodennähe

Aus dem Reflexionsdiagramm können die von geometrisch möglichen Reflexionen betroffenen Umgebungsbereiche annähernd wie folgt abgeleitet werden:

Tabelle 4: Betroffene Umgebungsbereiche

	Morgens	Abends
PVA Ost		Ca. 35° - 100°
PVA West	Ca. 260°-360°	

Die geometrisch möglichen betroffenen Umgebungsbereiche der PVA (Näherung) sind in der folgenden Darstellung farbig hervorgehoben. Für alle anderen Bereiche sind ganzjährig keine Reflexionen zu erwarten.



Abbildung 11: Ermittelte geometrische Reflexionsbereiche

Demnach können die Objekte POI 1, 3, 6 und 7 abends und die Objekte POI 1, 2, 4, 5 morgens von den Sonnenlicht-Reflexionen an den PV-Modulen getroffen werden.

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 blendungskritischen 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 [14].

Die Berechnung von eintreffenden Sonnenlichtreflexionen wird punktwise 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 jeweils zu untersuchende Objekt ebenfalls die relevanten Positionen und die Objektart definiert. Für Verkehrswege werden die kritischen Differenzwinkel entsprechend Abschnitt 2.3.1 definiert ($\pm 30^\circ$ zur Fahrtrichtung).

Nachfolgend sind die verwendeten Komponenten aufgelistet. Die Details des Simulationsmodells sind im Anhang 3: Simulationsmodell beigefügt.

Tabelle 5: Simulationsmodell

1. PV-Anlage		
PVA	Glastyp	Glatte Oberfläche mit AR-Beschichtung
	Höhe der PVA	Unterkante: ca. 0,8 m über Boden Oberkante: ca. 2,75 m über Boden
	Ausrichtung	Azimut Ost-West $110^\circ/290^\circ$ Neigung 15°
2. POI		
POI 1	Bippener Str. 46, 49626 Berge	Sichthöhe: 4,3 m - 7,1 m
POI 2	Fürstenauer Damm 2, 49626 Berge	Sichthöhe: 1,5 m - 7,1 m
POI 3	Hekeser Str. 2, 49626 Berge	Sichthöhe: 1,5 m
POI 4	Fürstenauer Damm 3, 49626 Berge	Sichthöhe: 1,5 m
POI 5	Upberg 1-3, 49626 Berge Fürstenauer Damm 4-5, 49626 Berge	Sichthöhe: 1,5 m - 4,3 m
POI 6	Bippener Straße	Sichthöhe: PKW 1,5 m, LKW 2,5 m
POI 7	Hekeser Straße	Sichthöhe: PKW 1,5 m, LKW 2,5 m
3. Hindernisse		
OB 1	Gebäude	Bis 5 m Höhe
OB 2	Gebäude	Bis 5 m Höhe
OB 3	Gebäude	Bis 5,5 m Höhe
OB 4	Gebäude	Bis 6,5 m Höhe
OB 5	Vegetation (blickdicht und hohe Bäume)	Bis 5 m Höhe
OB 6	Vegetation (blickdicht und hohe Bäume)	Bis 8 m Höhe
OB 7	Vegetation (blickdicht und hohe Bäume)	Bis 5 m Höhe
OB 8	Vegetation (blickdicht und hohe Bäume)	Bis 8 m Höhe

Für die Analyse der Reflexionen wurden der unter Abschnitt 5.3 ermittelte Bereiche als Immissionsobjekte definiert und in Abbildung 12 grafisch dargestellt.

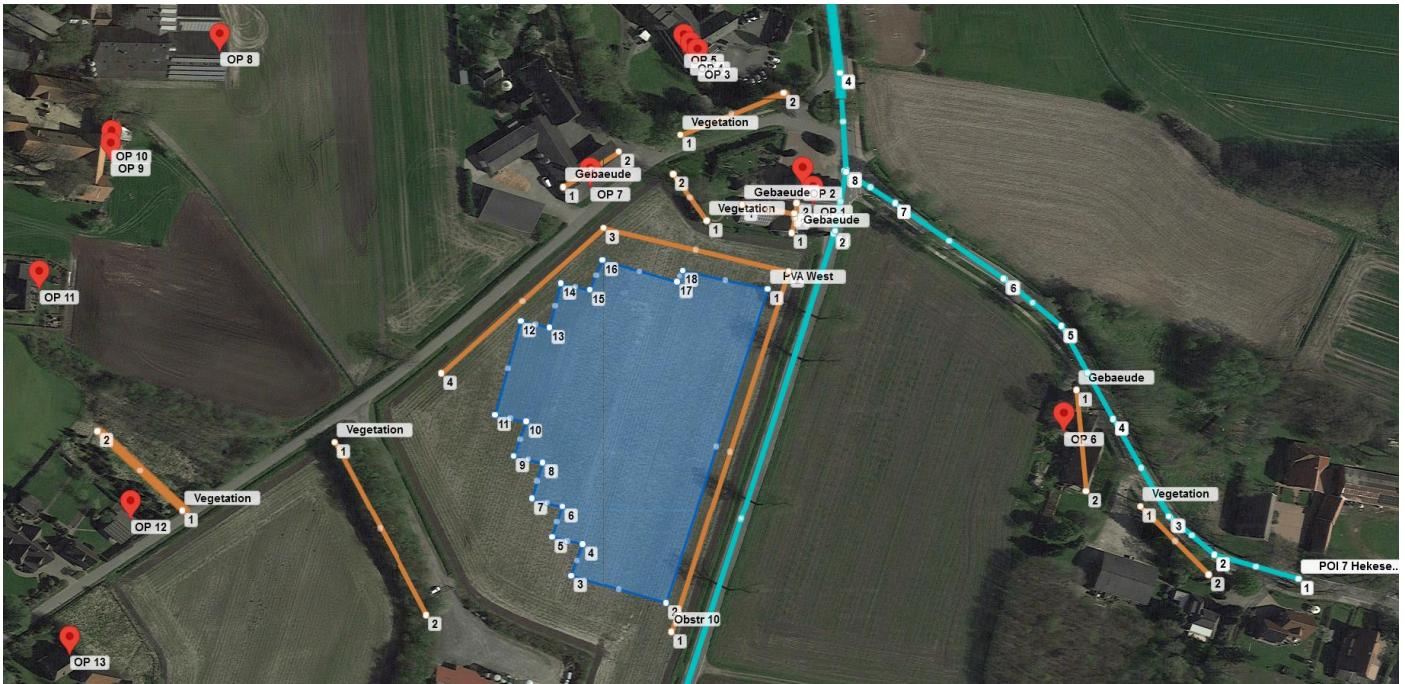


Abbildung 12: Simulationsmodell (s. Anhang 3)

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 [15]. 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 wahrgenommenen Blendflecks und der Leuchtdichte des Lichts im menschlichen Auge dargestellt [15].

Für den Straßenverkehr sind insbesondere die ermittelten Reflexionen mit „Yellow Glare“ von Bedeutung, da eine Beeinträchtigung der Sehfähigkeit von Verkehrsteilnehmern vermieden werden muss. Bei der Betrachtung von nachbarschaftlichen Objekten sind dagegen auch „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 ggf. mittels einer Variation der angenommenen Ausrichtung und Neigung der PV-Module zusätzlich eine Optimierungssimulation vorgenommen werden.

5.5 Simulationsergebnisse

Die Berechnungen unterscheiden entsprechend der Blendintensität zwischen „Green Glare“ und „Yellow Glare“ aufsummiert für ein Kalenderjahr. Für die Zeiten mit „Yellow Glare“ ist aufgrund der Intensität (Leuchtdichte) der Reflexionen ein Risiko für eine physiologische Blendung mit einer möglichen temporären Herabsetzung des Sehvermögens, z.B. durch Nachbilder anzunehmen, für die „Green Glare“ Zeiten ist dies nicht zu erwarten.

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy	Peak Luminance
	°	°	min	hr	min	hr	kWh	cd/m ²
PVA Ost	15.0	110.0	11,091	184.8	8,102	135.0	-	2,532,155

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
POI 6 Bippener Strasse LKW	100	1.7	2,411	40.2
POI 6 Bippener Strasse PKW	81	1.4	2,925	48.8
POI 7 Hekeser Strasse LKW	936	15.6	126	2.1
POI 7 Hekeser Strasse PKW	1,114	18.6	387	6.5
OP 1	1,983	33.0	0	0.0
OP 2	3,834	63.9	0	0.0
OP 3	280	4.7	0	0.0
OP 4	843	14.1	0	0.0
OP 5	582	9.7	0	0.0
OP 6	1,338	22.3	2,253	37.5
OP 7	0	0.0	0	0.0
OP 8	0	0.0	0	0.0
OP 9	0	0.0	0	0.0
OP 10	0	0.0	0	0.0
OP 11	0	0.0	0	0.0
OP 12	0	0.0	0	0.0
OP 13	0	0.0	0	0.0

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

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare		Energy	Peak Luminance
	°	°	min	hr	min	hr	kWh	cd/m ²
PVA West	15.0	290.0	11,209	186.8	6,117	102.0	-	963,917

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
POI 6 Bippener Strasse LKW	0	0.0	0	0.0
POI 6 Bippener Strasse PKW	0	0.0	0	0.0
POI 7 Hekeser Strasse LKW	0	0.0	0	0.0
POI 7 Hekeser Strasse 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	1,253	20.9	5,807	96.8
OP 8	1,283	21.4	65	1.1
OP 9	2,661	44.4	15	0.2
OP 10	3,364	56.1	230	3.8
OP 11	2,648	44.1	0	0.0
OP 12	0	0.0	0	0.0
OP 13	0	0.0	0	0.0

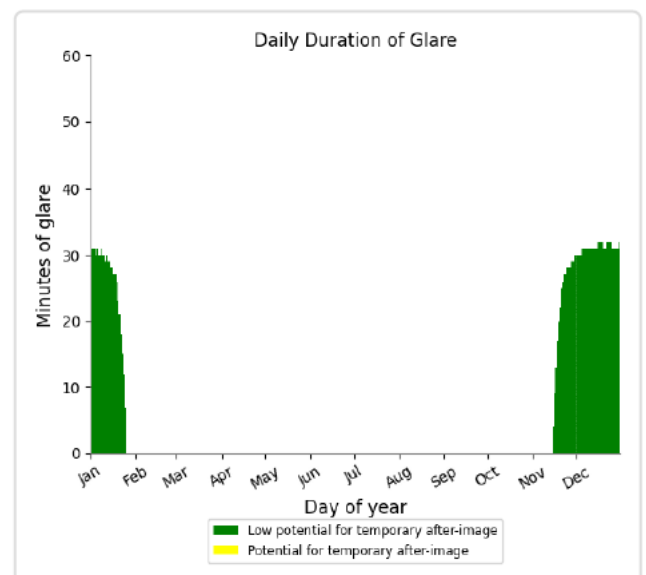
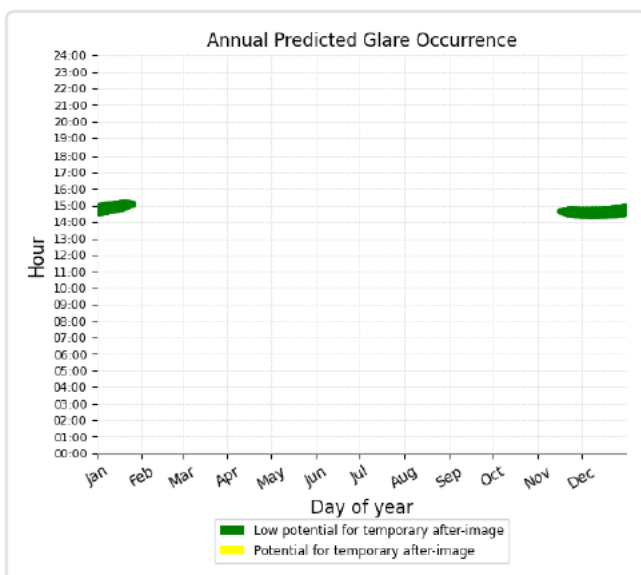
Die ermittelten Reflexionen werden nachfolgend in ihrer zeitlichen und örtlichen Relevanz sowie ihrer Intensität dargestellt. Für die einzelnen Positionen wurden folgende Jahressummen für theoretisch mögliche auftretende Reflexionen berechnet:

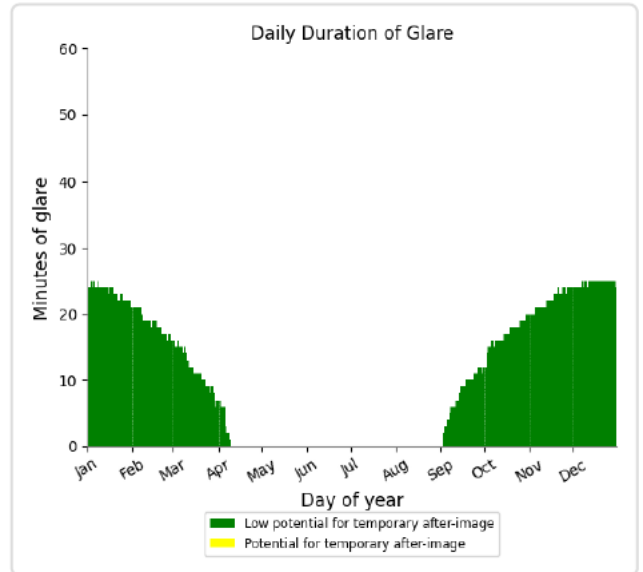
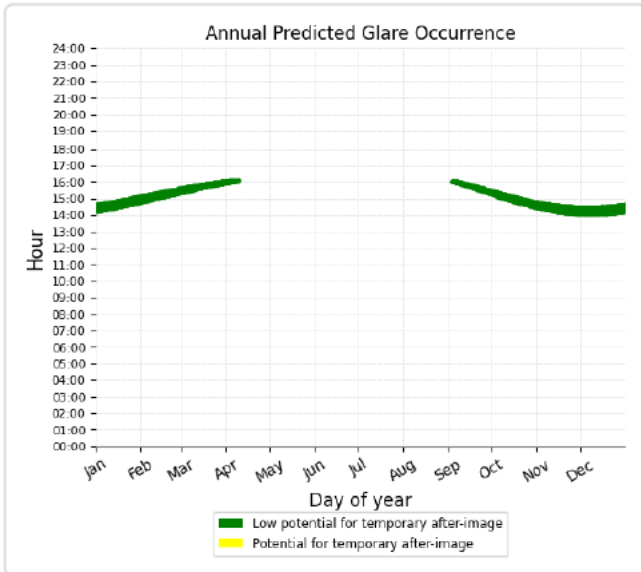
Tabelle 6: Reflexionszeiten (gerundet)

Immissions-objekt	Adresse	Dauer im Jahr Green/Yellow [h]	Max. tägl. Zeitfenster [Min]	Monate	Risiko erheblicher Blendung
POI 1	Bippener Str. 46 (1. OG) Bippener Str. 46 (2. OG)	33/0 64/0	30	Sept - Apr	Ja
POI 2	Fürstenauer Damm 2 (EG) Fürstenauer Damm 2 (1. OG) Fürstenauer Damm 2 (2. OG)	5/0 14/0 10/0	25	Dez - Jan	Nein
POI 3	Hekeser Str. 2 (EG)	22/38	25	Mär - Okt	Ja
POI 4	Fürstenauer Damm 3 (EG)	21/97	40	Sept - Apr	Ja
POI 5	Upberg 1 (EG) Upberg 2 (EG) Upberg 2 (1. OG) Upberg 3 (EG) Fürstenauer Damm 4 (1. OG) Fürstenauer Damm 5 (1. OG)	21/1 44/0 56/4 44/0 0/0 0/0	30	Feb - Okt	Ja
POI 6	Bippener Straße	2/40	30	Okt - Feb	Ja
POI 7	Hekeser Straße	1/49	25	Mai - Jul	Ja

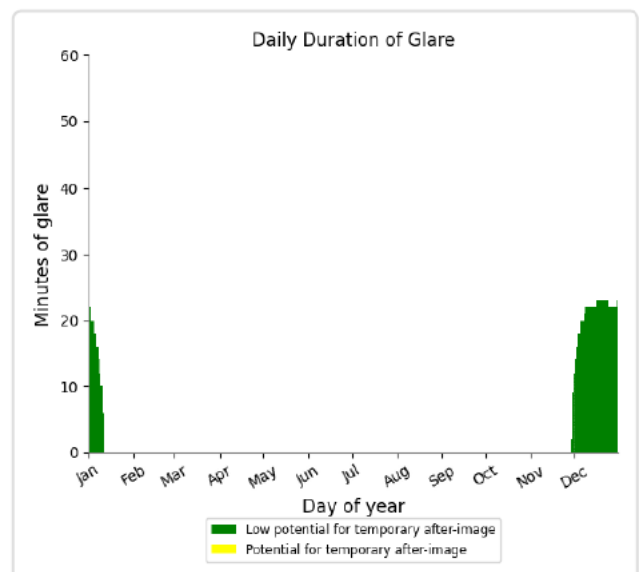
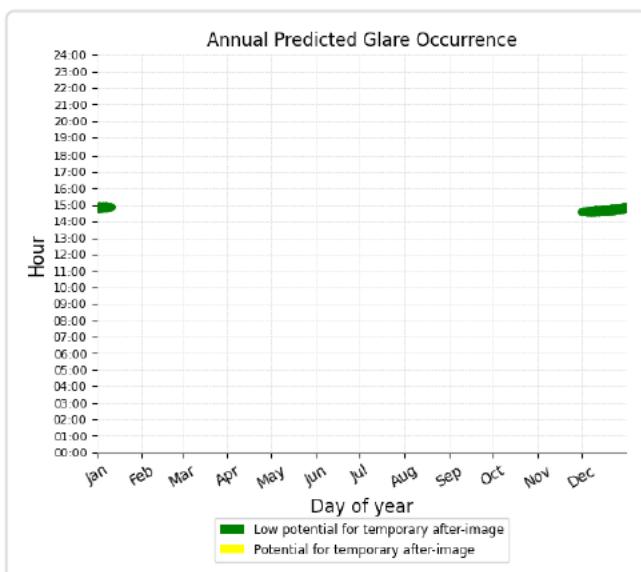
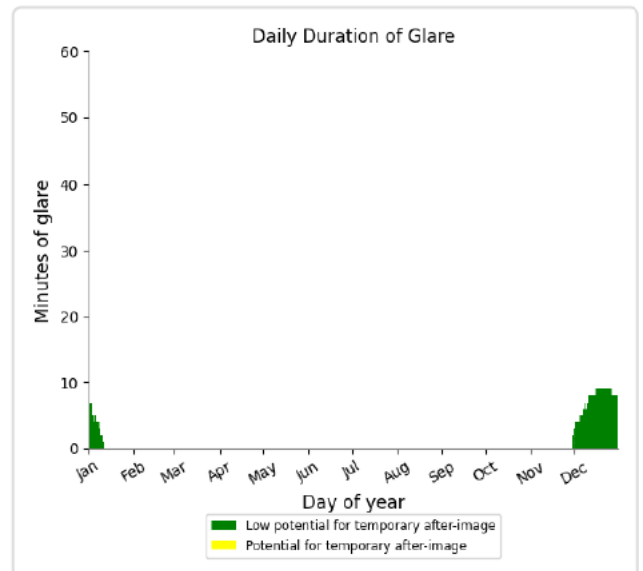
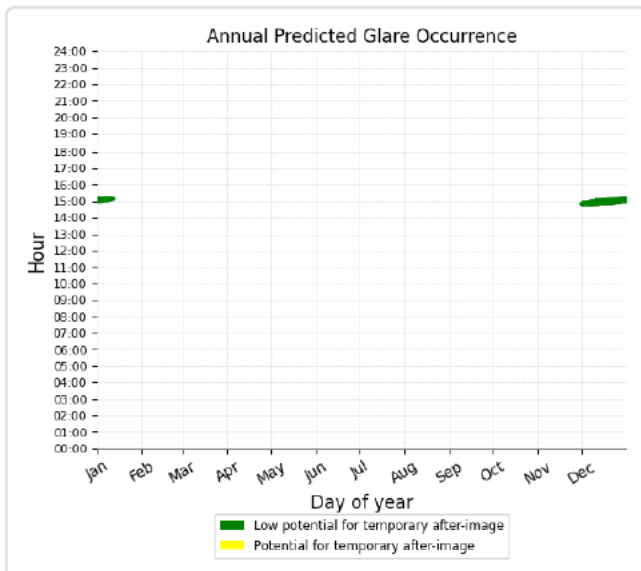
Nachfolgend wird die Verteilung über die Zeit von berechneten Reflexionen dargestellt, die sich auf Wohngebäude und Grundstücke beziehen, welche ein hohes Risiko für bedeutende Reflexionen aufweisen. Dies bedeutet, dass die Analyse sich ausschließlich auf solche POIs beschränkt, bei denen mit einer erheblichen Beeinträchtigung durch Reflexionen zu rechnen ist. In den Diagrammen wird für jedes untersuchte Objekt die im Zeitverlauf relevante Leuchtdichte der Reflexionen visualisiert.

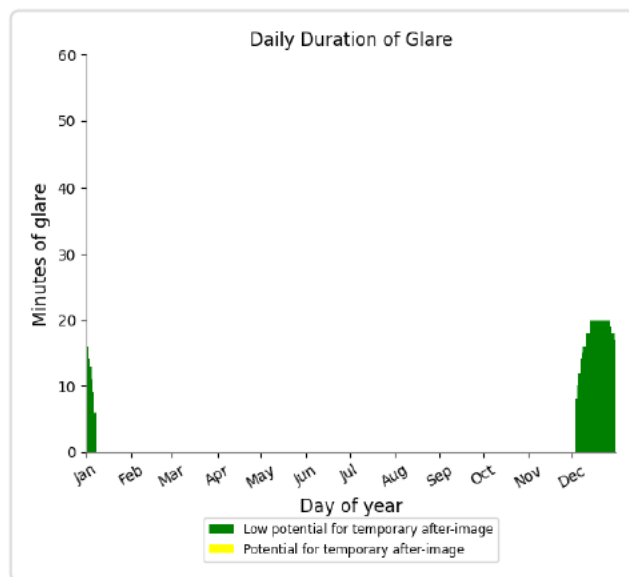
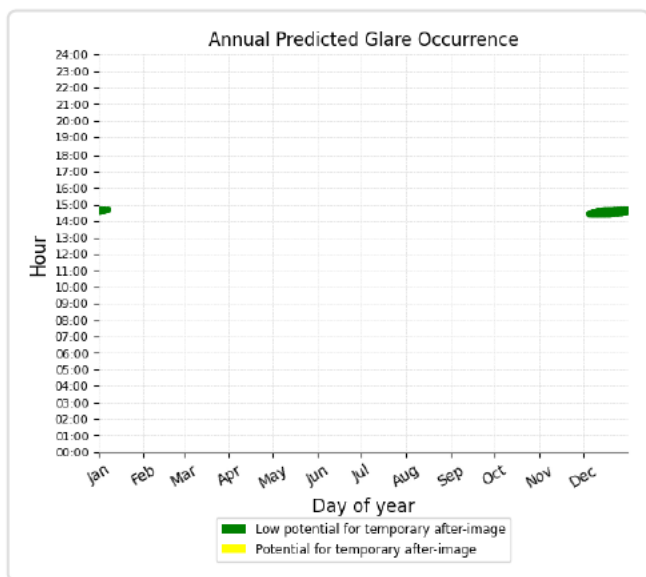
POI 1 Bippener Str. 46, 49626 Berge:



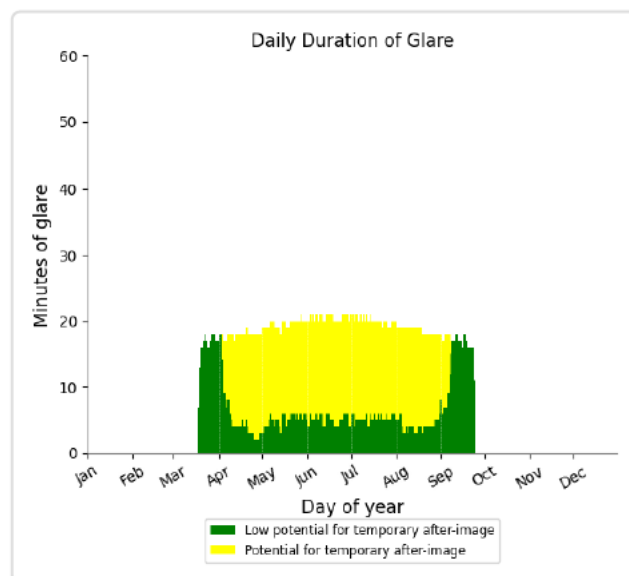
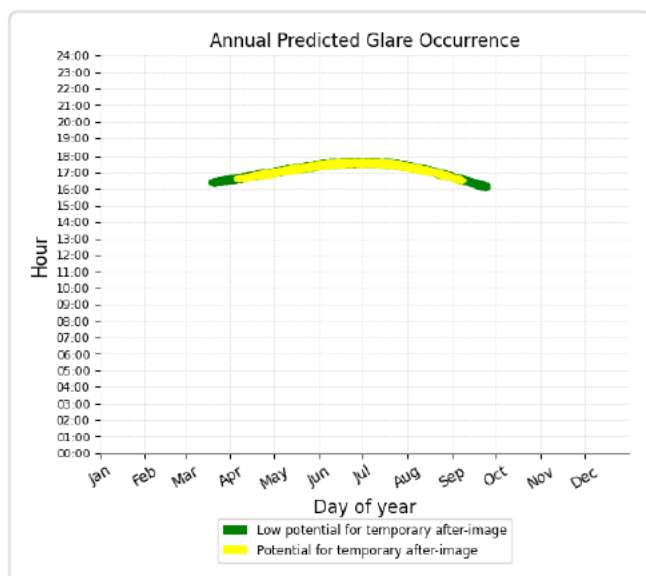


POI 2 Fürstenauer Damm 2, 49626 Berge:

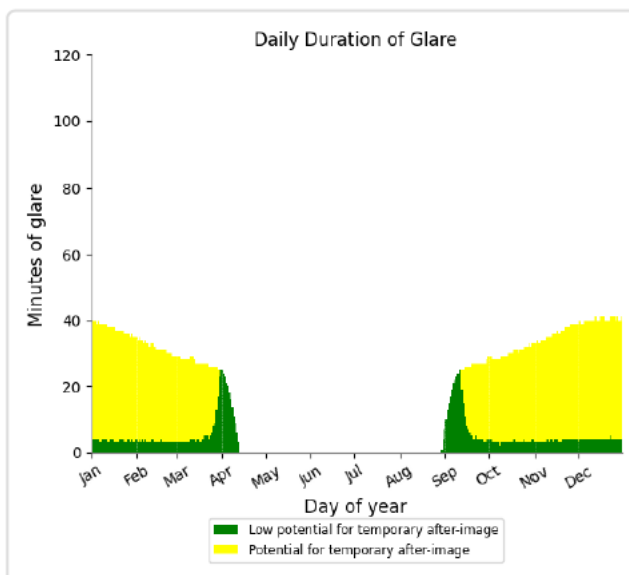
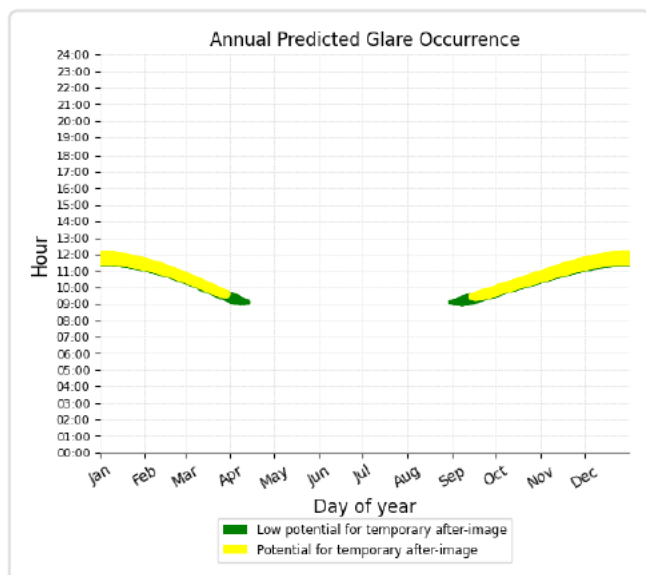




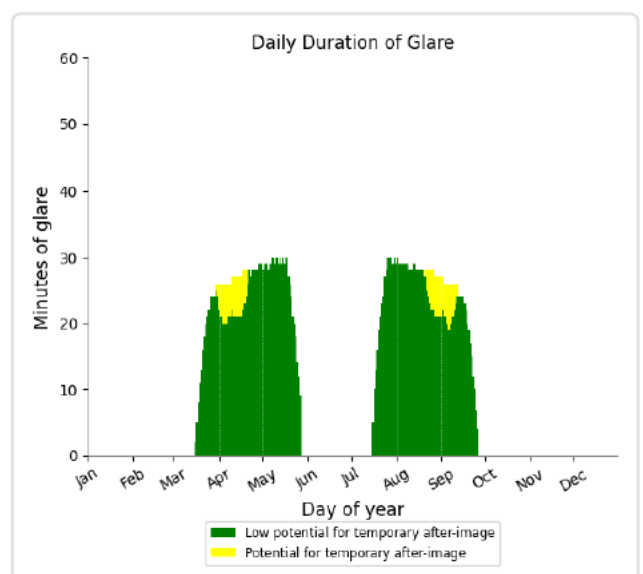
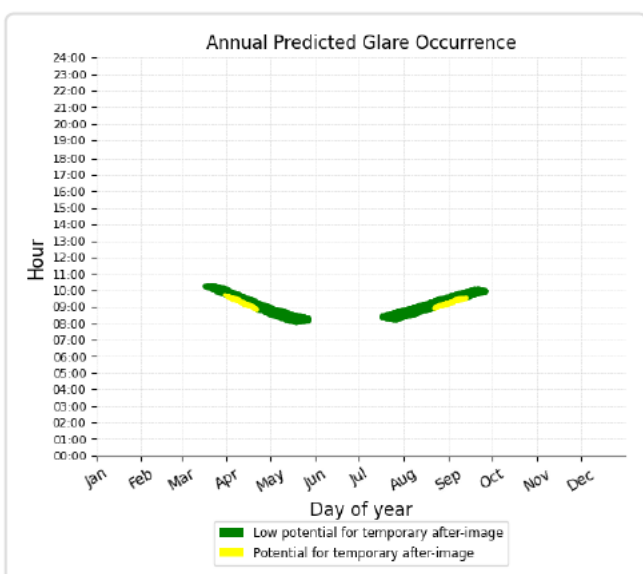
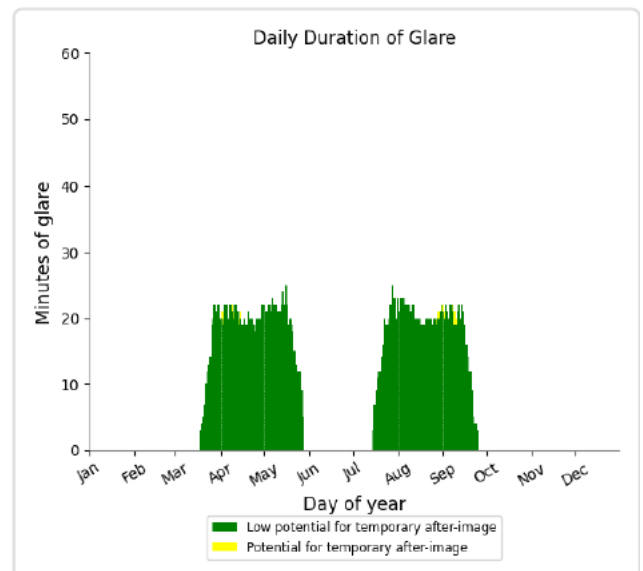
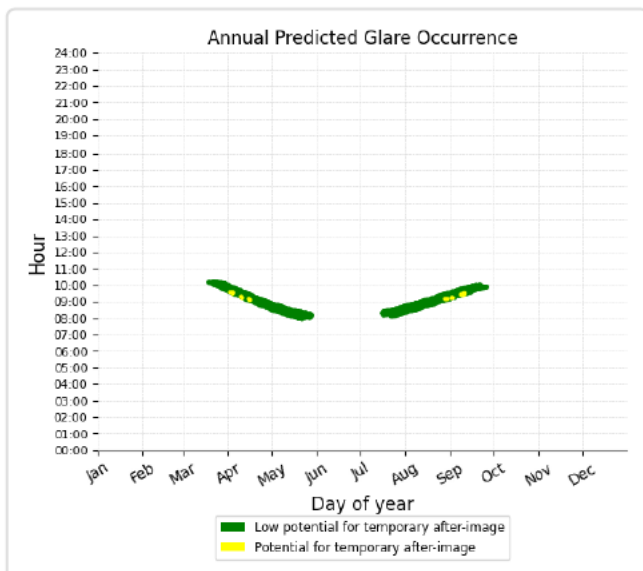
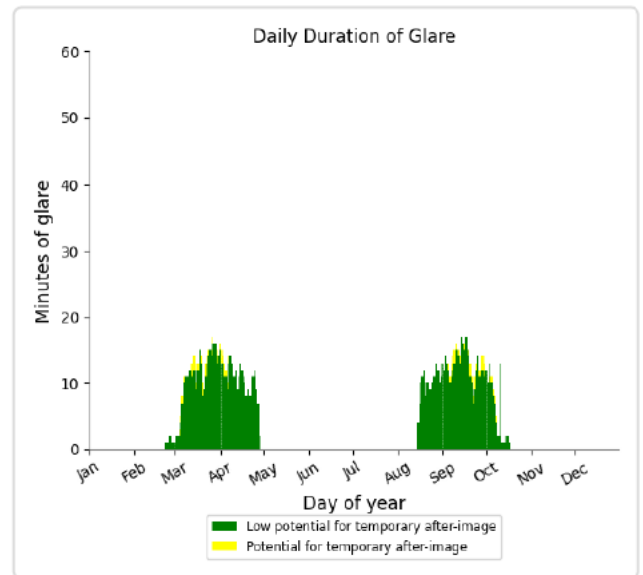
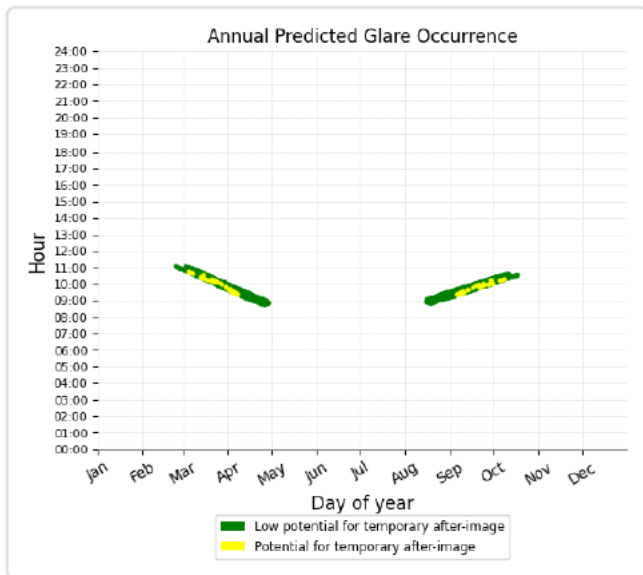
POI 3 Hekeser Str. 2, 49626 Berge:

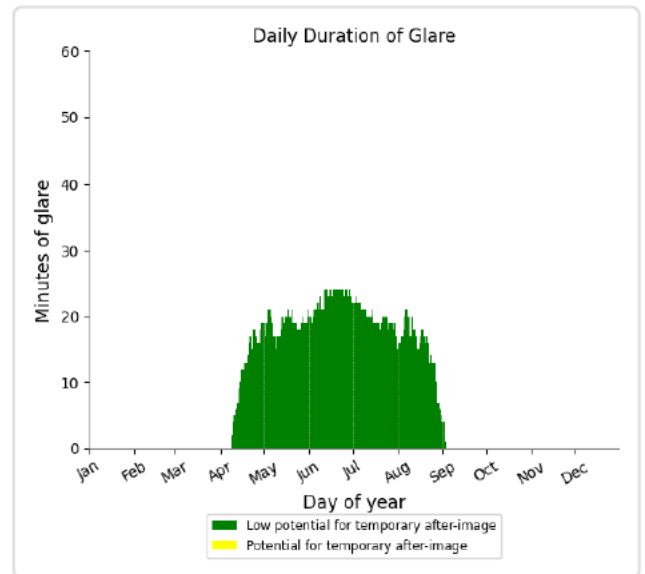
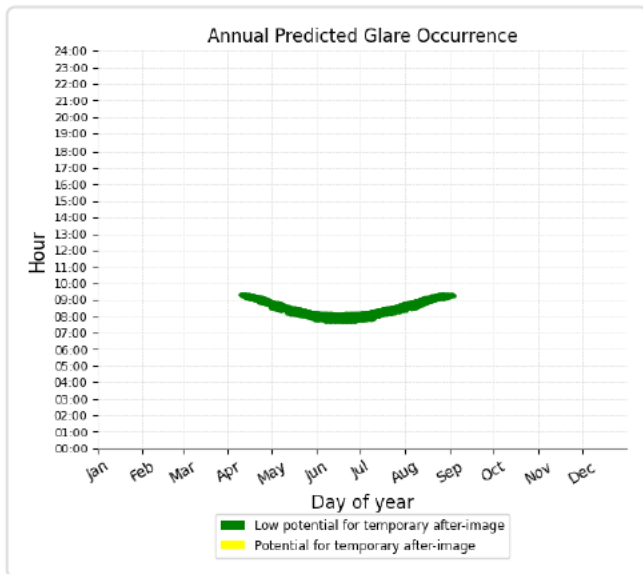


POI 4 Fürstenauer Damm 3, 49626 Berge:

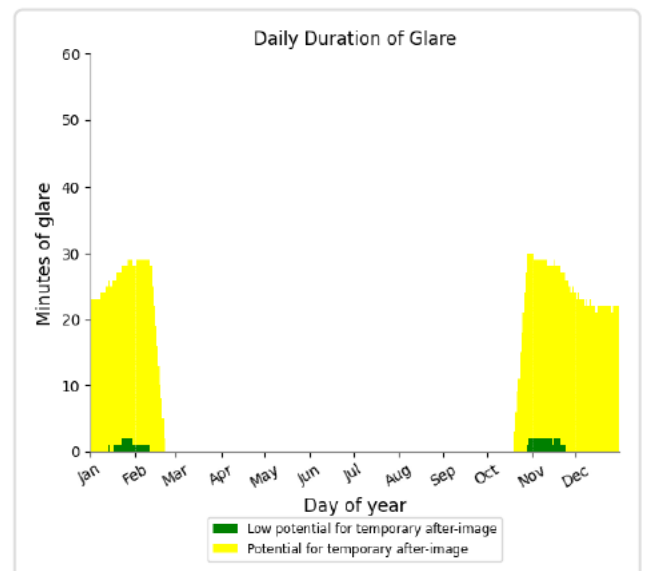
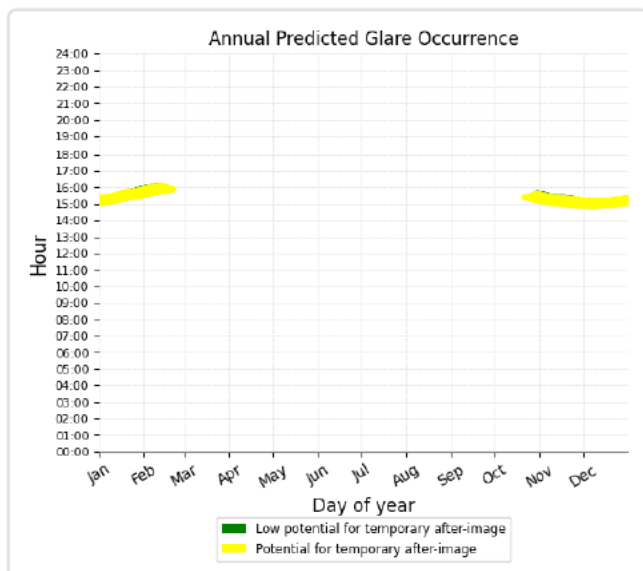


POI 5 Upberg 1-3, Fürstenauer Damm 4-5, 49626 Berge:

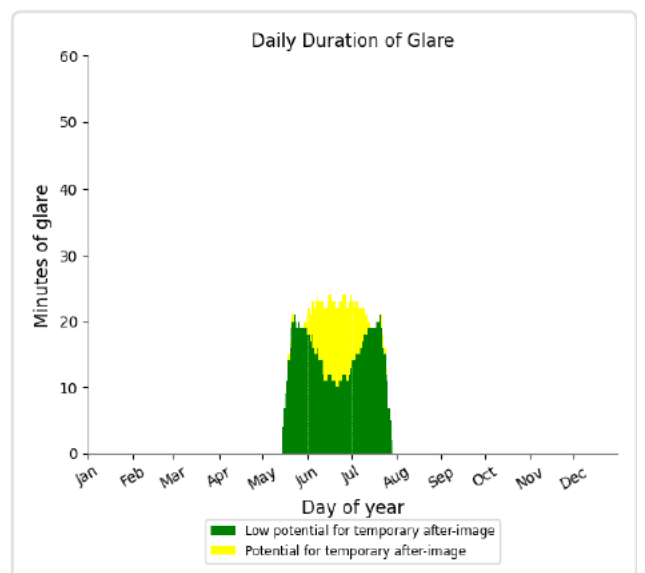
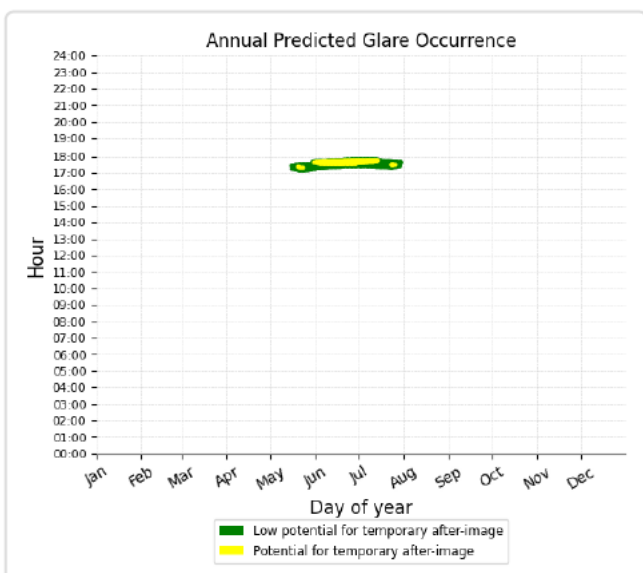




POI 6 Bippener Straße:



POI 7 Hekeser Straße:



Ergebnis:

Die Analyse hat ergeben, dass für POI 2 keine Reflexionen auftreten, die durch Ihre Intensität unter gegebenen Bewertungskriterien eine physiologische Blendung verursachen können und auch im Hinblick auf Ihre zeitliche Dauer, sowohl der täglichen als auch jährlich kumulierten Gesamtdauer als erheblich anzusehen sind.

Für POI 1 Bippener Str. 46 sind Störeinträchtigungen durch Lichtreflexionen zu erwarten, die sich in ihrer jährlich kumulierten Gesamtdauer mit 33 Stunden im 1.OG und 64 Stunden im 2.OG über der als bedenkenlos anzunehmenden Grenze der Erheblichkeit befinden. Bei dem Objekt kommt es zu einer Beeinträchtigung der Nutzer zwischen September und April, zwischen 14:00 und 16:30 Uhr (UTC+1), mit einer Dauer von bis zu 30 Minuten pro Tag.

Für POI 3 Hekeser Str. 2 sind Störeinträchtigungen durch Lichtreflexionen zu erwarten, die sich sowohl in ihrer Intensität als auch in ihrer jährlich kumulierten Gesamtdauer mit 60 Stunden über der als bedenkenlos anzunehmenden Grenze der Erheblichkeit befinden. Bei dem Objekt kommt es zu einer Beeinträchtigung der Nutzer zwischen März und Oktober, zwischen 16:00 und 18:00 Uhr (UTC+1), mit einer Dauer von bis zu 25 Minuten pro Tag.

Für POI 4 Fürsten Damm 3 sind Störeinträchtigungen durch Lichtreflexionen zu erwarten, die sich sowohl in ihrer Intensität als auch in ihrer jährlich kumulierten Gesamtdauer mit 118 Stunden über der als bedenkenlos anzunehmenden Grenze der Erheblichkeit befinden. Bei dem Objekt kommt es zu einer Beeinträchtigung der Nutzer zwischen September und April, zwischen 09:00 und 12:00 Uhr (UTC+1), mit einer Dauer von bis zu 40 Minuten pro Tag.

Für POI 5 Upberg 1-3 und Fürsten Damm 4-5 sind Störeinträchtigungen durch Lichtreflexionen zu erwarten, die sich sowohl in ihrer Intensität als auch in ihrer jährlich kumulierten Gesamtdauer mit bis zu 60 Stunden über der als bedenkenlos anzunehmenden Grenze der Erheblichkeit befinden. Bei dem Objekt kommt es zu einer Beeinträchtigung der Nutzer zwischen Februar und Oktober, zwischen 07:30 und 11:30 Uhr (UTC+1), mit einer Dauer von bis zu 30 Minuten pro Tag.

Für POI 6 Bippener Straße und POI 7 Hekeser Straße sind Störeinträchtigungen in das zu schützende Sichtfeld eines Fahrzeugführers durch Lichtreflexionen zu erwarten, die sich sowohl in ihrer Intensität als auch der jährlich kumulierten Gesamtdauer mit 42 bis 50 Stunden über der als bedenkenlos anzunehmenden Grenze der Erheblichkeit befinden. Abhängig vom betrachteten Objekt kann es zu einer Beeinträchtigung der Nutzer entweder zwischen Oktober bis Februar oder zwischen Mai und Juli kommen, ausschließlich während der Tagesstunden zwischen 14:30 und 16:30 Uhr (UTC+1) oder zwischen 17:00 und 18:00 Uhr, mit einer Dauer von bis zu 30 Minuten pro Tag.

Reflexionen von Photovoltaikanlagen stellen Immissionen im Sinne des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (§ 3 Abs. 2 BImSchG) dar. Wenn diese Immissionen über einen längeren Zeitraum an der schützenswerten Nachbarschaft auftreten, werden Abhilfemaßnahmen für erforderlich gehalten.

In den Hinweisen zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen [12] werden Empfehlungen zur Ermittlung, Beurteilung und Minderung der Blendwirkung von großflächigen Freiflächen-Photovoltaikanlagen im Rahmen von Baugenehmigungsverfahren (Stand 3.11.2015) gegeben. Dabei werden idealisierte Annahmen zur Ermittlung der zutreffenden Immissionszeiträume vorgegeben, die nur die direkten Reflexionen der PV-Module berücksichtigt.

Gehen von Photovoltaikanlagen, die keiner baurechtlichen Genehmigungspflicht unterliegen, im Ausnahmefall ebenfalls Lichtimmissionen aus, die als schädliche Umwelteinwirkungen nach § 3 Abs. 1 BImSchG zu qualifizieren sind, gelten in diesem Fall die Bestimmungen dieser Hinweise entsprechend.

Die Erheblichkeitsgrenzen im Sinne des BImSchG liegen in Anlehnung an [3] bei mindestens 30 Minuten am Tag oder kumuliert bei mindestens 30 Stunden pro Kalenderjahr (direkte Reflexionen).

Es wird davon ausgegangen, dass die betroffenen Wohngebäude im EG (1,5 m - 2 m Sichthöhe), im 1.OG (4,3 m Sichthöhe) und im 2.OG (7,1 m Sichthöhe) eine direkte Sichtverbindung zur geplanten PV-Anlage haben. Generell muss eine Bewertung einer konkreten störenden Reflexion auf Erheblichkeit individuell und unter Berücksichtigung der Nutzungsbedingungen der betroffenen Bereiche erfolgen. Es wird außerdem angenommen, dass es sich bei den Wohngebäuden im Sinne des BImSchG um schützenswerte Objekte handelt.

Aufgrund der hohen Intensität der ermittelten Reflexionen und deren Dauer von einer zu erwartenden Beeinträchtigung der berücksichtigten Nachbarschaft und des Straßenverkehrs auszugehen, sodass Minderungsmaßnahmen dringend empfohlen werden.

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 Minderungsmaßnahmen

Für die PV-Anlage wurden mögliche auftreffende Reflexionen mit bis zu 40 Minuten am Tag und 118 Stunden pro Jahr berechnet. Die berechneten Reflexionen sind zum Teil von hoher Leuchtdichte (Yellow Glare), so dass eine physiologische Blendung mit möglicher temporärer Einschränkung der Sehfähigkeit beim Blick in die Reflexionsquelle nicht ausgeschlossen werden kann.

Es werden daher Minderungsmaßnahmen empfohlen.

Grundsätzlich können störende Reflexionen gemindert oder bestenfalls vermieden werden durch:

- a) Sichtbarrieren zwischen den Reflexionsflächen (Modulen) und Immissionsobjekt
- b) Variation der Ausrichtung/Neigung der PV-Module
- c) Verwendung von blendungsarmen Modulen (spezielle Module)

7.1 Sichtbarrieren

Teilweise ist bereits eine höhere blickdichte Vegetation im relevanten Bereich vorhanden. Eine wirksame Sichtbarriere zwischen PVA und Immissionsobjekt ist durch die Errichtung einer Barriere in Form eines lichtreduzierenden oder blickdichten Zauns auf dem Vorhabengelände möglich.

Die erforderliche Höhe hängt von dem endgültigen Geländeprofil nach den Bauarbeiten ab. Basierend auf einer exemplarischen Abschätzung des aktuellen Geländeverlaufs und unter der Annahme, dass die PV-Module eine maximale Höhe von ca. 2,75 Metern über dem Boden erreichen, müsste ein Sichtschutz entsprechend ca. 3 Meter Höhe aufweisen. Die erforderliche Länge und Position können überschläglich nachfolgender Darstellung entnommen werden:

Name: Zaun blickdicht
Top height: 3.0 m



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)
1	52.612559	7.745816	46.84
2	52.614023	7.746599	45.30
3	52.614199	7.745363	46.36
4	52.613607	7.744276	47.83

Die Praktikabilität dieser Maßnahme ist im Hinblick auf die technische Umsetzbarkeit, der potenziell zusätzlichen Kosten, als auch in Ihrer optischen Wirkung primär als zielführend einzustufen.

7.2 Variation der Ausrichtung/Neigung der PV-Module

Eine Änderung der Modulneigung und Ausrichtung kann prinzipiell bei Freilandanlagen in Betracht gezogen werden. In diesem Fall wird jedoch eine Variation der Neigung der PV-Module hinsichtlich des geplanten Aufbaus nicht als reale Option in Betracht gezogen, da die PV-Anlage zwischen den Immissionsobjekten liegt.

Eine Änderung des Anlagendesigns bzw. Konfiguration zu einer einheitlichen Süd-Ausrichtung (Azimut 180°) der Modultische könnte theoretisch eine Optimierung darstellen, da sich die Reflexionen dann den Tag über von West (über Süd) nach Ost bewegen und Immissionsobjekte direkt im Norden und Süden der Anlage ggf. nicht mehr betroffen sein könnten. Ein „Süd-Anlagendesign“ ist jedoch nicht Gegenstand dieser Untersuchung und stellt lediglich eine auf Erfahrungswerten und physikalischen Grundlagen basierende Einschätzung dar und muss, falls in Betracht gezogen, im Detail betrachtet werden.

7.3 Reflexionsgeminderte Module

Speziell für die Anwendung in „blendungssensiblen“ Umgebungen, z.B. Flughäfen oder nahe Autobahnen sind stark reflexionsgeminderte Modultypen erhältlich. Hierbei wird die punktuelle Reflexionsintensität durch breite diffuse Streuung an der Moduloberfläche deutlich gemindert, sodass keine physiologische Blendung zu erwarten ist. Statt eines gleißenden Blendungsflecks erscheint die reflektierende Fläche nur noch aufgehellte. Andererseits verlängern sich die zu erwartenden Reflexionsdauern erheblich.

Eine allgemein übliche Antireflexschicht (ARC) auf den Frontgläsern aktueller PV-Module erfüllt diese Anforderung nicht, vielmehr sollte der Hersteller im Datenblatt auf eine Eignung z.B. auch in Flughafennähe hinweisen oder ggf. durch Messergebnisse die Reflexionswerte (BRDF) des Moduls belegen.

Diese Option wird für das vorliegende Projekt als eine mögliche Option eingestuft, da die Intensität der Reflexion für alle betroffenen Rezeptoren unter Nutzung stark reflexionsgeminderter Module deutlich reduziert werden kann. Das Risiko einer physiologischen Blendung kann mit geeigneten Modulen deutlich gemindert werden. Eine detaillierte Betrachtung ist nicht Bestandteil des Gutachtens.

8 Zusammenfassung und Bewertung der Ergebnisse

Für das vom Auftraggeber angenommene Anlagendesign wurden die an den PV-Moduloberflächen entstehenden direkten Sonnenlicht-Reflexionen berechnet und für die definierten Immissionsobjekte im Sinne eines Worst-Case-Szenarios analysiert.

Zugrunde gelegtes Anlagendesign	Immissionsobjekte (POI – Points of Interest)	
PVA Azimut Ost-West ca. 110°/290° Neigung 15°	POI 1	Bippener Str. 46, 49626 Berge
	POI 2	Fürstenauer Damm 2, 49626 Berge
	POI 3	Hekeser Str. 2, 49626 Berge
	POI 4	Fürstenauer Damm 3, 49626 Berge
	POI 5	Upberg 1-3, Fürstenauer Damm 4-5, 49626 Berge
	POI 6	Bippener Straße
	POI 7	Hekeser Straße

Die berechneten geometrisch möglichen Zeiten für auftretende Reflexionen sind nachfolgend aufgelistet

Tabelle 7: Ergebnis ohne Minderungsmaßnahmen – Reflexionszeiten (gerundet) und Bewertung des Blendrisikos

Immissions-objekt	Adresse	Dauer im Jahr Green/Yellow [h]	Max. tägl. Zeitfenster [Min]	Monate	Risiko erheblicher Blendung
POI 1	Bippener Str. 46 (1. OG) Bippener Str. 46 (2. OG)	33/0 64/0	30	Sept - Apr	Ja
POI 2	Fürstenauer Damm 2 (EG) Fürstenauer Damm 2 (1. OG) Fürstenauer Damm 2 (2. OG)	5/0 14/0 10/0	25	Dez - Jan	Nein
POI 3	Hekeser Str. 2 (EG)	22/38	25	Mär - Okt	Ja
POI 4	Fürstenauer Damm 3 (EG)	21/97	40	Sept - Apr	Ja
POI 5	Upberg 1 (EG) Upberg 2 (EG) Upberg 2 (1. OG) Upberg 3 (EG) Fürstenauer Damm 4 (1. OG) Fürstenauer Damm 5 (1. OG)	21/1 44/0 56/4 44/0 0/0 0/0	30	Feb - Okt	Ja
POI 6	Bippener Straße	2/40	30	Okt - Feb	Ja
POI 7	Hekeser Straße	1/49	25	Mai - Jul	Ja

Die Analyse hat ergeben, dass für POI 2 keine Reflexionen auftreten, die durch Ihre Intensität unter gegebenen Bewertungskriterien eine physiologische Blendung verursachen können und auch im Hinblick auf Ihre zeitliche Dauer, sowohl der täglichen als auch jährlich kumulierten Gesamtdauer als erheblich anzusehen sind.

Für die übrigen Wohnobjekte/Gebäude POI 1 – POI 5 sind Störeinwirkungen durch Lichtreflexionen zu erwarten, die sich in ihrer jährlich kumulierten Gesamtdauer mit bis zu 118 Stunden über der als bedenkenlos anzunehmenden Grenze der Erheblichkeit befinden mit einer Dauer von bis zu 40 Minuten pro Tag.

Für POI 6 Bippener Straße und POI 7 Hekeser Straße sind Störeinwirkungen in das zu schützende Sichtfeld eines Fahrzeugführers durch Lichtreflexionen zu erwarten, die sich sowohl in ihrer Intensität als auch der jährlich kumulierten Gesamtdauer mit 42 bis 50 Stunden über der als bedenkenlos anzunehmenden Grenze der Erheblichkeit befinden mit einer Dauer von bis zu 30 Minuten pro Tag.

Aufgrund der hohen Intensität der ermittelten Reflexionen und deren Dauer ist von einer zu erwartenden Beeinträchtigung der berücksichtigten Nachbarschaft und des Straßenverkehrs auszugehen, so dass Minderungsmaßnahmen dringend empfohlen werden.

Basierend auf der im Gutachten beschriebenen Minderungsmaßnahme, der Installation eines Sichtschutzes von ca. 3 Meter Höhe, und den durchgeführten Simulationen ergeben sich die folgenden, gerundeten Reflexionszeiten sowie eine Einschätzung des Blendrisikos:

Tabelle 8 Ergebnis nach Minderungsmaßnahme Sichtschutz – Reflexionszeiten (gerundet) und Bewertung des Blendrisikos

Immissions-objekt	Adresse	Dauer im Jahr Green/Yellow [h]	Max. tägl. Zeitfenster [Min]	Monate	Risiko erheblicher Blendung
POI 1	Bippener Str. 46 (1. OG) Bippener Str. 46 (2. OG)	16/0 41/0	15	Sept - Apr	Nein*
POI 2	Fürstenauer Damm 2 (EG) Fürstenauer Damm 2 (1. OG) Fürstenauer Damm 2 (2. OG)	0/0 1/0 5/0	10	Dez - Jan	Nein
POI 3	Hekeser Str. 2 (EG)	0/0	-	-	Nein
POI 4	Fürstenauer Damm 3 (EG)	0/0	-	-	Nein
POI 5	Upberg 1 (EG) Upberg 2 (EG) Upberg 2 (1. OG) Upberg 3 (EG) Fürstenauer Damm 4 (1. OG) Fürstenauer Damm 5 (1. OG)	1/0 14/0 25/4 22/0 0/0 0/0	25	Feb – Mai Jul - Okt	Nein
POI 6	Bippener Straße	0/0	-	-	Nein
POI 7	Hekeser Straße	0/0	-	-	Nein

*aufgrund der geringen Intensität und geringen Zeitüberschreitung als zumutbar im Sinne der Lichtleitlinie der BAI anzusehen

Zusammenfassend wird anhand der zur Verfügung gestellten Unterlagen, der Satellitenfotos und der durchgeführten Reflexionsberechnungen eingeschätzt, dass mit dem Bau der Photovoltaik-Anlage Berge im geplanten Design ein erheblicher Störeffekt durch Blendungen der Nachbarschaft und des angrenzenden Straßenverkehrs möglich ist. Aus Sachverständigensicht werden daher dringend Minderungsmaßnahmen empfohlen, die in Abschnitt 7 beschrieben werden. Als zielführend hinsichtlich wirksamer Blendungsminderung wird beispielsweise eine blickdichte Einzäunung von ca. 3 Meter Höhe angesehen.

- Ende des Berichts -

Nachtrag:

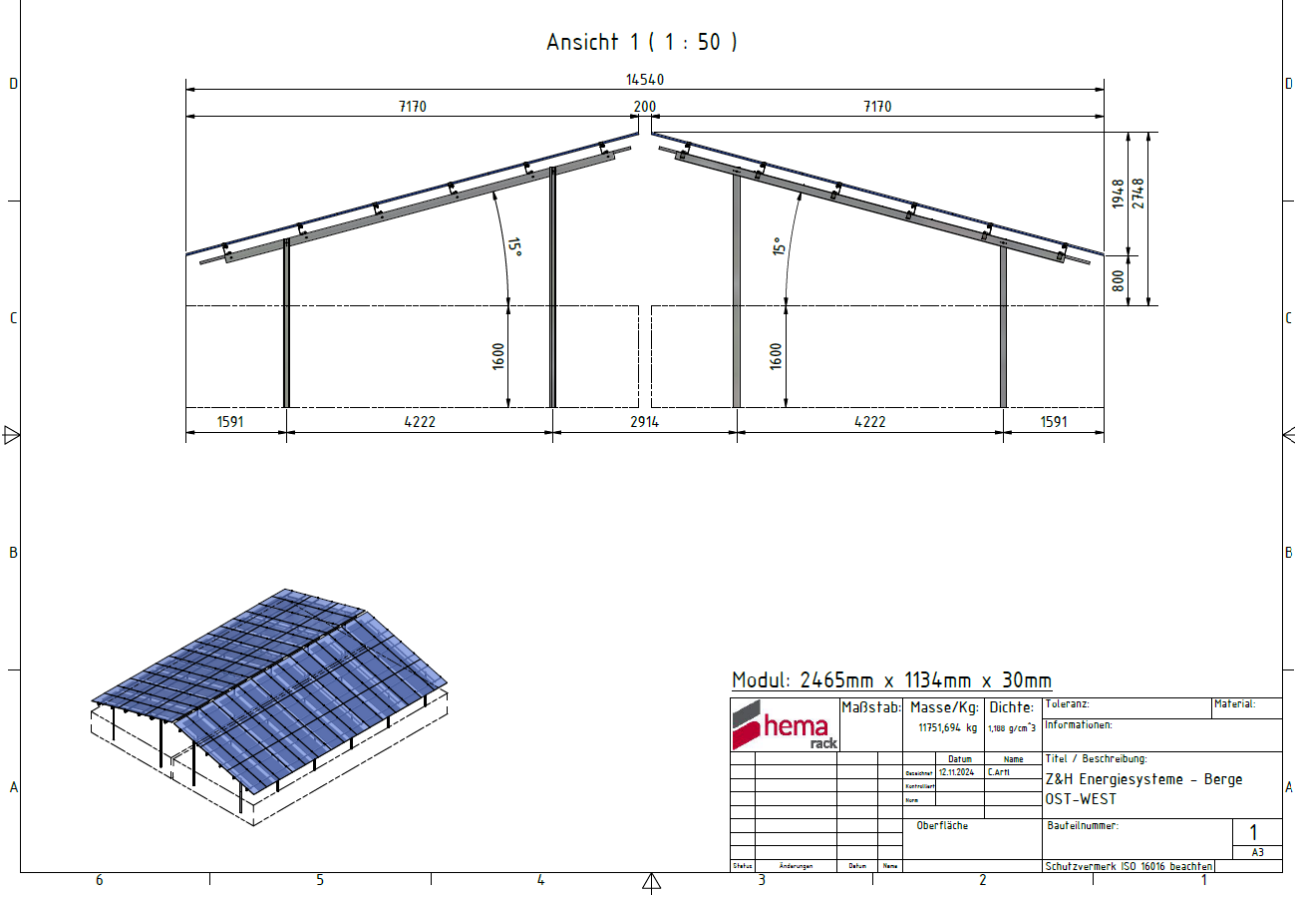
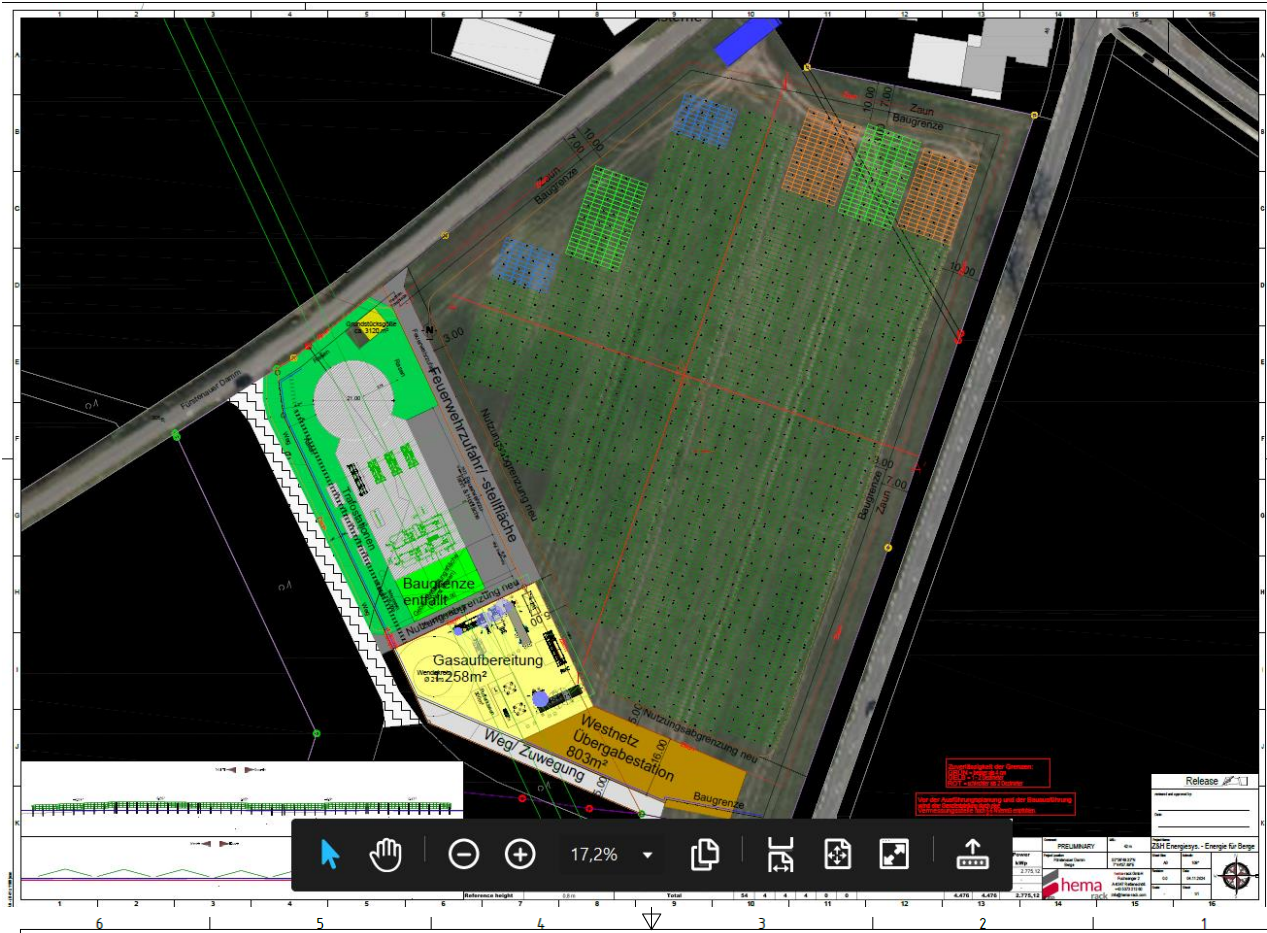
Die vorstehenden Berechnungen und Analysen wurden mit der gebotenen Sorgfalt nach bestem Wissen und Erfahrungen auf der Grundlage von zur Verfügung gestellten Unterlagen und Fotos sowie Satellitenbildern und Internetrecherchen vorgenommen. Eine Vor-Ort-Begehung hat nicht stattgefunden.

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#>. [Zugriff am 14.09.2021].
- [12] European Aviation Safety Agency, Certification Specifications and Guidance Material for Aerodromes Design (CS-ADR-DSN) Decision 2017/021/R.
- [13] „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].
- [14] SANDIA, Solar Glare and Flux Analysis Tools,, [Online]. Available: <https://www.sandia.gov/glare-tools/>.
- [15] 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).
- [16] DIN EN 12665, Licht und Beleuchtung - Grundlegende Begriffe und Kriterien für die Festlegung und Anforderungen an die Beleuchtung, 2018.
- [17] Luftverkehrs-Zulassungs-Ordnung (LuftVZO), § 49 Begriffsbestimmung und Einteilung.
- [18] <https://novavision.de/raeumlich-sehen>, „NovaVision,“ Wie funktioniert das räumliche Sehen?, [Online]. Available: <https://novavision.de/raeumlich-sehen/>.

Anhang 2: Layout



(Quelle: Auftraggeber)

Anhang 3: Simulationsmodell

Component Data

PV Arrays

Name: PVA Ost

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 15.0°


Orientation: 110.0°

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	52.613950	7.746459	45.71	2.75	48.45
2	52.612676	7.745777	46.57	2.75	49.31
3	52.612787	7.745144	47.33	2.75	50.08
4	52.612914	7.745220	46.96	2.75	49.71
5	52.612943	7.745016	47.28	2.75	50.02
6	52.613067	7.745085	47.24	2.75	49.99
7	52.613100	7.744882	47.34	2.75	50.09
8	52.613246	7.744951	47.16	2.75	49.90
9	52.613272	7.744758	47.49	2.75	50.24
10	52.613412	7.744844	47.50	2.75	50.24
11	52.613438	7.744635	47.59	2.75	50.34
12	52.613819	7.744806	47.68	2.75	50.43
13	52.613793	7.745000	47.60	2.75	50.35
14	52.613972	7.745075	46.97	2.75	49.72
15	52.613946	7.745268	47.62	2.75	50.37
16	52.614067	7.745354	47.07	2.75	49.82
17	52.613979	7.745853	47.01	2.75	49.76
18	52.614025	7.745890	46.63	2.75	49.38

Name: PVA West

Axis tracking: Fixed (no rotation)

Tilt: 15.0°


Orientation: 290.0°

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	52.613950	7.746459	45.71	2.75	48.45
2	52.612676	7.745777	46.57	2.75	49.31
3	52.612787	7.745144	47.33	2.75	50.08
4	52.612914	7.745220	46.96	2.75	49.71
5	52.612943	7.745016	47.28	2.75	50.02
6	52.613067	7.745085	47.24	2.75	49.99
7	52.613100	7.744882	47.34	2.75	50.09
8	52.613246	7.744951	47.16	2.75	49.90
9	52.613272	7.744758	47.49	2.75	50.24
10	52.613412	7.744844	47.50	2.75	50.24
11	52.613438	7.744635	47.59	2.75	50.34
12	52.613819	7.744806	47.68	2.75	50.43
13	52.613793	7.745000	47.60	2.75	50.35
14	52.613972	7.745075	46.97	2.75	49.72
15	52.613946	7.745268	47.62	2.75	50.37
16	52.614067	7.745354	47.07	2.75	49.82
17	52.613979	7.745853	47.01	2.75	49.76
18	52.614025	7.745890	46.63	2.75	49.38

Route Receptors

Name: POI 6 Bippener Strasse LKW
Path type: Two-way
Observer view angle: 30.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	52.611858	7.745659	47.49	2.50	49.99
2	52.614174	7.746899	44.79	2.50	47.29
3	52.614432	7.746984	44.13	2.50	46.63
4	52.614829	7.746941	44.41	2.50	46.91
5	52.615601	7.746786	45.28	2.50	47.78

Name: POI 6 Bippener Strasse PKW
Path type: Two-way
Observer view angle: 30.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	52.611861	7.745653	47.53	1.50	49.03
2	52.614184	7.746913	44.74	1.50	46.24
3	52.614426	7.746984	44.13	1.50	45.63
4	52.614828	7.746944	44.41	1.50	45.91
5	52.615601	7.746783	45.21	1.50	46.71

Name: POI 7 Hekeser Strasse LKW
Path type: One-way (toward increasing index)
Observer view angle: 30.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	52.612774	7.750013	41.94	2.50	44.44
2	52.612874	7.749447	42.39	2.50	44.89
3	52.613027	7.749152	42.06	2.50	44.56
4	52.613423	7.748774	42.52	2.50	45.02
5	52.613797	7.748428	42.45	2.50	44.95
6	52.613991	7.748047	42.42	2.50	44.92
7	52.614300	7.747315	43.44	2.50	45.94
8	52.614429	7.746977	44.13	2.50	46.63

Name: POI 7 Hekeser Strasse PKW
Path type: One-way (toward increasing index)
Observer view angle: 30.0°



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	52.612775	7.750011	41.94	1.50	43.44
2	52.612871	7.749448	42.39	1.50	43.89
3	52.613028	7.749145	42.05	1.50	43.55
4	52.613423	7.748775	42.52	1.50	44.02
5	52.613801	7.748426	42.45	1.50	43.95
6	52.613992	7.748037	42.42	1.50	43.92
7	52.614299	7.747314	43.45	1.50	44.95
8	52.614428	7.746984	44.13	1.50	45.63

Discrete Observation Point Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	52.614293	7.746761	45.83	4.30
OP 2	2	52.614368	7.746690	45.58	7.10
OP 3	3	52.614849	7.745988	46.22	1.50
OP 4	4	52.614875	7.745940	46.38	4.30
OP 5	5	52.614908	7.745897	46.51	7.10
OP 6	6	52.613370	7.748440	44.24	1.50
OP 7	7	52.614364	7.745272	46.30	1.50
OP 8	8	52.614913	7.742793	49.44	1.50
OP 9	9	52.614469	7.742064	50.69	1.50
OP 10	10	52.614518	7.742069	50.78	4.30
OP 11	11	52.613947	7.741586	51.09	1.50
OP 12	12	52.613016	7.742198	51.22	4.30
OP 13	13	52.612465	7.741790	52.71	4.30

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

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