



Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.  
International Solar Energy Society, German Section

DGS Landesverband Berlin Brandenburg e.V.  
Erich-Steinfurth-Str. 8  
10243 Berlin

## Fachgutachten zur Bewertung der Blendwirkung durch Reflexion an PV-Modulen (Blendgutachten) für den Solarpark Sonneberg

Anlage: Solarpark Sonneberg  
50°21'21.7"N, 11°09'24.2"O  
96515, Sonneberg

in Auftrag gegeben von: Stadtverwaltung Sonneberg  
Bahnhofsplatz 1  
96515 Sonneberg Deutschland

Projektnummer: A-LV23/0110

Gutachter: Dipl.-Ing. Ralf Haselhuhn

Bearbeiter: M. Eng. Joris Neumann

Berlin, 15.08.2024

Vereinsregister:  
Amtsgericht  
Berlin-Charlottenburg  
VR 7591 B

Bankverbindung:  
Bank für Sozialwirtschaft  
BLZ 100 205 00  
Konto 30 32 403

U-ID-Nr.: DE151155798  
BIC: BFSWDE33BER  
IBAN: DE74 1002 0500 0003 0324 03

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	3
2	Beschreibung der Umgebung .....	3
3	Beschreibung der PV – Anlage .....	4
4	Grundlagen der Optik .....	5
	4.1 Geometrische Reflexionssituation .....	5
	4.2 Reflexionseigenschaften verschiedener Modultypen .....	6
	4.3 Blendung.....	8
5	Methodik der Untersuchung .....	9
	5.1 Bewertungsbasis .....	9
	5.2 Simulationstool und Modellierung .....	10
	5.3 Simulationsausgabe und -bewertung .....	11
6	Simulation.....	12
	6.1 PV - Anlage.....	12
	6.2 Immissionsorte.....	13
7	Ergebnisse .....	14
8	Schlussbemerkung.....	17
9	Literaturverzeichnis .....	18
10	Abbildungsverzeichnis.....	19

## 1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission des geplanten Solarparks Sonneberg und die damit einhergehende potenzielle Beeinträchtigung der Umgebung untersucht und nach den *Hinweisen zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen* (kurz: LAI) der *Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz* bewertet.

Es werden hierzu zunächst relevante Bereiche ausgemacht, die einer näheren Betrachtung bedürfen. Wird für einen oder mehrere Bereiche potenzielle Blendung vermutet, kann dies anhand einer Simulation ausgeschlossen oder nachgewiesen werden. Abschließend werden die Ergebnisse bewertet und eingeordnet und bei Bedarf Blendschutzmaßnahmen empfohlen.

## 2 Beschreibung der Umgebung

Gelegen ist der geplante Solarpark in der Stadt Sonneberg im gleichnamigen Landkreis Sonneberg in Thüringen. Die Flächen des Solarparks werden derzeit teilweise als Lagerfläche genutzt. Östlich des geplanten Solarparks verläuft eine Bahntrasse und westlich die Bundesstraße B89. Eine Übersicht der Umgebung ist in Abbildung 1 gegeben.

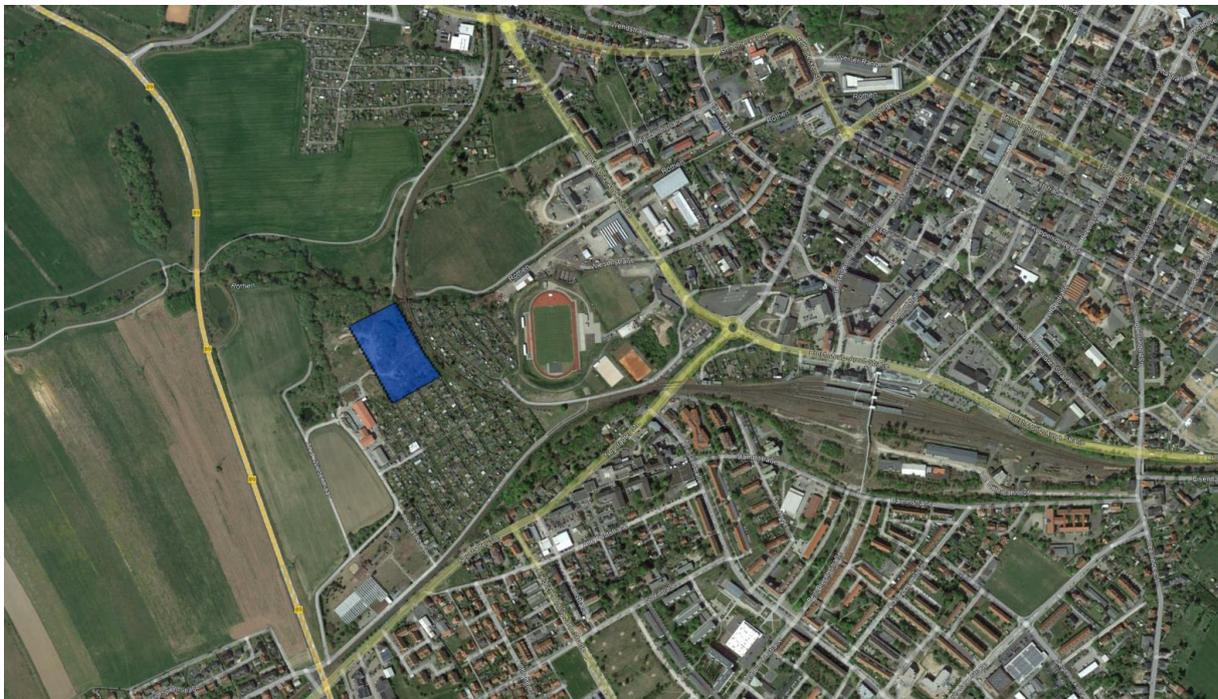


Abbildung 1: Geplante PV-Flächen in Blau und Umgebung (Quelle: Google Earth)

### 3 Beschreibung der PV – Anlage

Der Bebauungsplan des Solarparks ist in Abbildung 2 zu sehen. Auf einer Fläche von ca. 2 ha ist eine DC-Nennleistung von rund 3 MWp geplant. Die Modulflächen des Solarparks sind mit 180° in südliche Richtung ausgerichtet mit Neigungswinkeln von 30°. Die Modulunterkante wird 0,8 m über dem Boden liegen, die Moduloberkante ist laut Bebauungsplan bis zu einer Höhe von 4 m zugelassen.

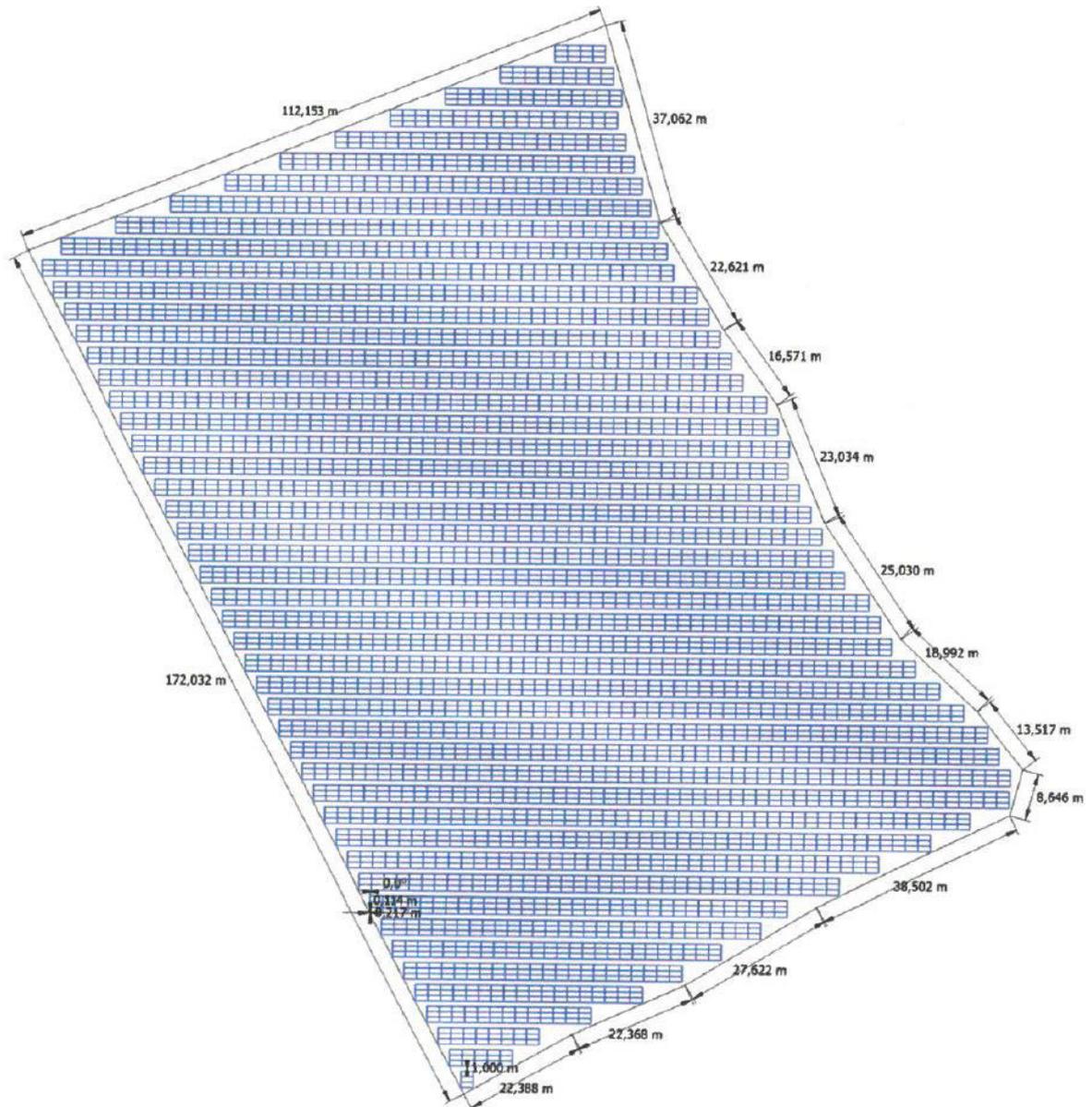


Abbildung 2: Bebauungsplan (Quelle: Auftraggeber)

## 4 Grundlagen der Optik

In diesem Abschnitt werden die Grundlagen zur Berechnung der Reflexion erläutert.

### 4.1 Geometrische Reflexionssituation

Nach dem Reflexionsgesetz ist der Winkel des einfallenden Lichtstrahls bezogen auf die Flächennormale (Senkrechte, Lot zur Fläche) gleich dem Winkel des reflektierten Strahls zur Normalen ( $\alpha = \beta$ ).

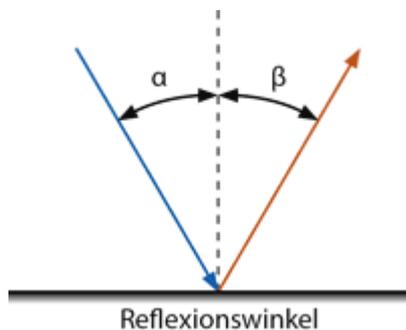


Abbildung 3: Reflexion eines Lichtstrahls

Das Reflexionsgesetz gilt grundsätzlich bei der Reflexion von Lichtstrahlen unabhängig davon, ob es sich bei der reflektierenden Fläche um eine ebene oder raue Oberfläche handelt. Im Fall einer rauen Oberfläche ändert sich jedoch der Einfallswinkel mit dem konkreten Einfallsort, sodass es zu einer Aufweitung des reflektierten Strahls kommt. Generell gilt, je rauer die Oberfläche, desto diffuser die Reflexion. In Abbildung 4 ist in a) die ideal gerichtete Reflexion an einer völlig glatten Oberfläche, eine reale auftretende Streuung an einer unebenen Oberfläche und eine ideal gestreute Reflexion nach dem Lambertschen Gesetz zu sehen.

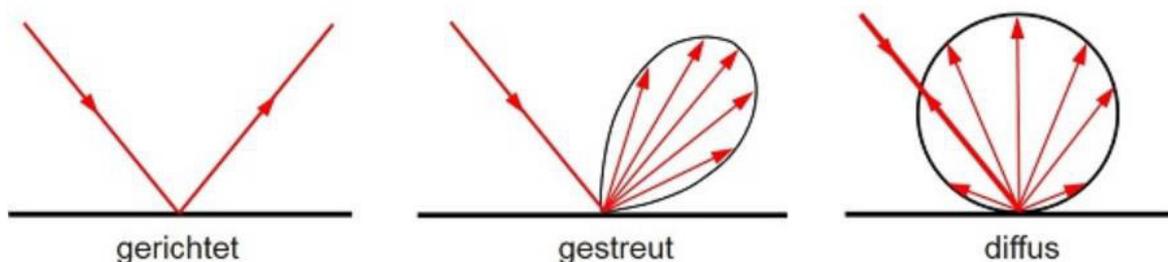


Abbildung 4: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion (Trempler 2015)

Bei realer Reflexion kommt zudem zu sogenannter Bündelaufweitung, einer Streuung um den idealen Reflexionswinkel. Mit steigendem Differenzwinkel zwischen idealem Reflexionswinkel und Streuwinkel nimmt die Intensität der reflektierten Strahlung stark ab, hier wird, wenn von einer Bündelaufweitung gesprochen wird, das Bogenmaß (oder der Winkel) der Standardabweichung um die Intensität der realen Reflexion verwendet, in Abbildung 5.

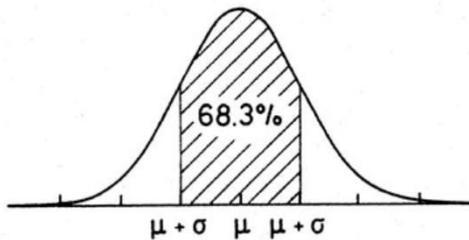


Abbildung 5: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung

## 4.2 Reflexionseigenschaften verschiedener Modultypen

Entscheidend für die Reflexionseigenschaften eines PV-Moduls ist die Oberflächenstruktur des Glases. In Abbildung 6 sind Messungen der Oberflächenstruktur und Bilder der auftretenden Reflexion für drei unterschiedlich stark texturierten Frontgläser zu sehen.

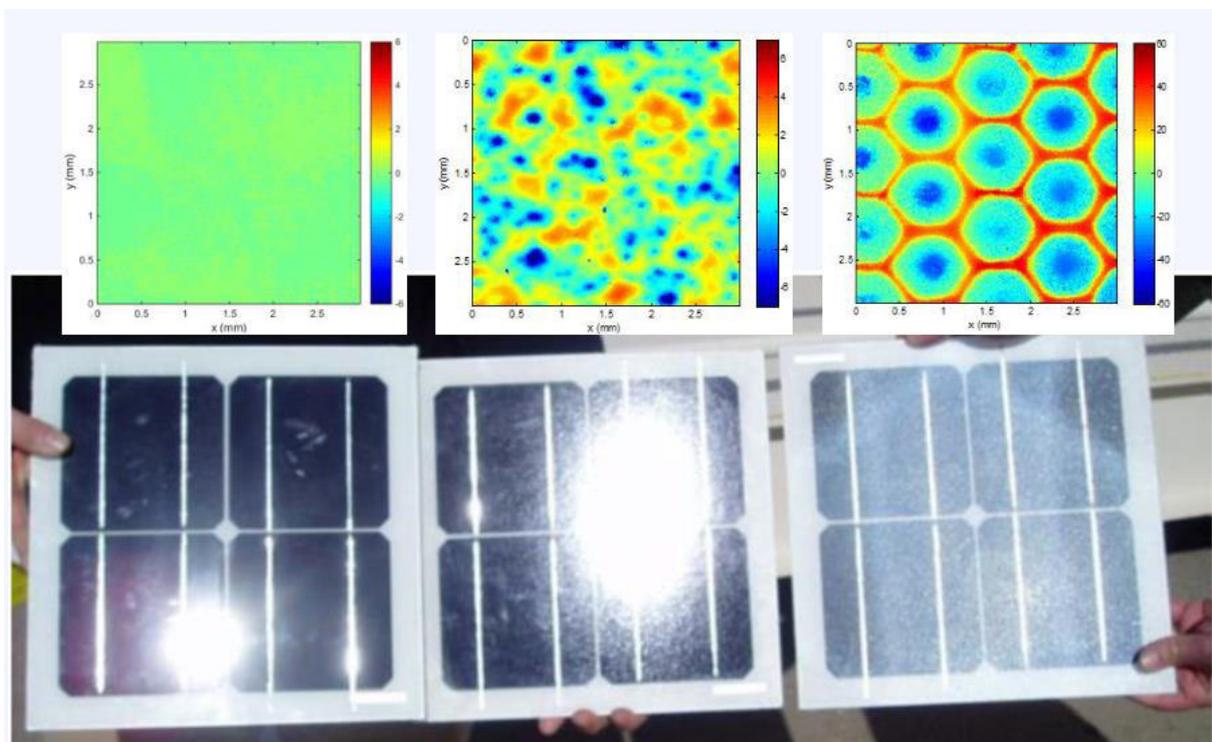


Abbildung 6: Messung der Oberflächenstruktur und Aufnahmen der Reflexion an Solarmodulen mit verschiedener Frontglas-Strukturierung, links: glattes Floatglas, mitte: leicht strukturiert mit Anti-Reflexionsschicht, rechts: tief strukturiert (Yellowhair und Ho 2015)

In der Messdatenanalyse wurde für Floatglas ein Strahlweitung von 20mrad ( $1,16^\circ$ ), für leicht- bis mittelstark texturiertes Glas eine Aufweitung von 92-184 mrad ( $5,34-10,6^\circ$ ) und für tiefstrukturiertes Glas 1000 mrad ( $58^\circ$ ) gemessen (Yellowhair und Ho 2015). Während leicht bis mittelstark strukturiertes Glas bereits als Standardprodukt vertrieben wird, handelt es sich bei tief-strukturiertem Glas noch nicht um Massenware, da die Herstellung mit erheblichen Mehrkosten einhergeht. Alternativ ist jedoch auch das Aufbringen geeigneter Folien oder das Verwenden von satiniertem Glas eine Möglichkeit beinahe vollständig blendfreie Module herstellen, siehe Abbildung 7.

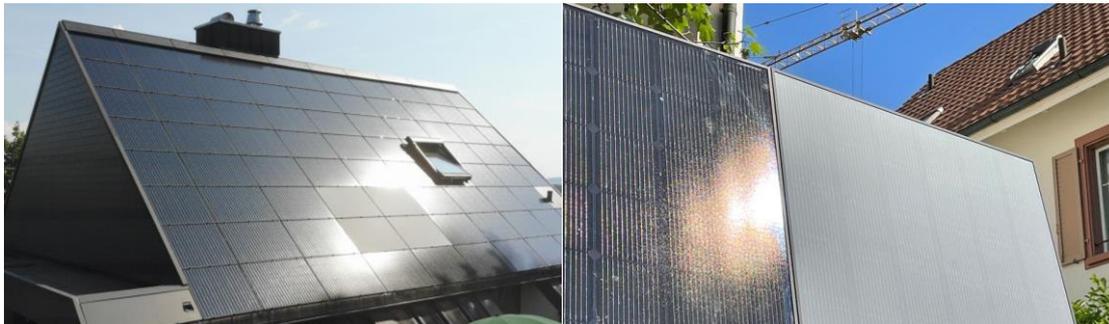


Abbildung 7: links: Module mit satinierter Folie (Bucher 2021), rechts: nachträglich sandgestrahltes Modul (Warthmann 2021)

Solarmodule sind so konzipiert, dass sie einen möglichst hohen Anteil des Sonnenlichtes zu nutzen, das Frontglas also eine möglichst hohe Transmissionsgrad und möglichst niedrigen Reflexionsgrad aufweist. Die Transmission von Solargläser liegt typischerweise bei rund 96% bei senkrechter Einstrahlung, sodass die Reflexionsverluste etwa 4% betragen. Mit Verwendung von Anti-Reflexions-Beschichtungen sind auch Reflexionsgrade von nur 2% möglich. Mit höheren Einfallswinkeln steigt der Reflexionsgrad jedoch bei beinahe allen Modularten stark an, zu sehen in Abbildung 8, Ausnahme sind hier nur tief texturierte Module.

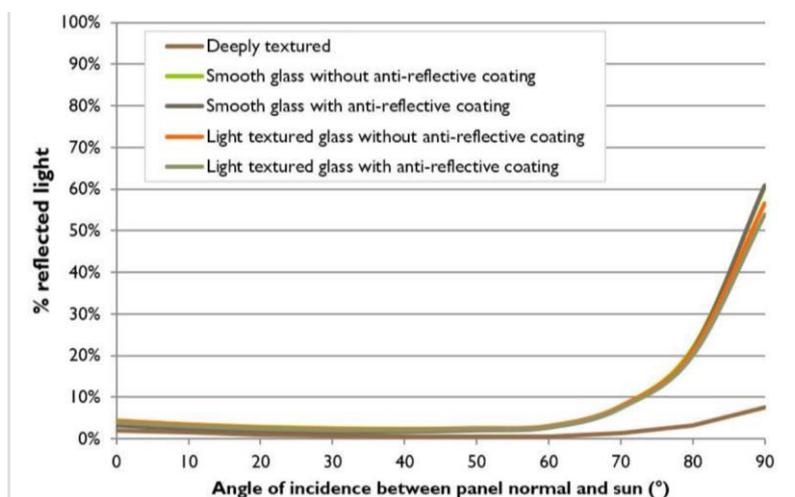


Abbildung 8 Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen (Yellowhair und Ho 2015)

### 4.3 Blendung

Blendung wird hier definiert als eine Störung der Wahrnehmung durch eine Lichtquelle. Hierfür ist zum einen die gewichtete Helligkeit des Sichtfeldes relevant, welche zu einer entsprechenden Adaption des Auges führt. Zum anderen die Helligkeit des Objekts, auf welche das Auge fokussiert ist. Wenn die Helligkeit der Blendquelle (gewichtet mit deren Entfernung zum zentralen Sichtfeld), eine Anhebung der adaptiven Helligkeit zur Folge hat, welche dann dazu führt, dass das Ziel nicht mehr richtig wahrgenommen werden kann, liegt eine Beeinträchtigung der Sicht vor. Dies wird in Abbildung 9 verdeutlicht: Erhöht sich die Adaptive Helligkeit, erhöht sich auch die minimale Helligkeit, die ein Objekt haben muss, um gut erkennbar zu sein.

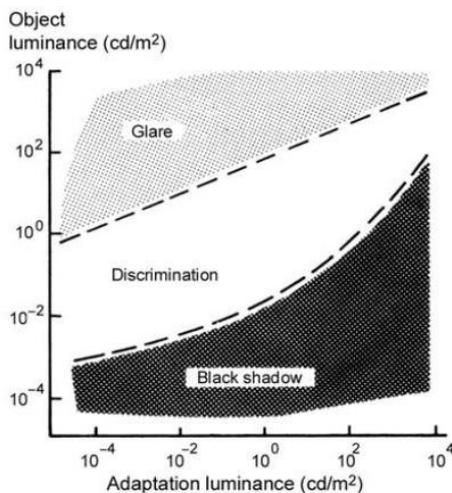


Abbildung 9: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges (Boyce 2014)

Es wird zwischen Blendung unterschieden, welche eine Beeinträchtigung der Sicht zur Folge hat und einer Blendung welche „nur“ als unangenehm empfunden wird. Während eine Beeinträchtigung der Sicht in Verkehrssituationen gänzlich vermieden werden sollte, ist für ortsfeste Beobachter eine kurzzeitige Beeinträchtigung durch Blendung ein geringeres Problem als eine lang andauernde „nur“ unangenehm empfundene Blendung. Wann eine Reflexion als unangenehm empfunden, wird hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. In der Literatur werden verschiedene Berechnungsmethoden vorgeschlagen, es hat sich jedoch bisher kein Standard etablieren können (Boyce 2014).

## 5 Methodik der Untersuchung

### 5.1 Bewertungsbasis

Um die betroffenen örtlich aufgelösten Bereiche bestimmen zu können und eine quantitative Aussage über die Reflexionsimmissionen zu treffen, wird ein Simulationstool verwendet. Dieses soll minutengenau darstellen, ob und zu welchem Zeitpunkt schutzwürdige Räume einer potenziellen Blendung ausgesetzt sind. Schutzwürdige Räume sind laut LAI-Hinweisen:

- Wohnräume
- Schlafräume einschließlich Übernachtungsräume in Beherbergungsstätten und Bettenräume in Krankenhäusern und Sanatorien
- Unterrichtsräume in Schulen, Hochschulen und ähnlichen Einrichtungen
- Büroräume, Praxisräume, Arbeitsräume, Schulungsräume und ähnliche Arbeitsräume (Ministerium für Umwelt 2012)

Ist einer dieser Räume von Blendung betroffen, wird überprüft, ob es zu einer erheblichen Belästigung im Sinne der LAI-Hinweise kommt. Derzeit gibt es dafür in Deutschland keine gesetzlichen Regelungen, bzw. Grenzwerte. Allerdings leiten die LAI - Hinweise Bewertungsgrößen aus einem Hinweispapier für Windenergieanlagen (Immissionsschutz 2002) ab. Die LAI-Hinweise definieren diese Bewertungsgrößen wie folgt:

*„[Gegenwärtig wird davon ausgegangen, dass...] eine erhebliche Belästigung im Sinne des BImSchG durch die maximal mögliche astronomische Blenddauer unter Berücksichtigung aller umliegenden Photovoltaikanlagen vorliegt, wenn diese **mindestens 30 Minuten am Tag oder 30 Stunden pro Kalenderjahr** beträgt.“* (Ministerium für Umwelt 2012)

Liegt die Blenddauer unterhalb dieser Grenzwerte wird die Blendung als allgemein hinnehmbar bewertet. Auch der Österreichische Verband für Elektrotechnik veröffentlichte im November 2016 eine Richtlinie mit identischen Richtwerten für die Ermittlung von durch Blendung verursachte Belästigung (OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik 2016). Zusätzlich zu den schutzwürdigen Räumen muss überprüft werden, ob die auftretende Blendung die Sicherheit von folgenden Bereichen gefährdet:

- Straßenverkehr
- Schienenverkehr
- Schifffahrtsverkehr
- Flugverkehr

Tritt in einem dieser Arbeitsbereiche Blendung auf, kann selbst eine kurzzeitige Blendung schwerwiegend Folgen haben. Es sollte deshalb beim Auftreten von Blendung im Verkehrsbereich mit der Behörde und den Beteiligten eine Risikoanalyse zur Gefährdungsbeurteilung vorgenommen werden, um ggf. Blendschutzmaßnahmen vorzunehmen.

## 5.2 Simulationstool und Modellierung

Als Simulationstool zur Bestimmung der auftretenden Blendung wird das Programm *ForgeSolar* der Firma Sims Industries, LLC verwendet. Dieses basiert auf dem wissenschaftlichen Modell „Solar Glare Hazard Analysis Tool“, welches durch die Sandia National Laboratories, New Mexico entwickelt wurde. Dieses wurde 2013 in den USA von staatlicher Seite anerkannt und bis 2021 war eine Analyse mit diesem Tool verpflichtend für PV-Flächen in Flughafenumgebung (Federal Aviation Administration 2013).

Das Tool berechnet aus den lokalen Sonnenständen die Einfallswinkel auf die Module, bzw. Modulreihen. Hierzu werden auf einer Karte die Modulflächen markiert und Neigungswinkel und Azimut der Ausrichtung eingestellt. Mit den Höhendaten des Geländes wird hieraus eine einheitliche Fläche approximiert. Es lassen sich verschiedene Modultypen mit unterschiedlichen Reflexionseigenschaften auswählen, welche im Wesentlichen darüber entscheiden, wie stark das reflektierte Licht gestreut wird. Die Simulation wertet nur als relevant markierte Beobachtungspunkte und Strecken aus. Die Auflösung der Simulation ist minütlich und erfolgt für ein Kalenderjahr. Bei der Simulation werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Blendwirkung wird unabhängig vom Bedeckungsgrad des Himmels berechnet. Somit ergeben sich die astronomisch maximalen Blendzeiträume. Das entspricht einer „worst case“ Betrachtung der Blendsituation. Das Vernachlässigen der Wetterverhältnisse empfiehlt auch das Ministerium für Umwelt (Ministerium für Umwelt 2012) und die TU Ilmenau (Schierz 2012).
- Zur Bewertung des Straßenverkehrs wird nur die Blendung im Bereich des Blickwinkels von  $\pm 30^\circ$  berücksichtigt, ausgehend von der jeweiligen Fahrtrichtung. Zur Bewertung des Bahnverkehrs wird die Blendung im Bereich des Blickwinkels von  $\pm 20^\circ$  berücksichtigt. Zudem werden Blendungen nicht betrachtet, welche aus der gleichen Richtung wie die direkte Sonnenstrahlung kommen. Somit muss die Differenz der Richtungsvektoren von Reflexionsstrahl und Sonneneinstrahlung weniger als  $10^\circ$  betragen. Dies wird begründet dadurch, dass die Sonne, die eine höhere Lichtintensität aufweist als die Reflexion, als Hauptblendquelle wahrgenommen wird und die Reflexion in diesen Fällen keine zusätzliche Blendungsquelle darstellt (OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik 2016).
- Der Immissionsort im Straßenverkehr wird in der Regel auf eine Höhe von 3 m festgelegt, was in etwa der Sichthöhe von Lastkraftwagen entspricht. Grund hierfür ist, dass in der Regel höhere Beobachtungspositionen auch einer stärkeren Blendung ausgesetzt sind. In Situationen, in denen das nicht zutrifft, weil eine Blendung von oben stattfindet, wird die Sichthöhe stattdessen auf 1,5 m über dem Boden festgelegt, um in diesem Fall einen PKW abzubilden. Der Immissionsort von Bahntrassen wird typischerweise auf 3 m über dem Boden festgelegt.

Für weitere Informationen wird an dieser Stelle auf die Webseite von ForgeSolar verwiesen (ForgeSolar 2022).

### 5.3 Simulationsausgabe und -bewertung

Die Simulation wertet jede PV-Fläche und jeden Beobachtungspunkt bzw. Strecke einzeln aus. Es werden dabei folgende Werte für jede Minute, jeweils für die betreffende Position berechnet:

- Die Einstrahlungsstärke der Sonne in Abhängigkeit der Uhrzeit [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]
- Der berechnete Reflexionsgrad des PV-Fläche [-]
- Alle Strahlungsvektoren
- Der Raumwinkel des blendenden Bereichs der PV-Fläche aus Sicht des Beobachters [rad]
- Die Bestrahlungsstärke der Reflexion auf der Netzhaut [ $\text{W}/\text{cm}^2$ ]
- Die Einstufung des Blendpotenzials auf Basis der Bestrahlungsstärke und der Größe der Blendquelle [grün/gelb/rot]
- Leuchtdichte der Blendung [ $\text{cd}/\text{m}^2$ ]

Das Blendpotenzial wird gemäß Abbildung 10 in drei Bereiche unterteilt. Im grünen Bereich ist davon auszugehen, dass keine Beeinträchtigung der Sicht stattfindet, im gelben Bereich kann es dagegen zu Sichteinschränkungen kommen und im roten Bereich sogar zu dauerhaften Verbrennungen der Netzhaut. Je größer die Blendquelle (angegeben als Sichtwinkel in Milli-rad), desto größer ist auch deren Blendpotenzial.

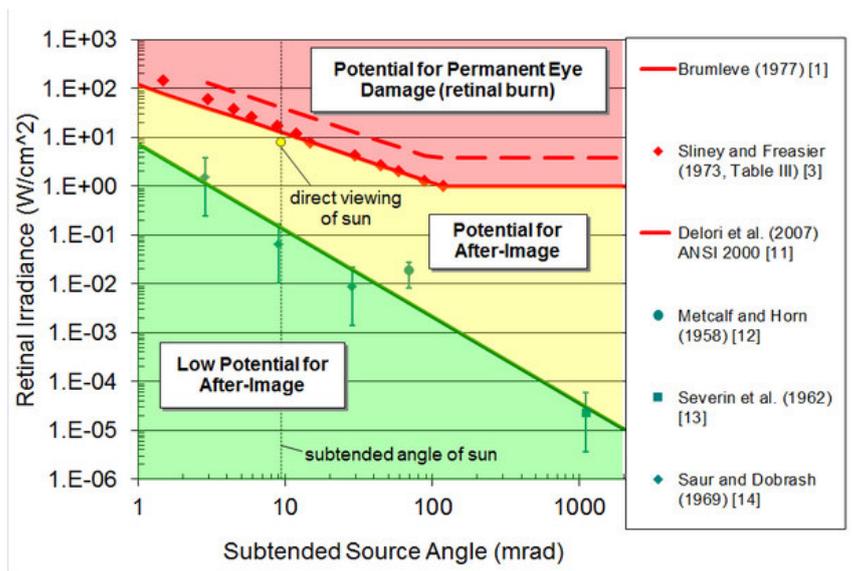


Abbildung 10: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung (ForgeSolar 2022)

## 6 Simulation

Dieses Kapitel stellt die Simulationsparameter dar. Es werden die Eingabedaten und Simulationsparameter für die PV-Flächen und die zu untersuchenden Immissionsorte aufgeführt. In Abbildung 11 ist eine Übersicht über die angelegte Simulation dargestellt.



Abbildung 11: Anlage der PV-Flächen und Immissionsorte in der Simulation

### 6.1 PV - Anlage

Für die Simulation werden die Eingabedaten der PV - Anlage mit den Koordinaten und der Höhe über Normalhöhennull ermittelt. Die Nachstellung im Simulationsprogramm basiert auf den vom Auftraggeber zur Verfügung gestellten Planungsunterlagen, sowie Sattelitendaten. Als mittlere Modulhöhe ergeben sich 2,8 m. Die genauen Koordinaten der Eckpunkte der PV-Flächen sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Koordinaten, Höhe ü. NN, Untersuchungshöhe und Gesamthöhe über NN der PV-Flächen

	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Geländehöhe ü. NN [m]	Modulhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
PV-Feld	1	50,35649	11,15519	373	2,8	375,8
	2	50,35695	11,15661	374,3	2,8	377,1
	3	50,35573	11,15779	374,7	2,8	377,5
	4	50,35521	11,1562	372,4	2,8	375,2

## 6.2 Immissionsorte

Als relevante Immissionsorte werden beide Fahrrichtungen der Bahntrasse im Osten und die Bundesstraße B89 im Westen des Solarparks untersucht. Grundlage für die gewählten Immissionsorte sind Angaben des Auftraggebers, sowie Satellitenbilder. Die exakten Koordinaten, Höhe ü. NN, die für die Simulation angenommene Untersuchungshöhe und die daraus resultierende Gesamthöhe sind aus Tabelle 2 zu entnehmen.

Tabelle 2: Koordinaten der zu untersuchenden Immissionsorte

Immissionsort	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Geländehöhe ü. NN [m]	Betrachtungshöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
Bahntrasse	1	50,35519	11,16032	379,2	3	382,2
	2	50,35533	11,15933	378,1	3	381,1
	3	50,35566	11,15837	376,1	3	379,1
	4	50,35608	11,15761	374,8	3	377,8
	5	50,35669	11,15705	373,3	3	376,3
	6	50,35711	11,15683	371,7	3	374,7
	7	50,3577	11,15672	371,1	3	374,1
	8	50,3582	11,15678	370,6	3	373,6
Bundesstraße B89	1	50,35763	11,15128	364,8	3	367,8
	2	50,35718	11,15129	364,8	3	367,8
	3	50,35678	11,15135	364,9	3	367,9
	4	50,35618	11,15157	365,5	3	368,5
	5	50,35576	11,15174	366	3	369
	6	50,35523	11,15204	366,6	3	369,6
	7	50,35428	11,15258	367,3	3	370,3
	8	50,35365	11,15294	368,6	3	371,6
	9	50,35304	11,15327	369,3	3	372,3
	10	50,35202	11,15386	369,5	3	372,5

## 7 Ergebnisse

Nachfolgend sind die Ergebnisse der Simulation bezüglich der potenziell auftretenden solaren Blendungen durch Reflexionen dargestellt. Die Simulationsergebnisse werden aufgrund der technischen Limitierung der Simulationssoftware einer weiteren Korrektur unterzogen. So ist gemäß LAI-Hinweisen keine Blendung gegeben, wenn die Richtung des Vektors der Lichtreflexion und die des Vektors der Sonnenstrahlung weniger als  $10^\circ$  auseinander liegen. Das bedeutet, dass die Sonne aus nahezu der gleichen Richtung scheint wie die Reflexion der Sonne an den PV-Modulen. Somit wird die Sonne, die eine höhere Lichtintensität aufweist als die Reflexion, als Hauptblendquelle wahrgenommen. Die Reflexion wird sozusagen von der Sonne überstrahlt und erscheint nicht als zusätzliche Blendung. Auch Sichtunterbrechungen werden durch die Simulation nicht ermittelt, sondern müssen nachträglich herausgefiltert werden. Die genaue Vorgehensweise hierbei wird in den folgenden Abschnitten erläutert. In Tabelle 3 sind die Werte nach genannten Korrekturen aufgeführt, kritische Werte welche den LAI-Grenzwert von 30 Stunden/Jahr bzw. 30 Minuten/Tag überschreiten oder als kritisch für den Verkehr eingestuft werden sind in Rot dargestellt. Die so simulierte Blenddauer stellt das Höchstmaß potenzieller Blendung dar, welche ohne Bewölkung auftritt.

Tabelle 3: Simulationsergebnisse: gesamte potenzielle Blenddauer in Minuten über ein Jahr

Immissionsort	Potenzielle Blenddauer in Stunden
Bahntrasse	42,0
Bundesstraße B89	0

Die Ergebnisse für die Bundesstraße B89 werden nicht näher erläutert, da es zu keinen potenziellen Blendauern kommt.

### Bahntrasse

Die Ergebnisse der Simulation für die Bahntrasse sind in Abbildung 12 dargestellt. Es kommt zwischen Anfang April bis Mitte September zu potenzieller Blendung mit Immissionswinkeln zwischen  $94^\circ$  -  $115^\circ$  ausgehend vom Immissionsort. Die potenzielle Blendung tritt in den Abendstunden zwischen 18:35 und 19:10 auf.

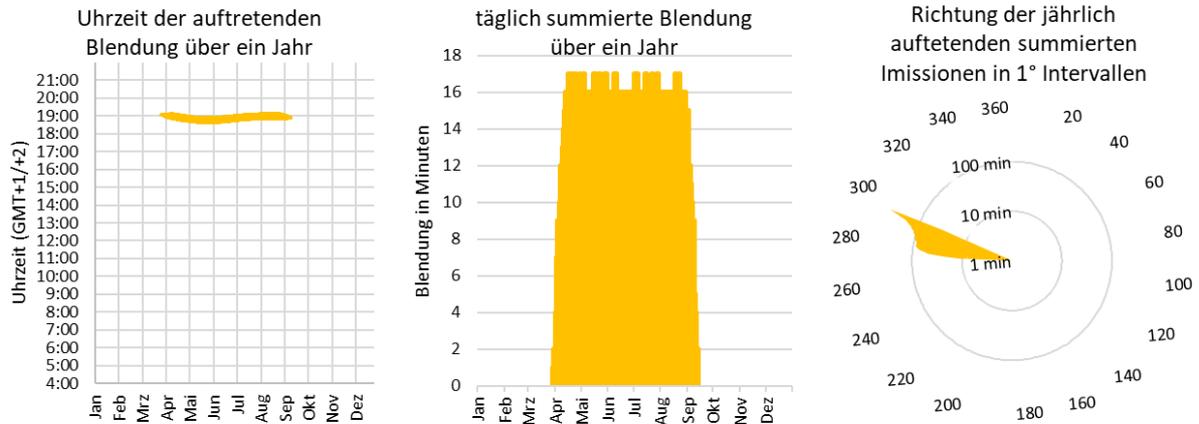


Abbildung 12: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf die Bahntrasse

In Abbildung 13 ist der theoretisch von potenzieller Blendung betroffener Streckenabschnitt der Bahntrasse dargestellt. Die potenzielle Blendung auf der Bahntrasse tritt in den Abendstunden in Fahrtrichtung Norden auf. Eine potenzielle Blendung wird durch den bestehenden Bewuchs und die Bebauung zwischen Bahntrasse und geplantem Solarpark weitestgehend verhindert.



Abbildung 13: Ohne Sichtunterbrechung von potenzieller Blendung betroffener Streckenabschnitt der Bahntrasse in Orange, PV-Fläche in Blau, betroffener Sichtbereich in Rot und bestehende Sichtunterbrechung in Grün

In Abbildung 14 ist zu erkennen, dass eine Sichtunterbrechung durch bestehenden Bewuchs und Bebauung weitestgehend gegeben ist. Nur zwischen der ersten und zweiten Baumgruppe an der Bahntrasse besteht ein kurzer Abschnitt mit Sichtverbindung zum geplanten Solarpark. Dieser beschränkt sich auf einen kurzen Streckenabschnitt. Das Gutachten kommt daher zu der Einschätzung, dass für den Bahnverkehr beim aufgeführten derzeitigen Bewuchs keine erhöhte Gefährdung besteht.



Abbildung 14: Foto von bestehendem Bewuchs und bestehender Bebauung an der Orange gekennzeichneten Bahntrasse vom Standort des geplanten Solarparks



## **8 Schlussbemerkung**

Untersucht wurde die potenzielle Blendung durch direkte Reflexion der Sonnenstrahlen an den Modulflächen für den geplanten Solarpark Sonneberg. Für die Bundesstraße B89 wurde durch das Gutachten keine potenzielle Blendung ermittelt. Für die Bahntrasse wurde durch das Gutachten potenzielle Blendung ermittelt. Mit dem auf den Satellitenbildern ersichtlichen natürlichen Sichtschutz durch Bewuchs wird eine potenzielle Blendung des Verkehrs auf der Bahntrasse weitestgehend ausgeschlossen.

Das Gutachten kommt daher zur Einschätzung, dass keine erhöhte Gefährdung des Verkehrs besteht. Sollte der Bewuchs und die Bebauung entfernt werden, werden ausgleichende Blendschutzmaßnahmen empfohlen.

## 9 Literaturverzeichnis

- Boyce, Peter R. *Human Factors in Lightning*. Boca Raton: CRC Press, 2014.
- Bucher, Christof. „bulletin.ch.“ *Reflexionen an Photovoltaikanlagen*. 24. September 2021. <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/reflexionen-an-photovoltaikanlagen.html>.
- Federal Aviation Administration. „Interim Policy, FAA Review of Solar Energy System Projects on Federally Obligated Airports.“ *Vol. 78, No. 205*. Federal Register, 23. October 2013.
- ForgeSolar. *ForgeSolar*. 29. 07 2022. <https://www.forgesolar.com/help/#ref-yel-2015>.
- Immissionsschutz, Länderausschuss für. „Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immission von Windnergieanlagen (WEA-Schattenwurf-Hinweise), verabschiedet auf der 103. Sitzung.“ 2002.
- Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg als Vorsitzland der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI). „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI).“ 2012.
- OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik. „Blendung durch Photovoltaikanlagen.“ Wien, 1. 11 2016.
- Schierz, Christoph. *Über die Blenbewertung von reflektierenden Sonnenlicht bei Solaranlagen*. Ilmenau: TU Ilmenau, FG Lichttechnik, 2012.
- Trempler, J. *Optische Eigenschaften*. München: Carl Hanser Verlag, 2015.
- Warthmann, Peter. „gebaeudetechnik.ch.“ *Sandstrahl-Atelier löst Blendproblem*. 15. Oktober 2021. <https://www.gebaeudetechnik.ch/gebaeudehuelle/photovoltaikanlage/sandstrahl-atelier-loest-blendproblem/>.
- Yellowhair, Julius Yellowhair, und Clifford K. Ho. „Assessment of Photovoltaic Surface Texturing on Transmittance Effects and GlintGlare Impacts.“ *Proceedings of the ASME 2015 9th International Conference on Energy Sustainability*. Albuquerque, New Mexico: Laboratories, Sandia National, 2015. 49481.
- Zehndorfer Engineering GmbH . „Lichttechnisches Gutachten Reflexionen KIOTO HC Modul.“ Klagenfurt, 2022.

## 10 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Geplante PV-Flächen in Blau und Umgebung (Quelle: Google Earth).....	3
Abbildung 2: Bebauungsplan (Quelle: Auftraggeber).....	4
Abbildung 3: Reflexion eines Lichtstrahls.....	5
Abbildung 4: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion (Trempler 2015) .....	5
Abbildung 5: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung .....	6
Abbildung 6: Messung der Oberflächenstruktur und Aufnahmen der Reflexion an Solarmodulen mit verschiedener Frontglas-Strukturierung, links: glattes Floatglas, mitte: leicht strukturiert mit Anti-Reflexionsschicht, rechts: tief strukturiert (Yellowhair und Ho 2015) .....	6
Abbildung 7: links: Module mit satiniertes Folie (Bucher 2021), rechts: nachträglich sandgestrahltes Modul (Warthmann 2021) .....	7
Abbildung 8 Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen (Yellowhair und Ho 2015) .....	7
Abbildung 9: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges (Boyce 2014).....	8
Abbildung 10: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung (ForgeSolar 2022) .....	11
Abbildung 11: Anlage der PV-Flächen und Immissionsorte in der Simulation.....	12
Abbildung 12: Zeitraum und Richtung der potenziellen Blendung auf die Bahntrasse .....	15
Abbildung 13: Ohne Sichtunterbrechung von potenzieller Blendung betroffener Streckenabschnitt der Bahntrasse in Orange, PV-Fläche in Blau, betroffener Sichtbereich in Rot und bestehende Sichtunterbrechung in Grün .....	15
Abbildung 14: Foto von bestehendem Bewuchs gekennzeichnet in Orange an der Bahntrasse .....	16