



Gesellschaft für Solarenergie Berlin mbH
Unternehmen des DGS Landesverbandes Berlin Brandenburg e.V.

DGS Gesellschaft für Solarenergie Berlin mbH
Erich-Steinfurth-Str. 8
10243 Berlin

Phone +49 (030) 29 38 12 60

Fax +49 (030) 29 38 12 61

Email dgs@dgs-berlin.de

Web www.dgs-berlin.de

Fachgutachten zur Bewertung der Blendwirkung durch Reflexion an PV-Modulen (Blendgutachten) des Solarparks Brück - Linthe

Anlage: Solarpark Brück - Linthe
14822
Brück / Linthe

in Auftrag gegeben von: Green City AG
Fabian Kempf
Zirkus-Krone-Str. 10
80335 München

Projektnummer: A18.160/032

Gutachter: M. Sc. Lorenz Groß

Bearbeiter: M. Sc. Christoph Johann

Berlin, 23.08.2021

Handelsregister:
Amtsgericht
Charlottenburg
HRB 90823 B

Bankverbindung:
Bank für Sozialwirtschaft
BLZ 100 205 00
Konto 130 96 00

U-ID-Nr.: DE 813844044
Steuer-Nr.: 37/259/32257
BIC: BFSWDE33BER
IBAN: DE 84 1002 0500 00013 09600

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	6
2	Beschreibung der Umgebung	6
3	Beschreibung der PV-Anlage	8
4	Grundlagen der Strahlengeometrie	10
4.1	Geometrische Reflexionssituation	10
4.2	Reflexionseigenschaften des vorgesehenen Modultyps	12
4.3	Reflexion von gerichteter Strahlung an den Glasflächen der Module	13
5	Methodik der Untersuchung.....	14
5.1	Bewertungsbasis.....	14
5.2	Simulationstool und Modellierung.....	15
5.3	Simulationsausgabe und -bewertung	16
6	Simulation	17
6.1	Simulationsparameter	17
6.1.1	PV-Anlage	17
6.1.2	BAB 9	19
6.1.3	Weitere Untersuchungspunkte.....	20
6.2	Ergebnisse	22
7	Auswertung	23
7.1	BAB 9... ..	23
7.2	OP 2... ..	24
7.3	OP 4... ..	26
7.4	OP 7... ..	28
8	Blendschutzmaßnahmen	30
8.1	Darstellung der Blendreflexionen.....	30
8.2	Ausarbeitung der Blendschutzmaßnahmen	31
8.3	Untersuchung der Ausrichtungsvarianten	34
8.4	Umsetzung der Blendschutzmaßnahme durch den Auftraggeber	34
9	Fazit.....	36



10	Literaturverzeichnis.....	37
----	---------------------------	----

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Geplanter Solarpark (gelbe Stecknadel, blau markiert) und Gemeinde Brück sowie Linthe (Quelle: Google Earth).....	6
Abbildung 2: Vor-Ort-Aufnahme des geplanten Solarparks (Quelle: Auftraggeber)	7
Abbildung 3: Geplante Modulaufständerung und Tischbelegung für den Solarpark Brück - Linthe (Quelle: Auftraggeber)	8
Abbildung 4: Belegungsbeispiel der geplanten PV-Module und Tischreihen (Quelle: Auftraggeber).....	9
Abbildung 5: Reflexion eines Lichtstrahls.....	10
Abbildung 6: (a) Ideale spekulare Reflexion, (b) Reale spekulare Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion Quelle: (Linz, Kunst Universität).....	10
Abbildung 7: Mikrostrukturierte (matt/matt) Oberfläche (Solarglass (matt/matt) SILK)	12
Abbildung 8: Streuung der gerichteten Strahlung/Sonnenstrahlung	12
Abbildung 9: Reflexion von gerichteter Reflexion an der Glasfläche des Moduls (Darstellung anhand eines Strahls).....	13
Abbildung 10: Verortung des Solarparks Brücke Linthe anhand eines Kartenausschnitts (Quelle: Google Earth)	17
Abbildung 11: Verortung der BAB 9 (Quelle: Google Earth)	19
Abbildung 12: Verortung der Strecke unterteilt in Untersuchungsorte (OP 1 – OP 8) (Quelle: Google Earth)	21
Abbildung 13: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für die die BAB 9	23
Abbildung 14: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP2.....	24
Abbildung 15: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) für OP 2.....	25
Abbildung 16: Fläche mit Reflexionen auf OP 2	25
Abbildung 17: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP 4.....	26
Abbildung 18: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) für OP 4.....	27
Abbildung 19: Fläche mit Reflexionen auf OP 4	27
Abbildung 20: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP 7.....	28
Abbildung 21: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) für OP 7.....	29
Abbildung 22: Fläche mit Reflexionen auf OP 7	29
Abbildung 23: Blendreflexionen, ausgehend von dem Solarpark, in Richtung Westen. Dargestellt ist der nördlichste Punkt innerhalb des Solarparks, welcher Blendung in Richtung des Straßenverkehrs verursacht. Weiterhin zu sehen sind die simulativ ermittelten Winkel der Blendreflexionen in Richtung der BAB 9. Die roten Linien stellen den Blickwinkel ($\pm 30^\circ$) des Straßenverkehrs dar.	30
Abbildung 24: Blendreflexionen, ausgehend von dem Solarpark, in Richtung Westen. Dargestellt ist der südlichste Punkt innerhalb des Solarparks, welcher Blendung in Richtung des Straßenverkehrs verursacht. Weiterhin zu sehen sind die simulativ ermittelten Winkel der Blendreflexionen in Richtung der BAB 9. Die roten Linien stellen den Blickwinkel ($\pm 30^\circ$) des Straßenverkehrs dar.	31

Abbildung 25: Blickwinkelberücksichtigung für den Straßenverkehr der BAB 9. Die roten Linien stellen den Blickwinkel (+30°) des Straßenverkehrs dar. Weiterhin sind die Winkel der Blendreflexionen, ausgehend von dem PV-Feld, gelb dargestellt. Daraus ergibt sich die Länge des notwendigen Blendschutzzauns, orange dargestellt. Für diesen Bereich muss eine Sichtunterbrechung zwischen den verglasten Oberflächen des Solarparks und der BAB 9 hergestellt sein. Die Höhe variiert zwischen 4 m für den Großteil des Solarparks und 4 m bis 5 m für den südlichen Teil des Solarparks, sodass auch der erhöhte Abschnitt im Bereich der Brücke geschützt ist.	32
Abbildung 26: Vor-Ort-Aufnahme zur Verdeutlichung der Höhenunterschiede zwischen dem Solarpark und der BAB 9	33
Abbildung 27: Vor-Ort-Aufnahme zur Verdeutlichung der Höhe der zu errichtenden Blendschutzmaßnahme.....	33
Abbildung 28: Blendschutzmaßnahme in Form von Hohlkörperlamellen, die direkt an der Schutzplanke der BAB 9 installiert wird.....	34
Abbildung 29: Angepasstes Parklayout der geplanten PV-Module und Tischreihen mit einem Azimutwinkel von 150° (bei: 0° Norden, 180° Süden). Das neue Parklayout ist somit „blendfrei“ (Quelle: Auftraggeber)	35

1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission einer PV-Freiflächenanlage in Brück - Linthe (Stadt / Gemeinde im Landkreis Potsdam-Mittelmark in Brandenburg) und die damit einhergehende Beeinträchtigung der Umgebung untersucht. Die Freiflächenanlage ist in zwei Planfelder unterteilt. Der Straßenverkehr der Bundesautobahn 9 (kurz: BAB 9) wird hinsichtlich potenzieller Blendungen ausgewertet.

2 Beschreibung der Umgebung

Die PV-Freiflächenanlage ist in der Umgebung von Linthe geplant. Der Mittelpunkt der Koordinaten der Freiflächenanlage liegt bei 52°11'21.84"N und 12°51'18.04"E. Der erste Planteil bzw. der SP Linthe befindet sich unmittelbar westlich des Gewerbegebiets Alt Bork. Der zweite Planteil bzw. der SP Brück grenzt direkt südwestlich am ersten Planteil an. Aus diesem Grund werden die beiden Planteile in dieser Untersuchung zu einem zusammengefasst. Abbildung 1 verdeutlicht den Mittelpunkt (gelbe Stecknadel) der geplanten PV-Freiflächenanlage und die direkte Umgebung auf einem Kartenausschnitt. Abbildung 2 zeigt eine Vor-Ort-Aufnahme der geplanten Fläche des Solarparks.



Abbildung 1: Geplanter Solarpark (gelbe Stecknadel, blau markiert) und Gemeinde Brück sowie Linthe (Quelle: Google Earth)



Abbildung 2: Vor-Ort-Aufnahme des geplanten Solarparks (Quelle: Auftraggeber)

3 Beschreibung der PV-Anlage

Aus dem aktuellen Vorentwurf der technischen Auslegung des Solarparks Brück - Linthe ist zu entnehmen, dass die untere Modulkante auf einer Höhe von 0,8 m und die obere Modulkante 2,486 m über Grund geplant ist. Der Reihenabstand der Module beträgt voraussichtlich 8,147 m. Die mittlere in der Simulation angenommene Modulhöhe liegt somit bei 1,643 und berechnet sich aus der geplanten Aufständerung unabhängig von der Geländeneigung, da diese bereits in der Simulation berücksichtigt wird. Die Aufständerung der Module ist in einer Neigung von 15° bei einer Ausrichtung von 180° (bei: 0° Norden, 180° Süden) geplant. Die grafische Darstellung ist aus Abbildung 3 zu entnehmen. Abbildung 4 verdeutlicht ein Belegungsbeispiel.

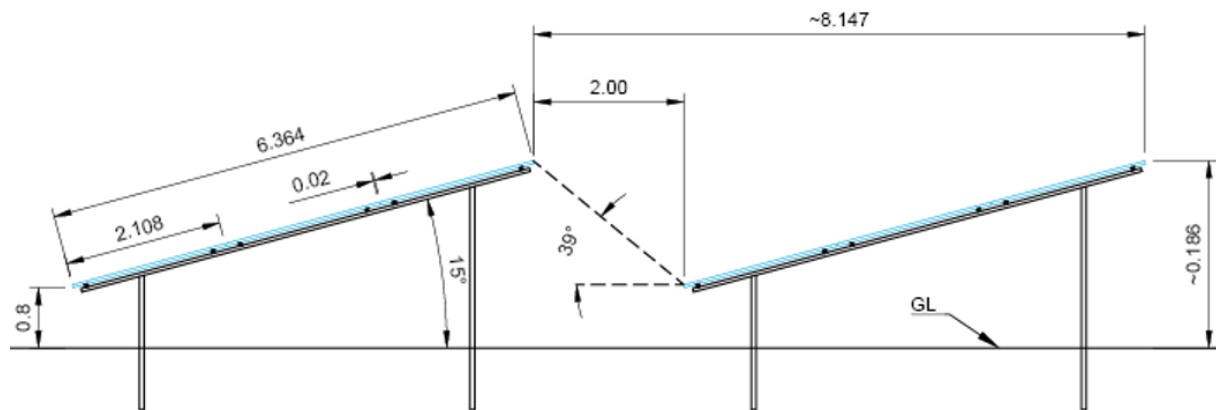


Abbildung 3: Geplante Modulaufständerung und Tischbelegung für den Solarpark Brück - Linthe
(Quelle: Auftraggeber)

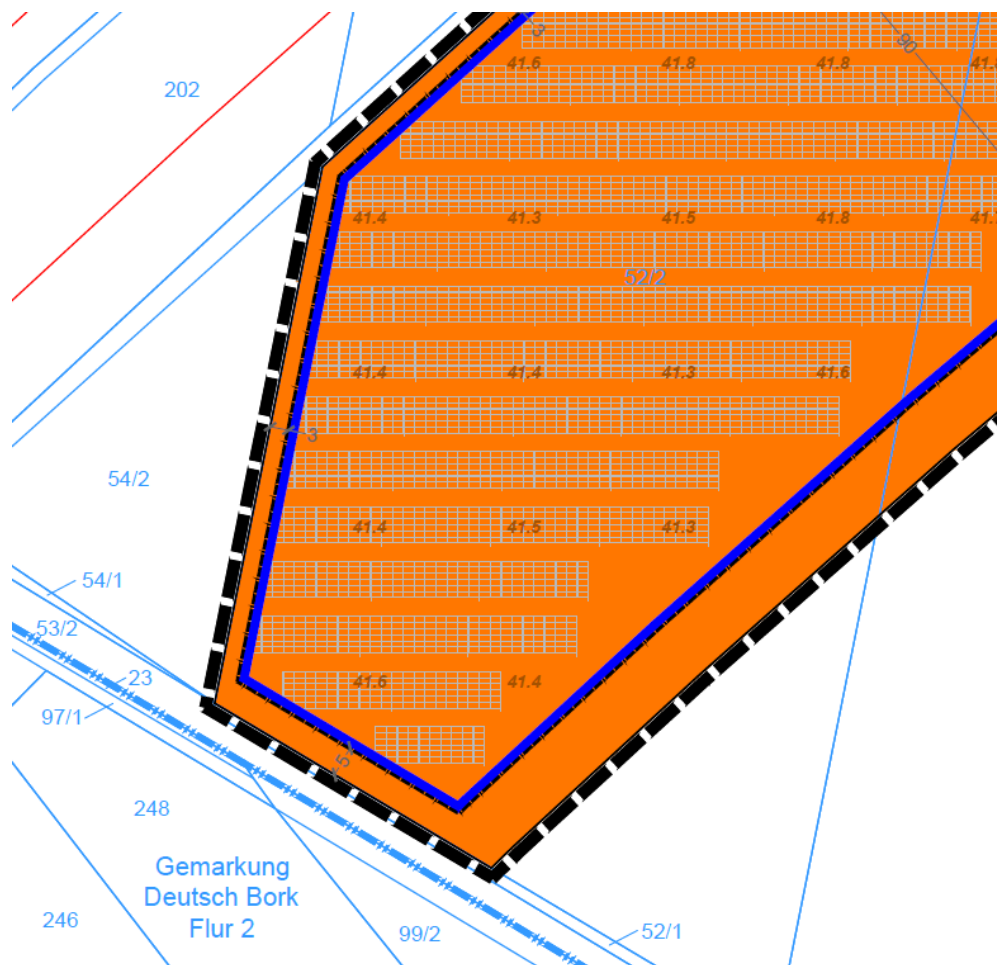


Abbildung 4: Belegungsbeispiel der geplanten PV-Module und Tischreihen (Quelle: Auftraggeber)

4 Grundlagen der Strahlengeometrie

In diesem Abschnitt werden die Grundlagen zur Berechnung der Lichtemission 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 ($\alpha = \beta$).

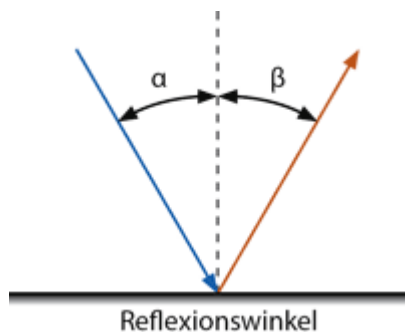


Abbildung 5: Reflexion eines Lichtstrahls

Das Reflexionsgesetz gilt grundsätzlich bei der Reflexion von Lichtstrahlen, auch wenn die reflektierende Oberfläche nicht eben ist oder diffuses Licht einfällt. Dann gilt für jeden einzelnen Lichtstrahl am jeweiligen Auftreffpunkt auf der Oberfläche individuell das Reflexionsgesetz.

Trifft das Licht auf eine schwarze und undurchsichtige Oberfläche, so wird es (zum größten Teil) absorbiert. Es wird nur ein sehr geringer Teil des Lichts reflektiert. So erscheint ein Modul, das mit schwarzen (monokristallinen) bzw. blauen (polykristallinen) Zellen bestückt ist, als dunkle Fläche.

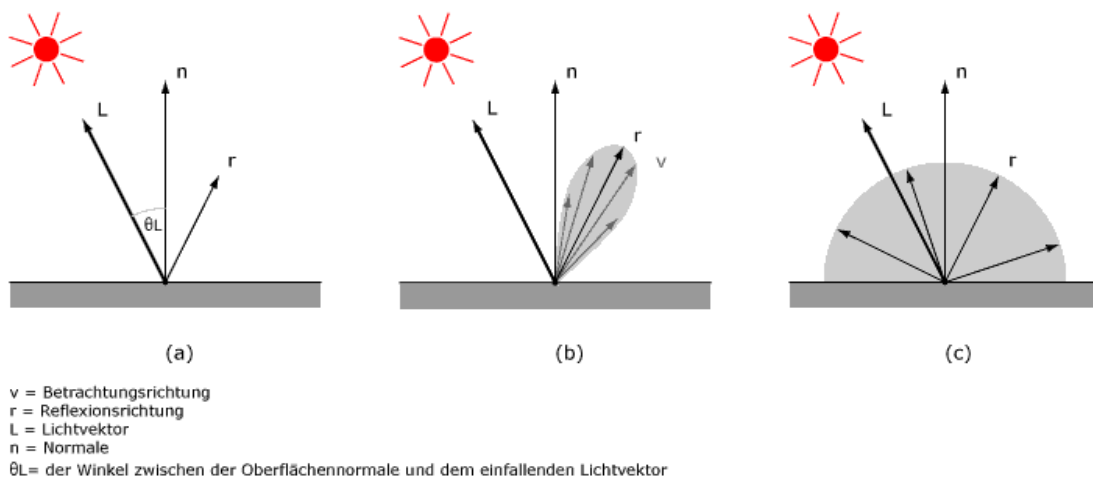


Abbildung 6: (a) Ideale spekulare Reflexion, (b) Reale spekulare Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion
Quelle: (Linz, Kunst Universität)

Die Streuung der reflektierten Strahlung ist relativ hoch, so dass eine Blendwirkung durch gerichtete (Sonnen-)Strahlung mit zunehmendem Abstand im Allgemeinen nicht als Blendung, sondern als Aufhellung („heller Fleck“) der bestrahlten Oberfläche wahrgenommen wird. Der Kernbereich eines „Strahlbündels“ (von der Sonne kommende parallele Lichtstrahlen) ist als helle Fläche auf dem im übrigen Bereich dunklen Modul wahrzunehmen, die zu keiner Blendung führt. Verschmutzung durch Staub etc. kann zu einer zusätzlichen Streuung des reflektierten Lichtes führen.

Neben der idealen Reflexion (a) entsprechend des Brechungsgesetzes ergeben sich durch strukturierte Glasoberflächen weitere Strahlrichtungen. Dabei bildet sich nach dem Lambertzschen Gesetz ein weiterer Schwerpunkt in Richtung der Normalen, d.h. senkrecht zur Glasoberfläche aus. Im Falle von aufgeständerten PV-Anlagen ist diese Strahlrichtung nicht relevant, da in den Himmel gerichtet. (b) beschreibt die nichtideale Reflexion in Form einer Bündelaufweitung. Mit steigendem Differenzwinkel zwischen Reflexionswinkel und Richtung des Betrachters nimmt die Intensität der reflektierten Strahlung stark ab. Für die Untersuchung der Blendwirkung ist daher nur die Richtung der ideal reflektierten Strahlung relevant.

Im Rahmen der vorliegenden Analyse wird die Moduloberfläche entsprechend den Vorgaben der Licht-Leitlinie (Ministerium für Umwelt, 2012) als ideal reflektierend betrachtet.

4.2 Reflexionseigenschaften des vorgesehenen Modultyps

Zum Aufbau des Deckmaterials der PV-Module liegen keine gesonderten Informationen vor. Typischerweise kommen bei kristallinen Modulen leicht strukturierte (matt/matt) Einscheibensicherheitsgläser als Frontabdeckung zum Einsatz.

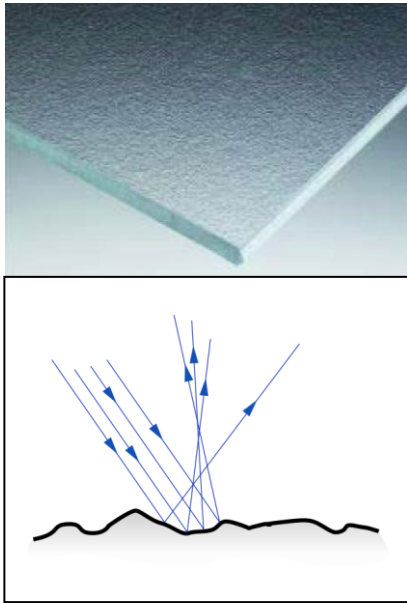


Abbildung 7: Mikrostrukturierte
(matt/matt)
Oberfläche
(Solarglass
(matt/matt) SILK)



Abbildung 8: Streuung der gerichteten
Strahlung/Sonnenstrahlung

Ziel der Module ist es, einen möglichst hohen Anteil des Sonnenlichtes zu nutzen, so dass Gläser mit möglichst hoher Transmission und niedriger Reflexion verwendet werden. Die Transmission der Solargläser liegt typischerweise bei 90 - 96%, so dass die Reflexions- und Streuverluste max. 10% betragen. Allerdings kommt es bei Einfallswinkeln von mehr als 50° zu höheren Reflexionen bis hin zur vollständigen Reflexion bei mehr als 88°.

4.3 Reflexion von gerichteter Strahlung an den Glasflächen der Module

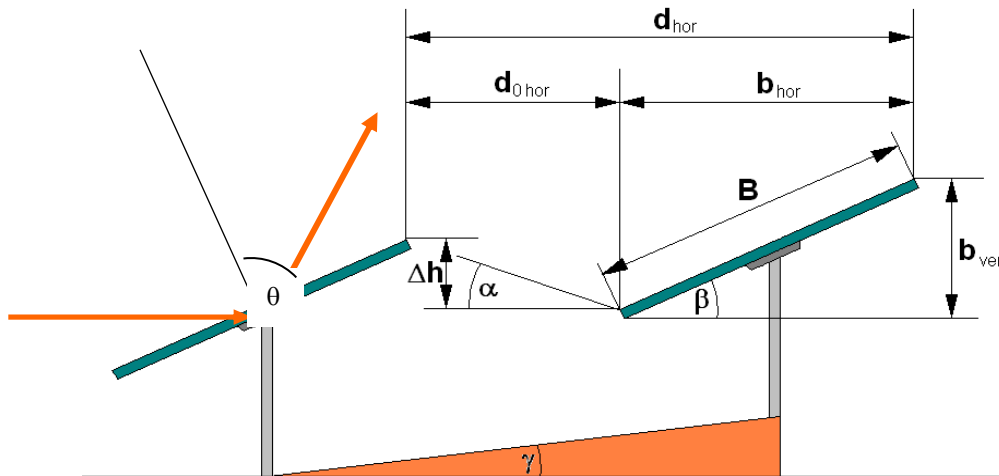


Abbildung 9: Reflexion von gerichteter Reflexion an der Glasfläche des Moduls (Darstellung anhand eines Strahls)

Zur Untersuchung der Reflexionssituation an den Modulen sind demnach die geometrischen Daten von Bedeutung, die sich aus der Sonnenbahn und der Modulausrichtung ergeben. Die Lage der Modulfläche ist definiert durch die Geländeneigung und die Orientierung und Neigung der Module. Diese geometrischen Daten werden in einem Berechnungsprogramm eingegeben und für den Standort die Sonnenstände von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang in Ein-Minutenschritten über den Modulen ermittelt. Anhand des Azimut- und Höhenwinkels der Sonne über der Modulfläche wird der Azimut- und Höhenwinkel der reflektierten gerichteten Strahlung berechnet.

Folgende Winkeldefinitionen werden verwendet:

Azimut: 0° (Norden) – 90° (Osten) – 180° (Süden) – 270° (Westen)

Höhe: -90° – 0° (Horizontlinie) – 90°

Beispiele:

- Eine Reflexion in Richtung 260° bedeutet eine Reflexion in Richtung Südwesten
- Eine Reflexion aus Richtung 70° bedeutet eine Reflexion aus Richtung Nordosten
- Ein Reflexionshöhenwinkel von -2° bedeutet dabei eine Reflexion unterhalb der Horizontalen (z.B. bei an einer höher gelegenen PV-Anlage in Richtung eines tiefen liegenden Objekts)

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-Richtlinie (Ministerium für Umwelt, 2012):

- 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

Sollte mindestens einer dieser Räume von Blendung betroffen sein, wird überprüft ob die Beeinträchtigung/Belästigung in einem übermäßigen Maße stattfindet. Derzeit gibt es dafür in Deutschland keine gesetzlichen Regelungen, bzw. Grenzwerte. Allerdings leitet die LAI-Richtlinie (Ministerium für Umwelt, 2012) Bewertungsgrößen aus einem Hinweispapier für Windenergieanlagen (Immissionsschutz, 2002) ab. Die LAI-Richtlinie definiert 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 ist die Belästigung allgemein hinnehmbar.

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
- Verkehrssicherheit (Luft)

Tritt in einem dieser Arbeitsbereiche Blendung auf, kann selbst eine kurzzeitige Blendung schwerwiegend Folgen haben (OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik). 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

Das verwendete Simulationstool berechnet aus den lokalen Sonnenständen die Einfallswinkel auf die Module, bzw. Modulreihen. Aus den in Kapitel 4 dargestellten Grundlagen ergibt sich zu jedem Einfallswinkel ein Ausfallswinkel und somit zu jedem einfallenden Sonnenstrahl ein ausfallender Reflexionsstrahl. Berücksichtigt wird nur die ideale Reflexion. Durch die relative Lage im Raum von PV-Modul zur untersuchende Fläche / Position kann geprüft werden, ob der reflektierte Sonnenstrahl eine Beeinträchtigung von schutzwürdigen Räumen oder eine Gefährdung der Verkehrssicherheit zur Folge hat. Die **Auflösung der Simulation ist minütlich** und erfolgt für ein Kalenderjahr.

Bei der Modellierung der Problemstellung werden folgend Vereinfachungen getroffen und begründet.

Die **räumliche Ausdehnung der Sonne wird nicht berücksichtigt**. Ferner wird sie als punktförmiger Himmelskörper betrachtet. Aufgrund der großen Entfernung der Sonne sind die Änderungen der Einfallswinkel, aufgrund der räumlichen Ausdehnung der Sonne und der im Verhältnis kleinen untersuchten Fläche, sehr klein. Ein Berücksichtigen würde im Ergebnis keine nennenswerten Veränderungen zur Folge haben.

Die **Modulflächen sind ideal verspiegelt**. Das bedeutet zum einen, dass der Einfallswinkel gleich dem Ausfallswinkel ist und auch die Intensität keine Verluste durch die Spiegelung erfährt. Vielmehr wird angenommen, dass die auf das Modul auftreffende Strahlungsintensität immer hoch genug für eine Blendung am Immissionsort ist. Somit wird der Modultyp unabhängig von der maximal möglichen Lichtimmission angenommen. Zu diesem Schluss kommt auch die TU Ilmenau. Aus einem Papier von Christoph Schierz heißt es:

“Die Leuchtdichte der Sonne ist abhängig von der Sonnenhöhe, für mittlere Sonnenhöhen werden 1 Mio cd/m^2 angenommen. Für einen längeren direkten Blick in eine Lichtquelle sind aber nur Leuchtdichten zwischen 4000 cd/m^2 und 10'000 cd/m^2 gerade noch erträglich. Das heißt, der Reflexionsgrad eines PV-Elements müsste zwischen 0,0004% und 0,001% liegen. Die üblichen Reflexionsgrade für direkte Reflexion liegen aber derzeit zwischen 3% bis 10%, und sie nehmen mit größerem Einfallswinkel zu, ab 60° sogar deutlich /8/,9/ [(Sjerps-Koomen E.A., 1996), (Yamada T.)]. Entspiegelungsmaßnahmen mögen den Wert auf 1 % reduzieren. Es ist also mit Leuchtdichten zwischen 10 Mio cd/m^2 und 100 Mio cd/m^2 rechnen, was deutlich über den Grenzen zu Absolutblendung von 10'000 cd/m^2 bis 1,6 Mio cd/m^2 liegt /7/ [(Reichenbach H.-D.)].“ (Schierz, 2012)

Die **Blendwirkung wird unabhängig vom Bedeckungsgrad** berechnet. Somit ergeben sich die astronomisch maximalen Blendzeiträume, was einer „worst case“ Betrachtung entspricht. Dieses vernachlässigen der Wetterverhältnisse empfehlen auch das Ministerium für Umwelt (Ministerium für Umwelt, 2012) und die TU Ilmenau (Schierz, 2012).

5.3 Simulationsausgabe und -bewertung

Die Simulation berechnet in minütlicher Auflösung Zeiträume, in denen am Immissionsort solare Lichtreflexionen auftreten können. Zusätzlich zur geometrischen Berechnung der Strahlen wird die Intensität am Immissionspunkt ermittelt. Da keine weiteren Eigenschaften bekannt sind, wird ein „normales“ Abdeckglas (smooth glass without anti-reflective coating) herangezogen. Daraus ergibt sich eine Einteilung in „green glare“ und „yellow glare“. Ersteres hat ein schwaches Potential Nachbilder zu erzeugen und zweiteres ein hohes Potential. Es ist davon auszugehen, dass, unter den Annahmen aus Kapitel 5.2, beide Kategorien vom Menschen wahrgenommen werden, Yellow Glare allerdings mit hoher Wahrscheinlichkeit Nachbilder erzeugt und damit mindestens kurzzeitig das Sehvermögen herabsetzt. Wie sehr eine Person durch Green Glare beeinflusst wird, hängt u.a. von sehr individuellen physiologischen Eigenschaften der betroffenen Person ab und muss individuell in Abhängigkeit mehrerer Faktoren (Raumwinkel, Entfernung) beurteilt werden.

Zur Bewertung der Ergebnisse wird ausschließlich ein Blickwinkel von $\pm 30^\circ$ ausgehend von der jeweiligen Fahrtrichtung im Straßen- und Schienenverkehr berücksichtigt. Ebenfalls ist keine Blendung gegeben, wenn die Richtung des Vektors der Lichtreflexion sowie des Vektors der Sonnenstrahlung weniger als 10° 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. Somit kann sich ein korrigierter Wert ergeben. Der Immissionsort im Straßen- und Schienenverkehr ist auf eine Höhe von 3 m festgelegt. Somit sind Lastkraftwagen und Schienenfahrzeuge mit erhöhter Sitzposition abgedeckt.

6 Simulation

Dieses Kapitel stellt die Simulationsparameter und die Ergebnisse dar.

6.1 Simulationsparameter

Nachfolgend werden die Eingabedaten und Simulationsparameter für die PV-Anlage, die Bundesautobahn 9 und weitere, für die Auswertung relevante Immissionsorte beschrieben und dargestellt. Anhand dieser Daten berechnet sich die Simulation.

6.1.1 PV-Anlage

Die Verortung des geplanten Solarparks Brücke - Linthe ist nachfolgend beschrieben. Die Eckpunkte, die Koordinaten, die Höhe über NN, die mittlere Modulhöhe und die sich daraus ergebende Summe als Gesamthöhe sind Tabelle 1 zu entnehmen. Für die Simulation wurden die Eingabedaten der PV-Anlage mit den Koordinaten und der Höhe über Normalhöhennull ermittelt. Die angenommene Neigung in der Simulation beträgt 15° (siehe Kapitel 3). Abbildung 10 verdeutlicht die Verortung der PV-Anlage in einem Kartenausschnitt. Diese ist dabei blau dargestellt.



Abbildung 10: Verortung des Solarparks Brücke Linthe anhand eines Kartenausschnitts (Quelle: Google Earth)

Tabelle 1: Verortung des Solarparks Brück - Linthe

	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Mittlere Modulhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
SP Brück Linthe	1	52,1907013	12,8570499	42	1,6	43,6
SP Brück Linthe	2	52,1907145	12,8580048	41,2	1,6	42,8
SP Brück Linthe	3	52,1904908	12,8583803	40,9	1,6	42,6
SP Brück Linthe	4	52,1901488	12,8578975	40,7	1,6	42,4
SP Brück Linthe	5	52,1894325	12,8560628	41	1,6	42,6
SP Brück Linthe	6	52,1895443	12,8554942	41	1,6	42,6
SP Brück Linthe	7	52,1893668	12,8556873	41	1,6	42,6
SP Brück Linthe	8	52,1894523	12,8552904	41	1,6	42,6
SP Brück Linthe	9	52,1891234	12,8552796	40,9	1,6	42,6
SP Brück Linthe	10	52,1875185	12,8526189	41	1,6	42,6
SP Brück Linthe	11	52,1877619	12,8519912	41	1,6	42,6
SP Brück Linthe	12	52,188071	12,8519859	41,4	1,6	43
SP Brück Linthe	13	52,1884985	12,8521897	41,6	1,6	43,3

SP Brück Linthe	14	52,1889655	12,8529944	40,8	1,6	42,5
SP Brück Linthe	15	52,1895772	12,8542068	40,6	1,6	42,2
SP Brück Linthe	16	52,1903664	12,8560841	41,7	1,6	43,4

6.1.2 BAB 9

Die Verortung der BAB 9 ist in Abbildung 11 dargestellt. Die exakten Koordinaten, Höhe ü. NN, die für die Simulation angenommene Höhe des Fahrerhauses von 3,00 m und die daraus resultierende Gesamthöhe sind aus Tabelle 2 zu entnehmen.



Abbildung 11: Verortung der BAB 9 (Quelle: Google Earth)

Tabelle 2: Koordinaten, Höhe ü. NN, die Sitzhöhe und die Gesamthöhe über NN der BAB 9

	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Sitzhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
BAB 9	1	52,1851147	12,8466391	40,9	3	43,9
BAB 9	2	52,1867329	12,848699	40,6	3	43,6

BAB 9	3	52,1877327	12,8500079	41	3	44
BAB 9	4	52,1882132	12,8507967	41	3	44
BAB 9	5	52,1886519	12,8515203	41,3	3	44,3
BAB 9	6	52,1891238	12,8523329	41	3	44
BAB 9	7	52,1895352	12,8531	40,3	3	43,3
BAB 9	8	52,1899126	12,8538548	40	3	43
BAB 9	9	52,1903089	12,8547266	41	3	44
BAB 9	10	52,1906575	12,8555313	41,8	3	44,8
BAB 9	11	52,1909683	12,8563065	41,6	3	44,6
BAB 9	12	52,1912511	12,8570655	42	3	45
BAB 9	13	52,1917642	12,8586097	41,9	3	44,9
BAB 9	14	52,1921788	12,8599508	43,7	3	46,7

6.1.3 Weitere Untersuchungspunkte

Zur weiteren Untersuchung wurde die BAB 9 simulativ in Untersuchungspunkte (OP = Observation Point) aufgeteilt (siehe Abbildung 12). Dazu wurden insgesamt 8 weitere Untersuchungspunkte auf der untersuchten Strecke für weitere Auswertungen bestimmt und berechnet. Die exakten Koordinaten, Höhe ü. NN, die für die Simulation angenommene Höhe des Fahrerhauses von 3,00 m und die daraus resultierende Gesamthöhe sind aus Tabelle 3 zu entnehmen.



Abbildung 12: Verortung der Strecke unterteilt in Untersuchungsorte (OP 1 – OP 8) (Quelle: Google Earth)

Tabelle 3: Koordinaten, Höhe ü. NN, die Untersuchungshöhe und die Gesamthöhe über NN der Untersuchungspunkte OP 1 – OP 8

Untersuchungs- punkt (OP)	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Höhe ü. NN [m]	Untersuchungs- höhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
1	52,1871942	12,849321	40,2	3	43,2
2	52,1878651	12,8501793	40,9	3	43,9
3	52,1884176	12,8510805	41	3	44
4	52,1889175	12,8519603	41,4	3	44,4
5	52,1894437	12,8529044	40,4	3	43,4
6	52,1899962	12,8539559	40	3	43
7	52,1904829	12,8550717	41,5	3	44,5
8	52,1910222	12,8562948	41,5	3	44,5

6.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse der simulativen Berechnung der BAB 9 und der ausgewählten Immissionsorte in der Strecke auf potenzielle Blendungen sind nachfolgend in Tabelle 4 dargestellt. Die Simulation hat 479 potenzielle Blendminuten in Form von Yellow Glare für die BAB 9 ergeben. Die Ergebnisse für der einzelnen Immissionsorte OP 1 – OP 8 sind ebenfalls Tabelle 4 zu entnehmen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die OPs nicht ergebnisbereinigt sind, so ist u.a. nicht der Blickwinkel des Straßenverkehrs gefiltert. Das bedeutet, dass die Simulationsergebnisse der OPs deutlich höher ausfallen als die der gesamten untersuchten Strecke. Die Ergebnisse der OPs können trotzdem exemplarisch für eine bessere Veranschaulichung der Simulationsergebnisse genutzt werden.

Tabelle 4: Simulationsergebnisse (potenzielle Blendung) der BAB 9 und der untersuchten Immissionsorte für den Solarpark Brück - Linthe

	Annual Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
BAB 9	0	479
OP 1	0	253
OP 2	0	1185
OP 3	0	1245
OP 4	0	1463
OP 5	0	59
OP 6	0	6
OP 7	0	10
OP 8	0	0

7 Auswertung

Dieses Kapitel wertet die Simulationsergebnisse hinsichtlich auftretender Blendung und unter Berücksichtigung der Grenzwerte aus. Dabei behandelt dieses Kapitel die Auswertung der BAB 9. Zusätzlich wird die Auswertung der BAB 9 anhand der ausgewählten Immissionsorte OP 2, OP 4 und OP 7 verdeutlicht. Es muss in den Grafiken der OPs berücksichtigt werden, dass die Ergebnisfilterung nicht berücksichtigt ist. Diese stellen die Ergebnisse ungefiltert und exemplarisch dar. Mit Hilfe der Untersuchung der Immissionsorte können die auftretenden Blendungen verdeutlicht werden. Die Ergebnisse sind in UTC+2 angegeben.

7.1 BAB 9

Abbildung 13 verdeutlicht auf Basis der Simulationsergebnisse die grafische Auswertung der BAB 9 hinsichtlich der jährlich auftretenden potenziellen Blendungen in Abhängigkeit der Uhrzeit. Dabei ist die Grafik aufgeteilt in die Monate Januar bis Dezember und deckt somit das ganze Kalenderjahr ab. Potenzielle Blendungen treten von Mitte März bis Ende September zwischen 06:15 und 07:45 auf.

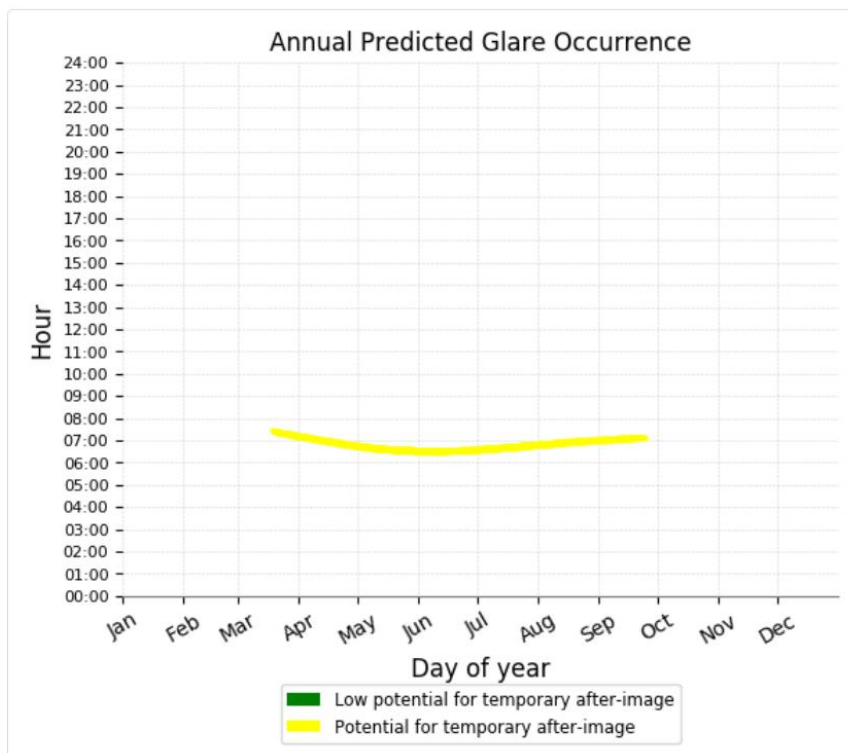


Abbildung 13: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für die die BAB 9

7.2 OP 2

Abbildung 14 verdeutlicht die grafische Auswertung der jährlich auftretenden potenziellen Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit aufgeteilt in die einzelnen Monate, dargestellt durch OP 2. Potenzielle Blendungen treten von Mitte März bis Ende September zwischen 06:15 und 08:00 auf. Abbildung 15 verdeutlicht die tägliche Dauer der Blendung. Diese erreicht maximal 12 Minuten pro Tag. Abbildung 16 verdeutlicht erneut in einer grafischen Darstellung die Fläche und den Umriss der PV-Anlage. Gelb dargestellt sind die von der PV-Anlage ausgehenden potenziellen Blendungen auf OP2. Je intensiver das gelb dargestellt ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit potenzieller Blendungen, verursacht durch die jeweilige markierte Fläche. Es wird deutlich, durch welchen Bereich die Blendungen auf OP2 verursacht werden.

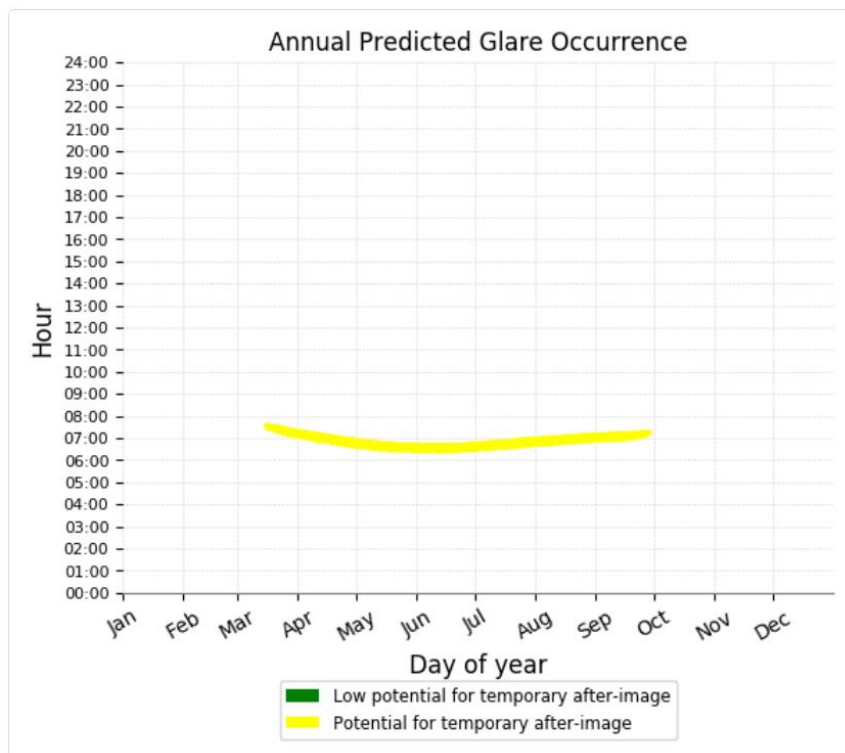


Abbildung 14: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP2

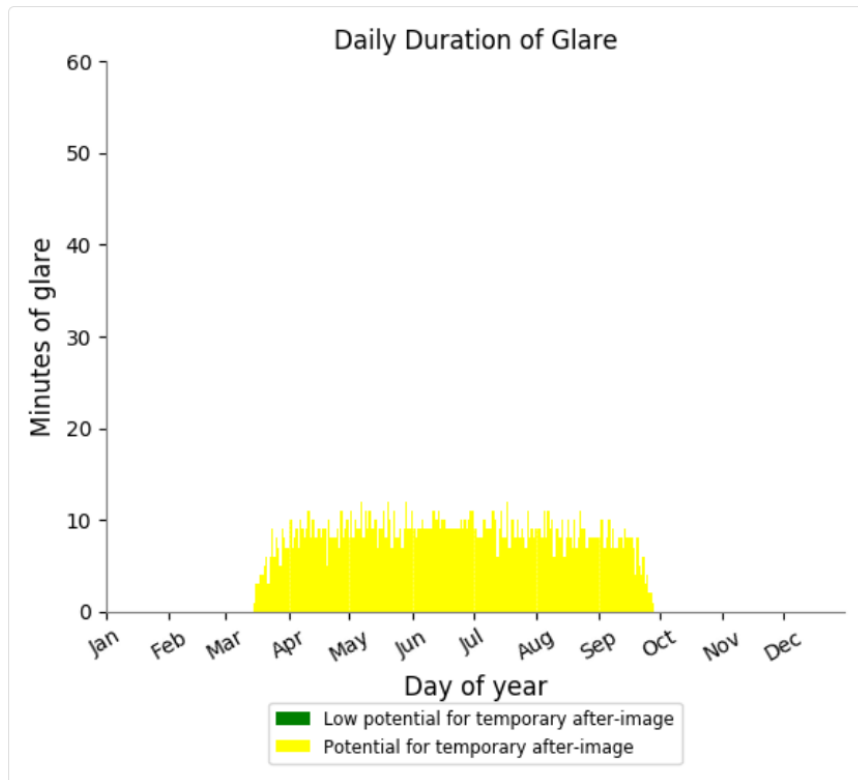


Abbildung 15: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) für OP 2

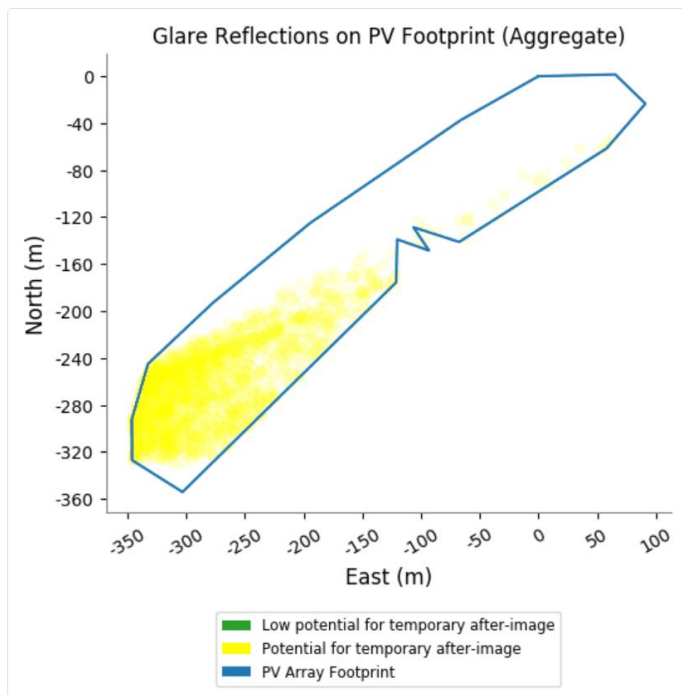


Abbildung 16: Fläche mit Reflexionen auf OP 2

7.3 OP 4

Abbildung 17 verdeutlicht die grafische Auswertung der jährlich auftretenden potenziellen Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit aufgeteilt in die einzelnen Monate, dargestellt durch OP 4. Potenzielle Blendungen treten von Mitte März bis Ende September zwischen 06:15 und 08:00 auf. Abbildung 18 verdeutlicht die tägliche Dauer der Blendung. Diese erreicht maximal 12 Minuten pro Tag. Abbildung 19 verdeutlicht erneut in einer grafischen Darstellung die Fläche und den Umriss der PV-Anlage. Gelb dargestellt sind die von der PV-Anlage ausgehenden potenziellen Blendungen auf OP 4. Je intensiver das gelb dargestellt ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit potenzieller Blendungen, verursacht durch die jeweilige markierte Fläche. Es wird deutlich, durch welchen Bereich die Blendungen auf OP 4 verursacht werden.

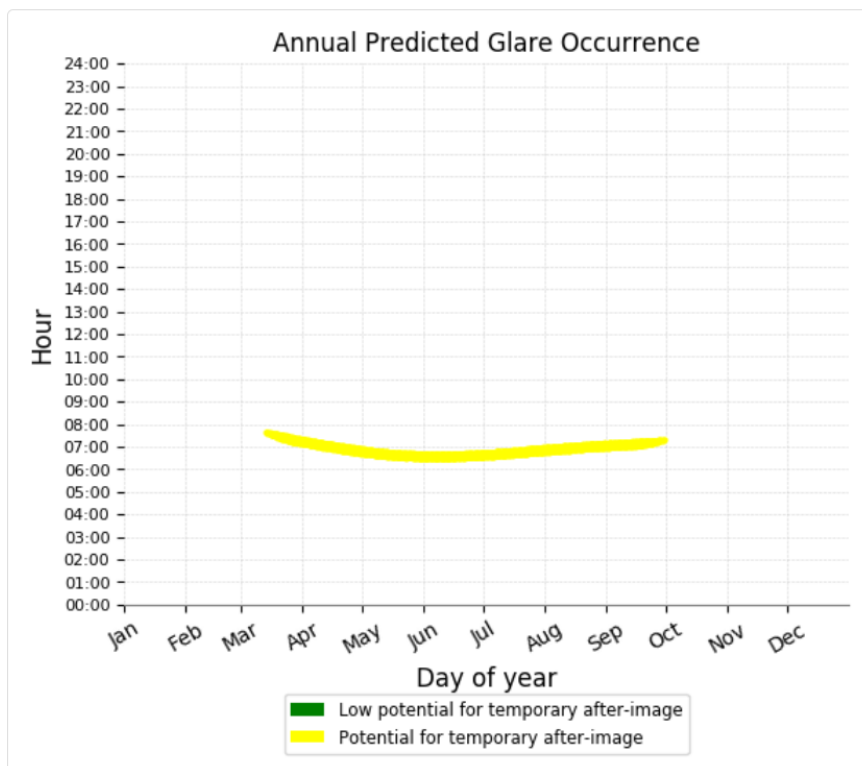


Abbildung 17: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP 4

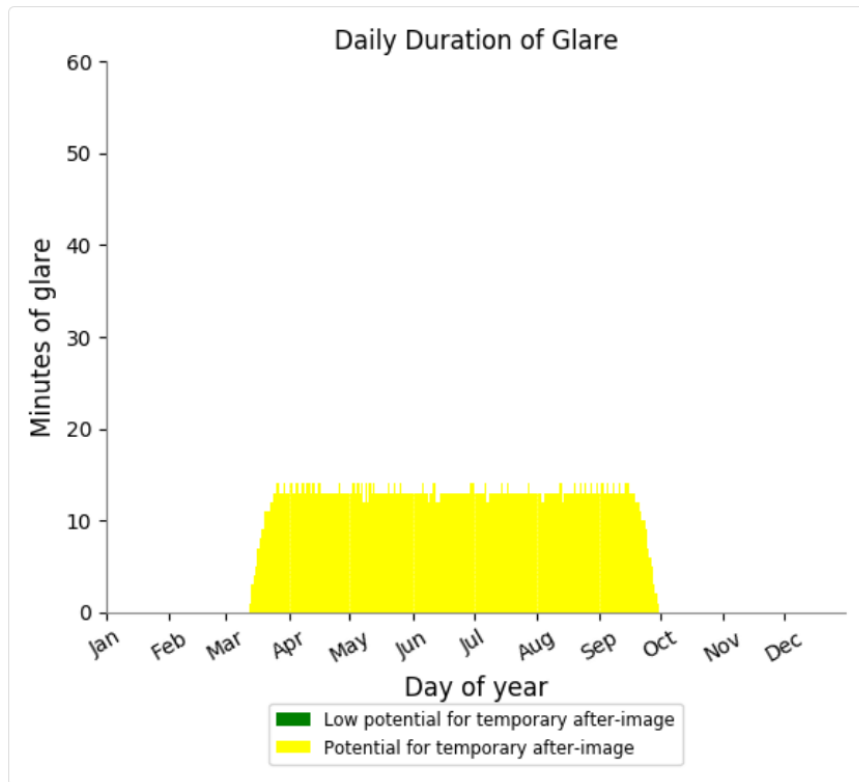


Abbildung 18: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) für OP 4

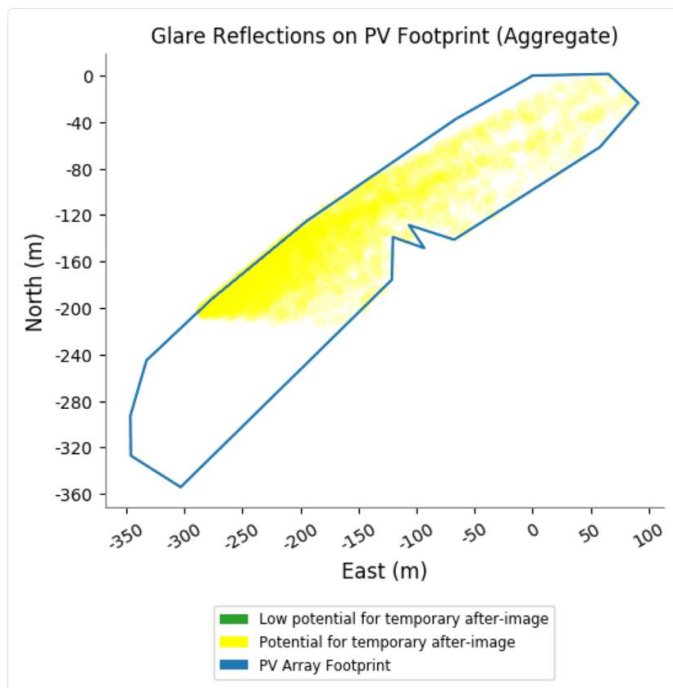


Abbildung 19: Fläche mit Reflexionen auf OP 4

7.4 OP 7

Abbildung 20 verdeutlicht die grafische Auswertung der jährlich auftretenden potenziellen Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit aufgeteilt in die einzelnen Monate, dargestellt durch OP 7. Potenzielle Blendungen treten von Mitte März bis Ende April zwischen 06:45 und 08:00 und von Ende August bis Ende September zwischen 06:45 bis 07:30 auf. Abbildung 21 verdeutlicht die tägliche Dauer der Blendung. Diese erreicht maximal 12 Minuten pro Tag. Abbildung 22 verdeutlicht erneut in einer grafischen Darstellung die Fläche und den Umriss der PV-Anlage. Gelb dargestellt sind die von der PV-Anlage ausgehenden potenziellen Blendungen auf OP 7. Je intensiver das gelb dargestellt ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit potenzieller Blendungen, verursacht durch die jeweilige markierte Fläche. Es wird deutlich, durch welchen Bereich die Blendungen auf OP 7 verursacht werden.

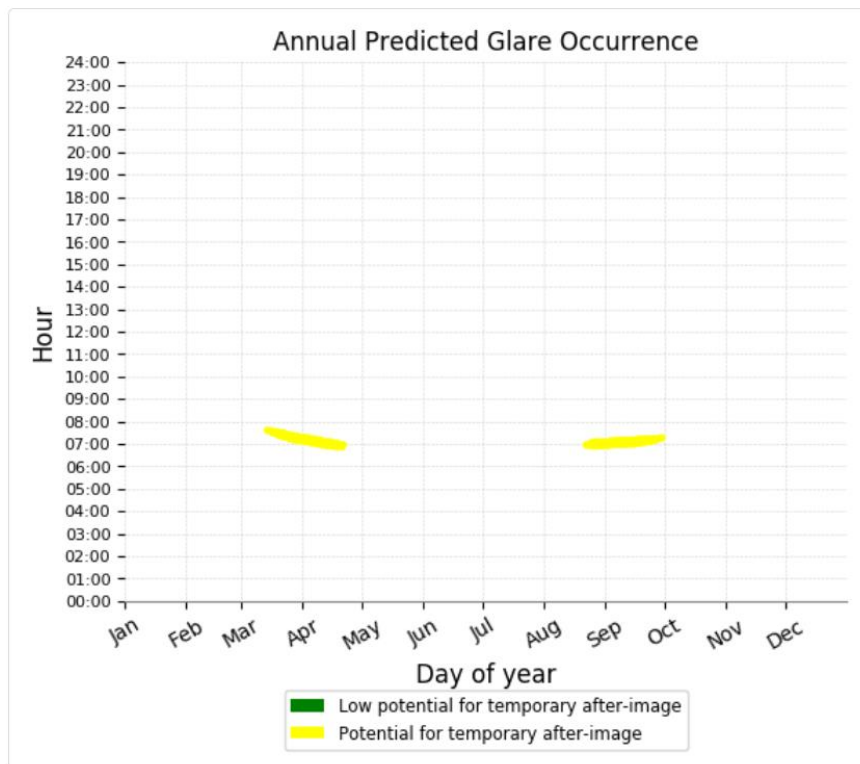


Abbildung 20: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP 7

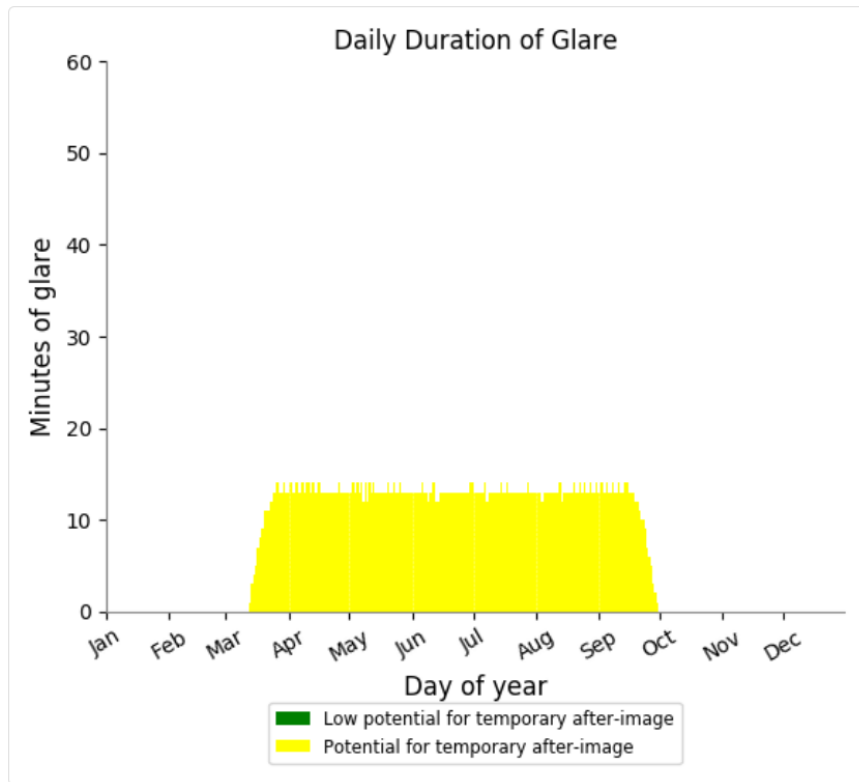


Abbildung 21: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) für OP 7

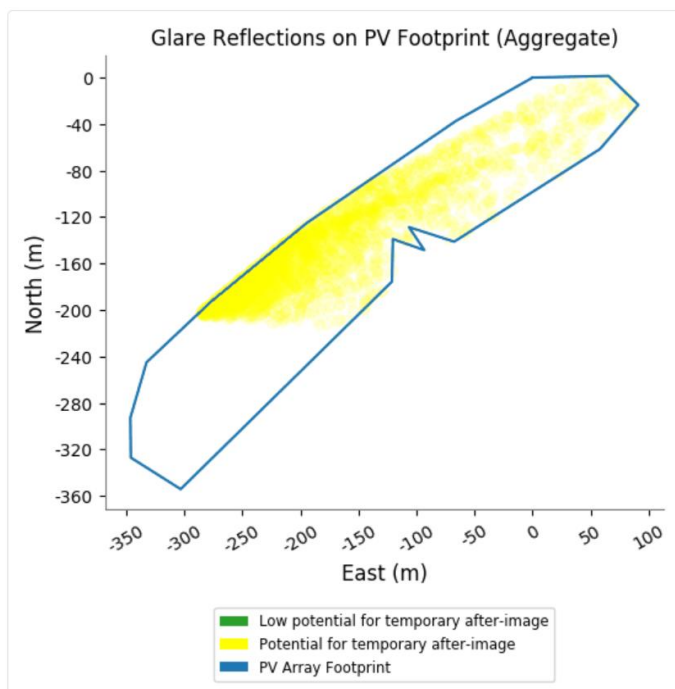


Abbildung 22: Fläche mit Reflexionen auf OP 7

8 Blendschutzmaßnahmen

Nachfolgend sind die auftretenden Blendreflexionen, die Ausarbeitung der Blendschutzmaßnahmen, die Vermeidung von Blendungen durch die Untersuchung weiterer Ausrichtungsvarianten und die schlussendlich vom Auftraggeber umgesetzten Blendschutzmaßnahmen dargestellt.

8.1 Darstellung der Blendreflexionen

In Kapitel 7 konnte gezeigt werden, dass die BAB 9 in den Morgenstunden zwischen 06:15 und 07:45 von Mitte März bis Ende September von potenzieller Blendung betroffen ist. Der Grenzwert für den Straßenverkehr liegt bei 0 Minuten potenzieller Blendung. Nach der LAI-Richtlinie ist eine mögliche Maßnahme zur Verminderung und Vermeidung von Blendwirkungen die Unterbindung der Sicht auf das Photovoltaikmodul in Form von Wällen, Zäunen oder blickdichtem Bewuchs. Abbildung 23 verdeutlicht die von den PV-Modulen ausgehenden Blendreflexionen, dargestellt durch die gelben Linien. Das Symbol der Sonne stellt den nördlichsten Punkt der durch die Oberfläche der PV-Module verursachte Blendreflexionen dar. Sowohl der minimale als auch der maximale Winkel der Blendreflexionen ist in der Grafik eingezeichnet. Ebenso ist der Blickwinkel für den Straßenverkehr als rote Linien eingezeichnet, verdeutlicht durch das Symbol des Autos. Abbildung 24 verdeutlicht analog zu Abbildung 23 die Blendreflexionen vom südlichen Teli des Solarparks, die den Straßenverkehr beeinflussen können.



Abbildung 23: Blendreflexionen, ausgehend von dem Solarpark, in Richtung Westen. Dargestellt ist der nördlichste Punkt innerhalb des Solarparks, welcher Blendung in Richtung des Straßenverkehrs verursacht. Weiterhin zu sehen sind die simulativ ermittelten Winkel der Blendreflexionen in Richtung der BAB 9. Die roten Linien stellen den Blickwinkel ($\pm 30^\circ$) des Straßenverkehrs dar.

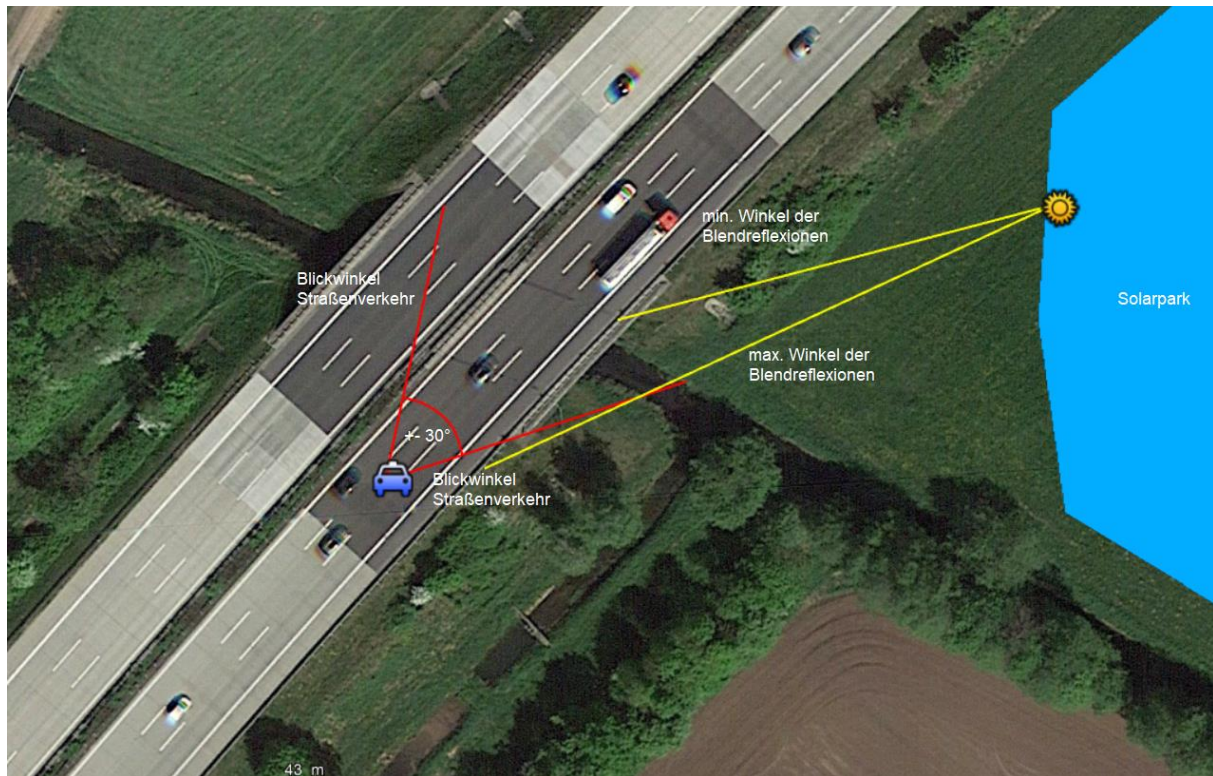


Abbildung 24: Blendreflexionen, ausgehend von dem Solarpark, in Richtung Westen. Dargestellt ist der südlichste Punkt innerhalb des Solarparks, welcher Blendung in Richtung des Straßenverkehrs verursacht. Weiterhin zu sehen sind die simulativ ermittelten Winkel der Blendreflexionen in Richtung der BAB 9. Die roten Linien stellen den Blickwinkel ($\pm 30^\circ$) des Straßenverkehrs dar.

8.2 Ausarbeitung der Blendschutzmaßnahmen

Im Folgenden werden die relevanten Bereiche für Blendschutzmaßnahmen zur Vermeidung potenzieller Blendung dargestellt. Dies kann beispielsweise in Form eines blickdichten Zauns oder künstlich gepflanzten Bewuchses realisiert werden. Die Maßnahmen zur Sichtunterbrechung zwischen den PV-Modulen des Solarparks können vom Auftraggeber frei gewählt werden, insofern die Sichtunterbrechung erfolgt. Zur Eingrenzung des schutzwürdigen Bereichs kann Abbildung 25 herangezogen werden. Eine Auswertung des Höhenprofils zeigt, dass die Fläche des Solarparks und die der BAB 9 auf einer Höhe zwischen 40 - 42 m liegt. Die Distanz zwischen der BAB 9 und dem Solarpark beträgt mind. 40 m. Die Vor-Ort-Aufnahmen des Auftraggebers verdeutlichen, dass die BAB 9 schätzungsweise 2 m erhöht ist, verglichen zu der Fläche des Solarparks, siehe Abbildung 26.

Da im Straßenverkehr eine Höhe von 3 m für die Sitzhöhe angenommen wird, wird eine Höhe von 4 m für den Blendschutzzaun in dem orange eingezeichneten Bereich empfohlen. Die obere Modulkante besitzt eine Höhe von 2,486 m. Abbildung 26 verdeutlicht, dass die BAB 9 im Bereich der Brücke

2 - 3 m erhöht ist. Somit wird für die Blendschutzmaßnahme am relevanten südlichen Teil des Solarparks eine Höhe von mindestens 4 - 5 m empfohlen. Die Unterbindung der Sicht im südlichen Teil des Solarparks ist sehr relevant, da zu erwarten ist, dass die Straßenverkehrsteilnehmer den Solarpark frühstens ab Erreichen der Brücke wahrnehmen und somit nicht mit einem Solarpark und der damit verbundenen Blendung rechnen könnten. Sollten Unebenheiten auf der PV-Fläche vorherrschen, die nicht aus der Ferne berücksichtigt werden können, muss der Auftraggeber dies in der Ausarbeitung des Blendschutzzauns vor Ort berücksichtigen. Zur weiteren Reduzierung von Kosten im Bereich Blendschutz besteht die Möglichkeit die Höhe der Modulunter- bzw. Moduloberkante zu reduzieren. Aus der Höhenreduzierung der Modultische kann ein dementsprechend angepasster und niedrigerer Blendschutzzaun errichtet werden. Die Ausführung des Blendschutzzauns obliegt dem Auftraggeber. Dabei steht nur im Vordergrund, dass eine Sichtunterbrechung erreicht wird. Eine weitere Empfehlung ist, anstatt den Blendschutzzaun am Solarparkstandort zu errichten, die Blendschutzmaßnahme in Form von Hohlkörperlamellen direkt an der Schutzleitplanke zu errichten, siehe Abbildung 28.

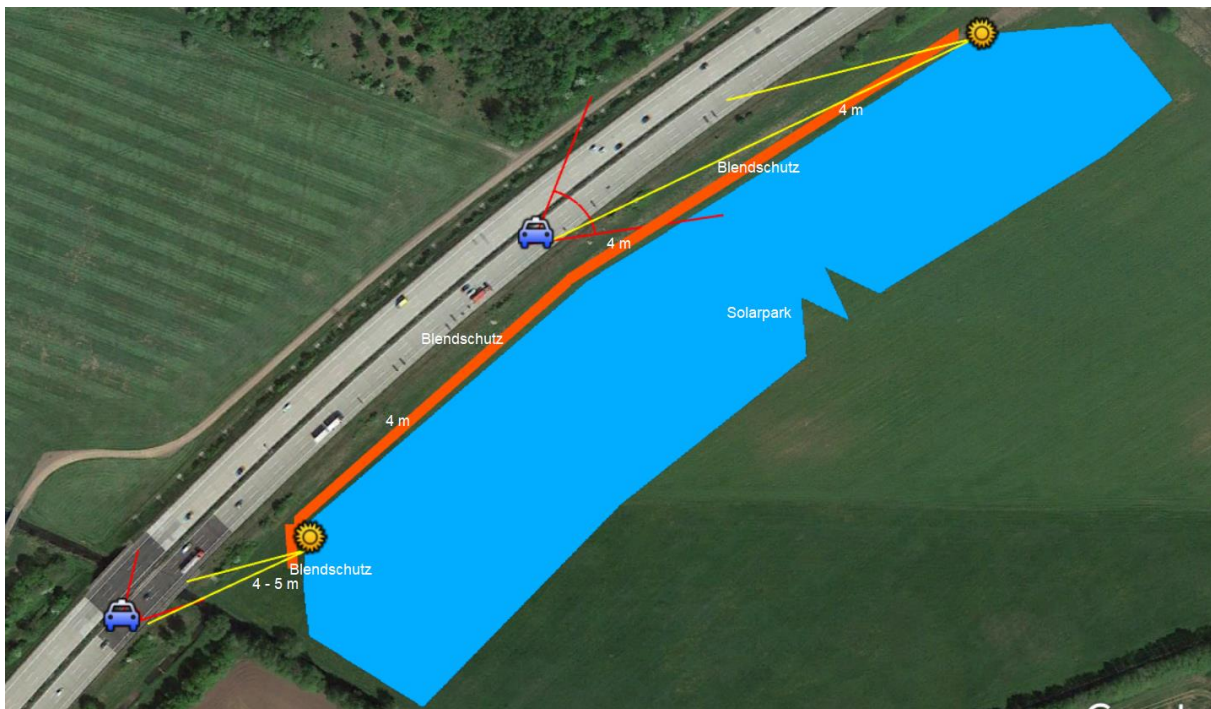


Abbildung 25: Blickwinkelberücksichtigung für den Straßenverkehr der BAB 9. Die roten Linien stellen den Blickwinkel ($+30^\circ$) des Straßenverkehrs dar. Weiterhin sind die Winkel der Blendreflexionen, ausgehend von dem PV-Feld, gelb dargestellt. Daraus ergibt sich die Länge des notwendigen Blendschutzzauns, orange dargestellt. Für diesen Bereich muss eine Sichtunterbrechung zwischen den verglasten Oberflächen des Solarparks und der BAB 9 hergestellt sein. Die Höhe variiert zwischen 4 m für den Großteil des Solarparks und 4 m bis 5 m für den südlichen Teil des Solarparks, sodass auch der erhöhte Abschnitt im Bereich der Brücke geschützt ist.



Abbildung 26: Vor-Ort-Aufnahme zur Verdeutlichung der Höhenunterschiede zwischen dem Solarpark und der BAB 9



Abbildung 27: Vor-Ort-Aufnahme zur Verdeutlichung der Höhe der zu errichtenden Blendschutzmaßnahme



Abbildung 28: Blendschutzmaßnahme in Form von Hohlkörperlamellen, die direkt an der Schutzplanke der BAB 9 installiert wird

8.3 Untersuchung der Ausrichtungsvarianten

Aufgrund der notwendigen Höhe der Blendschutzmaßnahmen ist eine Anpassung des Azimutswinkels der Module eine alternative Lösung. Dabei hat die Ausarbeitung verschiedener Azimutwinkel ergeben, dass eine quasi-parallele Ausrichtung der Module zur BAB 9 zu einer Vermeidung der Blendwirkung führt. Dabei ist eine Drehung in Richtung Südosten um 30° notwendig. Daraus ergibt sich ein Azimutwinkel von 150° (0° Norden, 180° Süden). Die Simulation hat keine Blendung für diese Ausrichtungsvariante ergeben.

8.4 Umsetzung der Blendschutzmaßnahme durch den Auftraggeber

Der Auftraggeber hat sich im Zuge der Bearbeitung des Blendgutachtens für die vorgeschlagene Anpassung des Azimutwinkels auf 150° entschieden und dies bereits in einem neuen Parklayout dargestellt (siehe Abbildung 29). Die Systembeschreibung des neu geplanten Solarparks Brück - Linthe ist aus Tabelle 5 zu entnehmen. Daraus ist unter anderem die Anpassung des Azimutwinkels zu entnehmen. Durch diese Anpassung ist der geplante Solarpark somit als „blendfrei“ zu bewerten.



Abbildung 29: Angepasstes Parklayout der geplanten PV-Module und Tischreihen mit einem Azimutwinkel von 150° (bei: 0° Norden, 180° Süden). Das neue Parklayout ist somit „blendfrei“ (Quelle: Auftraggeber)

Tabelle 5: Systembeschreibung des neu geplanten Parklayouts

System description:

DC Power kWp:	4 212.0
AC Power kVA:	3 250
No. of modules:	9 360
Module type:	Risen RSM 144-7-450 M
Dimensions:	2108x1048x40
Substructure type:	3 modules in portrait
Tilt angle:	15°
Shading angle:	~39°
Azimuth from South:	-30°
Pitch distance:	~8.147m
Row to row distance:	2.000m
No. of inverters:	13
Inverter type:	Sungrow SG250HX
Power ratio:	1.30
No. of AC combiners:	-
No. of Transformers	1
Fence area:	~3.63 ha
Fence length:	~1 204 m
Total area:	~3.64 ha

9 Fazit

Abschließend kommt das Fachgutachten zu dem Schluss, dass eine Gefährdung durch Blendung durch direkte Reflexion der Sonnenstrahlen an den Modulflächen für die untersuchte Bundesautobahn 9 (BAB 9) unter der in Kapitel 8.3 und 8.4 beschriebenen Vorgaben auszuschließen ist.

10 Literaturverzeichnis

- Boyuan Yan, M. V.-H. (April 2016). Maintaining ocular safety with light exposure, focusing on devices for optogenetic stimulation. *Vision Research*. Elsevier.
- DFS Deutsche Flugsicherung GmbH. (2020). *Luftfahrthandbuch Deutschland*.
- Immissionsschutz, L. f. (2002). *Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immission von Windnergieanlagen (WEA-Schattenwurf-Hinweise), verabschiedet auf der 103. Sitzung*.
- Linz, Kunst Universität. (kein Datum). Linz, Kunst Universität.
- Ministerium für Umwelt, K. u.-W.-A. (2012). *Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI)*.
- OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik. (1. 11 2016). Blendung durch Photovoltaikanlagen. Wien.
- Reichenbach H.-D., D. K. (kein Datum). *Blendung durch optische Strahlungsquellen. Bericht der BAUA, Forschung Projekt 2185*. 2008: BAUA.
- Schierz, C. (2012). *Über die Blendbewertung von reflektierenden Sonnenlicht bei Solaranlagen*. Ilmenau: TU Ilmenau, FG Lichttechnik.
- Sjerps-Koomen E.A., A. T. (1996). *A simple model for PV module reflection losses under field conditions*. Solar Energy V57 N6 P421-32.
- Solarglass (matt/matt) SILK. (kein Datum). GMB Solarglas.
- Yamada T., N. H. (kein Datum). *Reflection loss analysis by optical modeling of PV module*. Solar Energy Materials and Solar Cells V67 P405-13.
- Yellowhair, J. a. (2015). *Assessment of Photovoltaic Surface Texturing on Transmittance Effects and Glint/Glare Impacts*. American Society of Mechanical Engineers: International Conference on Energy Sustainability collocated with the ASME 2015 Power Conference.