



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 Gesmold

Anlage: Solarpark Gesmold
49326 Gesmold
Stadtteil Melle

in Auftrag gegeben von: Windwärts Energie GmbH
Andreas Commichau
Hanomaghof 1
30449 Hannover
Deutschland

Projektnummer: A-GmbH210005

Gutachter: M. Sc. Lorenz Groß

Bearbeiter: M. Sc. Christoph Johann

Berlin, 25.11.2021

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 | 7 |
| 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 | Bundesautobahn A30 | 18 |
| 6.1.1 | Weitere Untersuchungspunkte der Bundesautobahn A30 | 20 |
| 6.1.2 | Wohngebäude..... | 21 |
| 6.2 | Ergebnisse | 22 |
| 6.2.1 | Bundesautobahn A30 | 22 |
| 6.2.2 | Weitere Untersuchungspunkte der Bundesautobahn A30 | 22 |
| 6.2.3 | Wohngebäude..... | 23 |
| 7 | Auswertung | 24 |
| 7.1 | Bundesautobahn A30 | 24 |
| 7.1.1 | PV-Feld A..... | 24 |
| 7.1.2 | PV-Feld B..... | 28 |
| 7.2 | Wohngebäude..... | 28 |
| 7.2.1 | OP 3..... | 28 |
| 7.2.2 | OP 5..... | 31 |



| | | |
|-------|----------------------------|----|
| 7.2.3 | OP 7 | 33 |
| 8 | Blendschutzmaßnahmen | 35 |
| 8.1 | Bundesautobahn A30 | 35 |
| 8.2 | Wohngebäude..... | 35 |
| 9 | Fazit..... | 38 |
| 10 | Literaturverzeichnis..... | 39 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|----|
| Abbildung 1: Geplante PV-Freiflächenanlage (gelbe Stecknadel) und Gemeinde Gesmold (Quelle: Google Earth) | 6 |
| Abbildung 2: Geplante Modulaufständerung und Tischbelegung (Quelle: Auftraggeber) | 7 |
| Abbildung 3: Belegungsbeispiel der geplanten PV-Module und Tischreihen (Quelle: Auftraggeber)..... | 8 |
| Abbildung 4: Vor-Ort-Aufnahme des geplanten Solarparks (1) (Quelle: Auftraggeber)..... | 8 |
| Abbildung 5: Vor-Ort-Aufnahme des geplanten Solarparks (2) (Quelle: Auftraggeber)..... | 9 |
| Abbildung 6: Reflexion eines Lichtstrahls..... | 10 |
| Abbildung 7: (a) Ideale spekulare Reflexion, (b) Reale spekulare Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion Quelle: (Linz, Kunst Universität)..... | 10 |
| Abbildung 8: Mikrostrukturierte (matt/matt) Oberfläche (Solarglass (matt/matt) SILK)..... | 12 |
| Abbildung 9: Streuung der gerichteten Strahlung/Sonnenstrahlung | 12 |
| Abbildung 10: Reflexion von gerichteter Reflexion an der Glasfläche des Moduls (Darstellung anhand eines Strahls)..... | 13 |
| Abbildung 11: Verortung des Solarparks Gesmold anhand eines Kartenausschnitts (Quelle: Google Earth)..... | 17 |
| Abbildung 12: Verortung der Bundesautobahn A30 (Quelle: Google Earth) | 19 |
| Abbildung 13: Verortung der Strecke unterteilt in Untersuchungsorte (OP 8 – OP 15) (Quelle: Google Earth)..... | 20 |
| Abbildung 14: Verortung der Wohngebäude (OP 1 – OP 7) (Quelle: Google Earth)..... | 21 |
| Abbildung 15: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Bundesautobahn A30 (dargestellt anhand OP 12) | 25 |
| Abbildung 16: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) in Abhängigkeit der Monate für die Bundesautobahn A30 (dargestellt anhand OP 12) | 25 |
| Abbildung 17: PV-Fläche und durch die Sonne verursachten Reflexionen auf die Bundesautobahn A30 (dargestellt anhand OP 12)..... | 26 |
| Abbildung 18: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Bundesautobahn A30 (dargestellt anhand OP 14) | 27 |
| Abbildung 19: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) in Abhängigkeit der Monate für die Bundesautobahn A30 (dargestellt anhand OP 14) | 27 |
| Abbildung 20: PV-Fläche und durch die Sonne verursachten Reflexionen auf die Bundesautobahn A30 (dargestellt anhand OP 14)..... | 28 |
| Abbildung 21: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP 3 (Wohngebäude).. | 29 |
| Abbildung 22: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) in Abhängigkeit der Monate für OP 3 (Wohngebäude)..... | 30 |
| Abbildung 23: PV-Fläche und durch die Sonne verursachten Reflexionen auf OP 3..... | 30 |
| Abbildung 24: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP 5 (Wohngebäude).. | 31 |

| | |
|---|----|
| Abbildung 25: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) in Abhängigkeit der Monate für OP 5 (Wohngebäude)..... | 32 |
| Abbildung 26: PV-Fläche und durch die Sonne verursachten Reflexionen auf OP 5 | 32 |
| Abbildung 27: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP 7 | 33 |
| Abbildung 28: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) in Abhängigkeit der Monate für OP 7 | 34 |
| Abbildung 29: PV-Fläche und durch die Sonne verursachten Reflexionen auf OP 7 | 34 |

1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission einer PV-Freiflächenanlage und die damit einhergehende Beeinträchtigung der Umgebung untersucht und nach LAI-Richtlinie bewertet. Hierbei werden 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

Die PV-Freiflächenanlage ist östlich der Gemeinde Gesmold geplant. Der Mittelpunkt der Koordinaten der Freiflächenanlage liegt bei $52^{\circ}12'38.50''\text{N}$ und $8^{\circ}17'33.91''\text{E}$. Der geplante Solarpark befindet sich in unmittelbarer Umgebung des Straßenverkehrs der Bundesautobahn A30. Abbildung 1 verdeutlicht den Mittelpunkt (gelbe Stecknadel) der geplanten PV-Freiflächenanlage und die direkte Umgebung auf einem Kartenausschnitt.

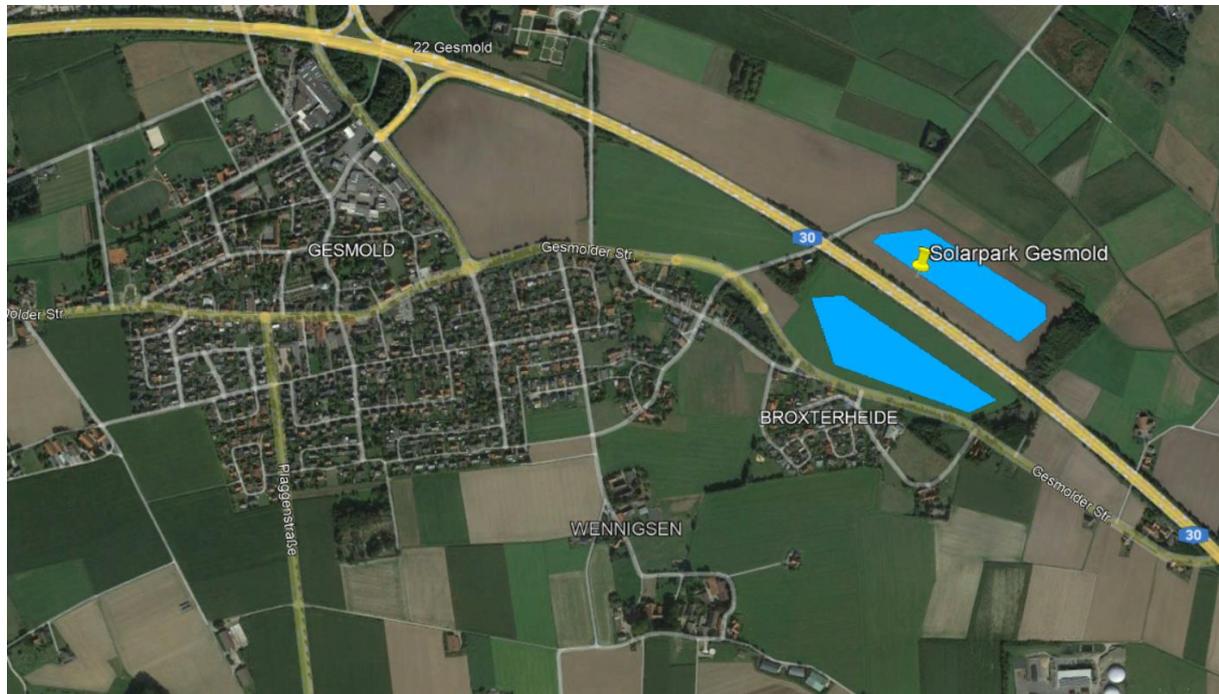


Abbildung 1: Geplante PV-Freiflächenanlage (gelbe Stecknadel) und Gemeinde Gesmold (Quelle: Google Earth)

3 Beschreibung der PV-Anlage

Aus dem aktuellen Entwurf der technischen Auslegung des Solarparks Gesmold ist zu entnehmen, dass die untere Modulkante auf einer Höhe 0,8 m und die obere Modulkante 3,15 m über Grund geplant ist. Die mittlere in der Simulation angenommene Modulhöhe liegt somit bei 1,975 m und berechnet sich aus der geplanten Aufständering unabhängig von der Geländeneigung, da diese bereits in der Simulation berücksichtigt wird. Die Aufständering der Module ist in einer Neigung von 20° in Südausrichtung geplant. Die grafische Darstellung des Modultischaufbaus ist aus Abbildung 2 zu entnehmen. Abbildung 3 verdeutlicht ein Belegungsbeispiel der Module auf der geplanten Fläche. Abbildung 4 und Abbildung 5 zeigen Vor-Ort-Aufnahmen des geplanten Solarparks.

Detail Reihenverschattung
Seitenansicht - ohne Maßstab:

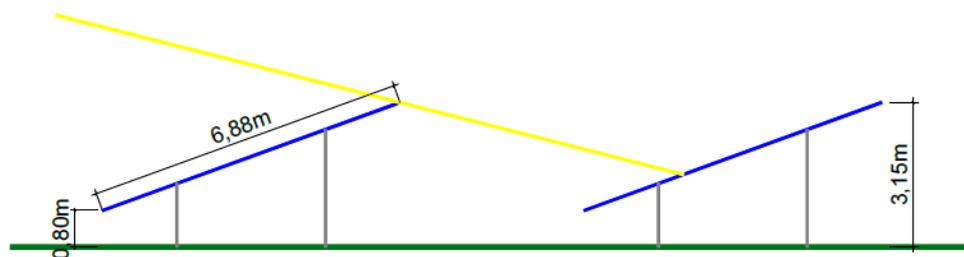


Abbildung 2: Geplante Modulaufständering und Tischbelegung (Quelle: Auftraggeber)

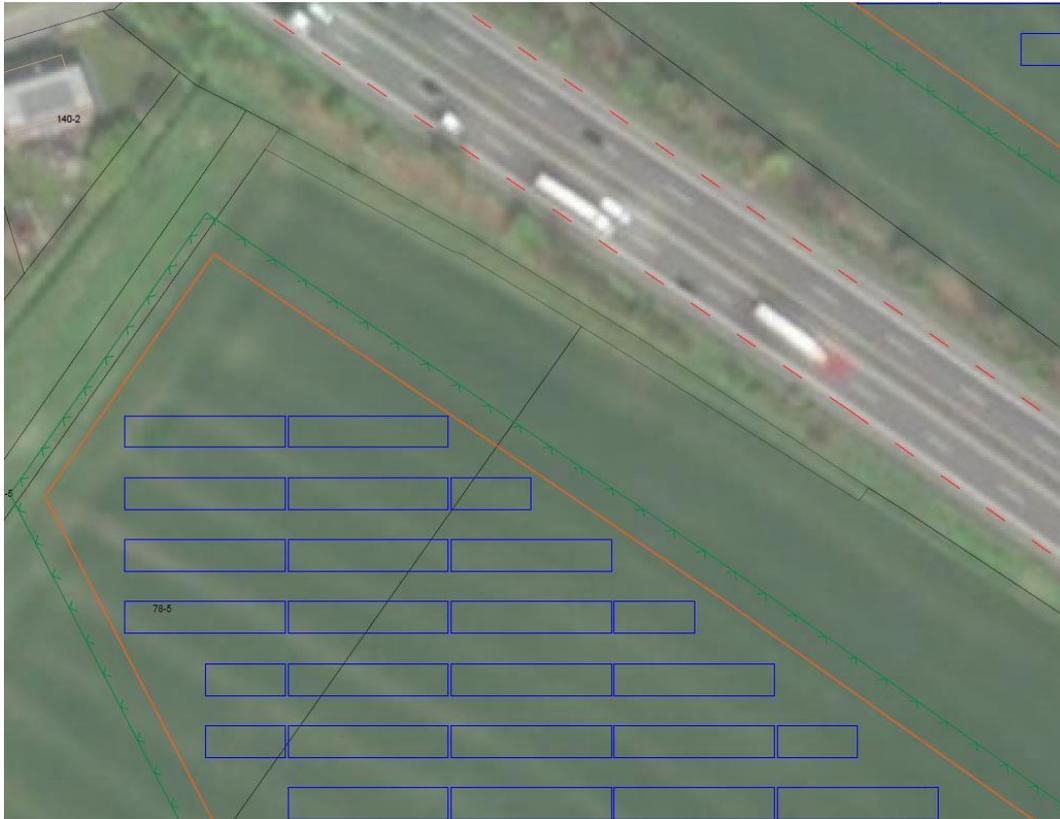


Abbildung 3: Belegungsbeispiel der geplanten PV-Module und Tischreihen (Quelle: Auftraggeber)



Abbildung 4: Vor-Ort-Aufnahme des geplanten Solarparks (1) (Quelle: Auftraggeber)



Abbildung 5: Vor-Ort-Aufnahme des geplanten Solarparks (2) (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 ($\alpha = \beta$).

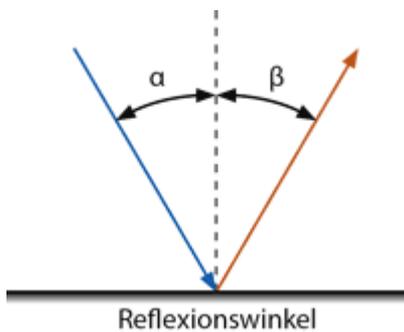


Abbildung 6: Reflexion eines Lichtstrahls

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.

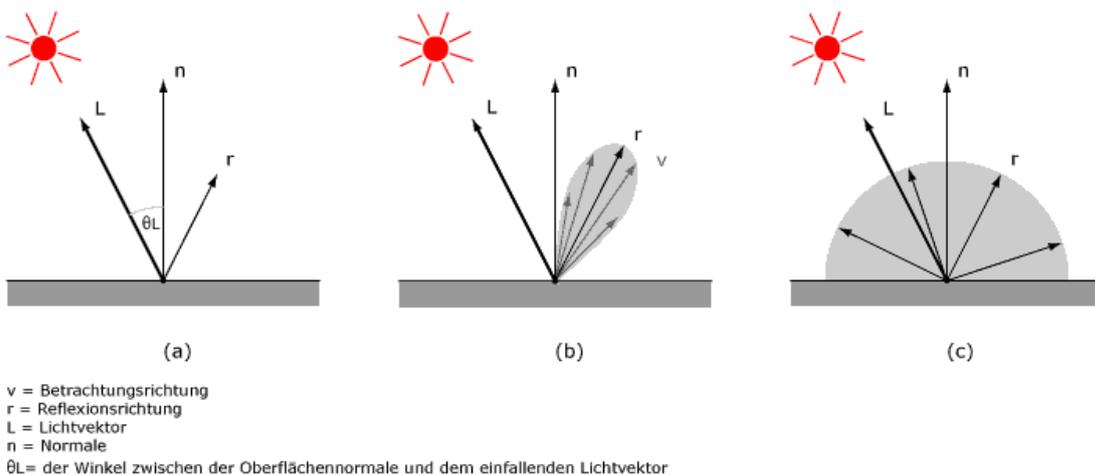


Abbildung 7: (a) Ideale spekulare Reflexion, (b) Reale spekulare Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion Quelle: (Linz, Kunst Universität)

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.

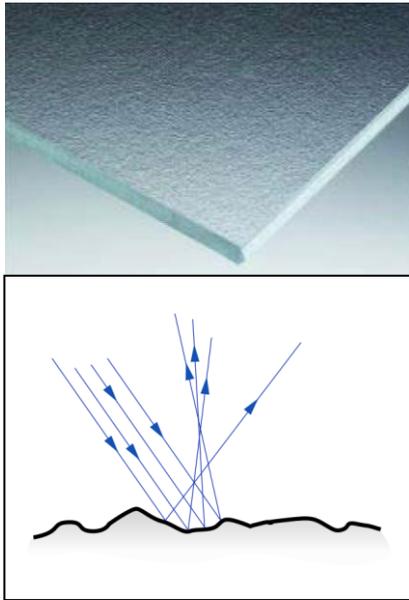


Abbildung 8: Mikrostrukturierte
(matt/matt)
Oberfläche
(Solarglass
(matt/matt) SILK)



Abbildung 9: 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

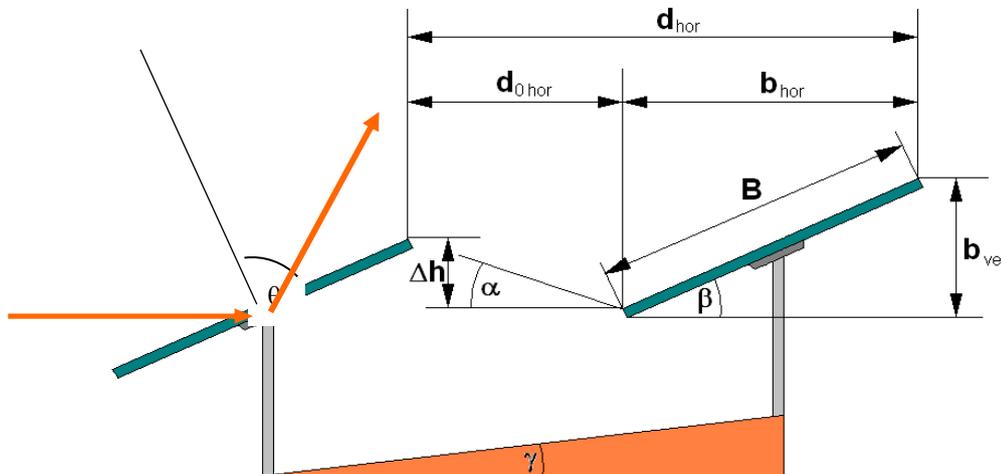


Abbildung 10: Reflexion von gerichteter Reflexion an der Glasfläche des Moduls (Darstellung anhand eines Strahls)

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 (Immisionsschutz, 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/m² angenommen. Für einen längeren direkten Blick in eine Lichtquelle sind aber nur Leuchtdichten zwischen 4000 cd/m² und 10'000 cd/m² 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/m² und 100 Mio cd/m² rechnen, was deutlich über den Grenzen zu Absolutblendung von 10'000 cd/m² bis 1,6 Mio cd/m² 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. Die für die Ergebnisdarstellung verwendete Zonenzeit ist UTC+ 2.

6 Simulation

Dieses Kapitel stellt die Simulationsparameter und die Ergebnisse dar.

6.1 Simulationsparameter

Nachfolgend werden die Eingabedaten und Simulationsparameter für die PV-Anlage, den Straßenverkehr der Bundesautobahn A30 und angrenzende Wohngebäude beschrieben und dargestellt. Diese Eingabedaten sind für die Simulationsberechnung notwendig.

6.1.1 PV-Anlage

Die Verortung der geplanten PV-Anlage des Solarparks Gesmold 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 20° (siehe Kapitel 3). Abbildung 11 verdeutlicht die Verortung der PV-Anlage in einem Kartenausschnitt. Diese ist in die PV-Felder A und B unterteilt und in der Abbildung blau dargestellt.

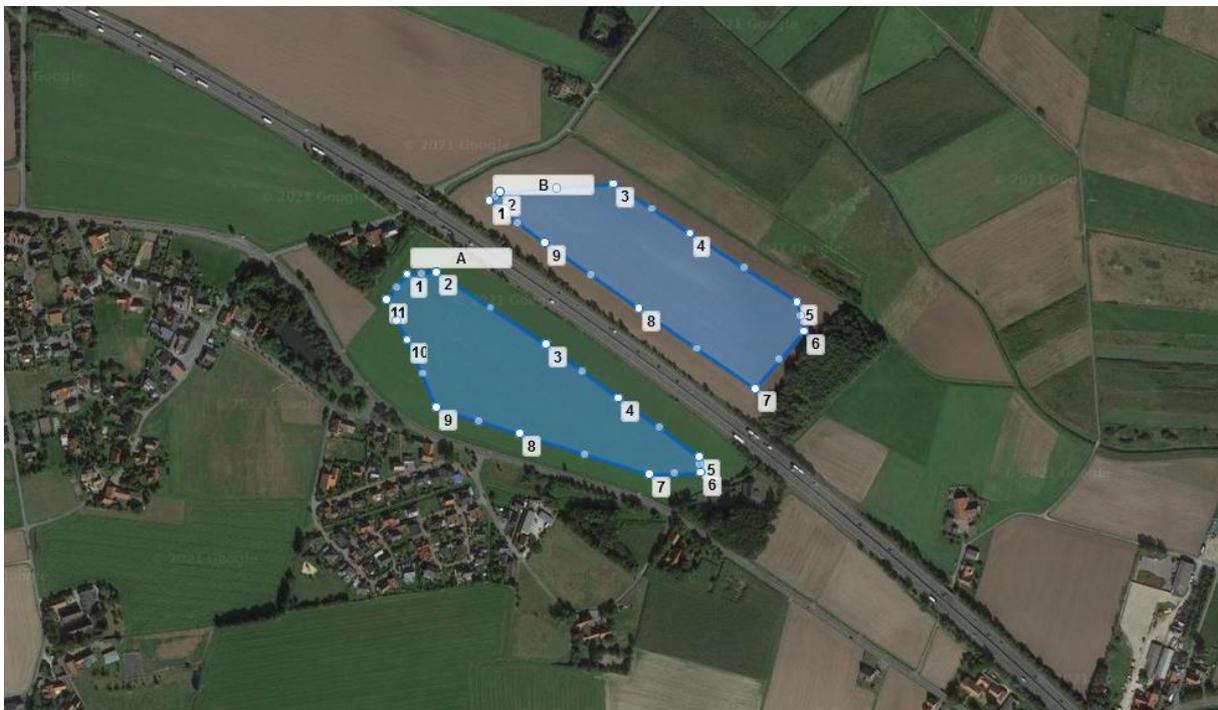


Abbildung 11: Verortung des Solarparks Gesmold anhand eines Kartenausschnitts (Quelle: Google Earth)

Tabelle 1: Verortung des Solarparks Gesmold

| | Punkt | Breitengrad [°] | Längengrad [°] | Höhe ü. NN [m] | Mittlere Modulhöhe [m] | Höhe ü. NN gesamt [m] |
|------|-------|--------------------|-------------------|-------------------|------------------------------|-----------------------------|
| PV A | 1 | 52,2105627 | 8,28943307 | 80,2 | 2 | 82,1 |
| PV A | 2 | 52,210589 | 8,29001243 | 79,9 | 2 | 81,9 |
| PV A | 3 | 52,2097146 | 8,29219038 | 80,2 | 2 | 82,2 |
| PV A | 4 | 52,2090506 | 8,29362805 | 79,9 | 2 | 81,9 |
| PV A | 5 | 52,208334 | 8,29523737 | 78,2 | 2 | 80,2 |
| PV A | 6 | 52,2081433 | 8,2952481 | 77,5 | 2 | 79,4 |
| PV A | 7 | 52,2081236 | 8,29423959 | 78,1 | 2 | 80,1 |
| PV A | 8 | 52,2086232 | 8,29168076 | 78,9 | 2 | 80,9 |
| PV A | 9 | 52,2089388 | 8,29002316 | 80,3 | 2 | 82,2 |
| PV A | 10 | 52,2097606 | 8,2894438 | 80,6 | 2 | 82,6 |
| PV A | 11 | 52,2102504 | 8,28903074 | 80 | 2 | 81,9 |
| PV B | 1 | 52,2114554 | 8,29107446 | 77,6 | 2 | 79,6 |
| PV B | 2 | 52,2115705 | 8,2912944 | 77,3 | 2 | 79,3 |
| PV B | 3 | 52,2116691 | 8,29352063 | 75,9 | 2 | 77,8 |
| PV B | 4 | 52,2110675 | 8,29504681 | 76,3 | 2 | 78,3 |
| PV B | 5 | 52,2102261 | 8,2971738 | 76,1 | 2 | 78,1 |
| PV B | 6 | 52,2098743 | 8,29729718 | 76,3 | 2 | 78,2 |
| PV B | 7 | 52,2091742 | 8,29632086 | 76,5 | 2 | 78,5 |
| PV B | 8 | 52,2101504 | 8,29402489 | 77,6 | 2 | 79,6 |
| PV B | 9 | 52,2109492 | 8,29217416 | 78,3 | 2 | 80,2 |

6.1.2 Bundesautobahn A30

Die Verortung der Bundesautobahn A30 ist in Abbildung 12 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.

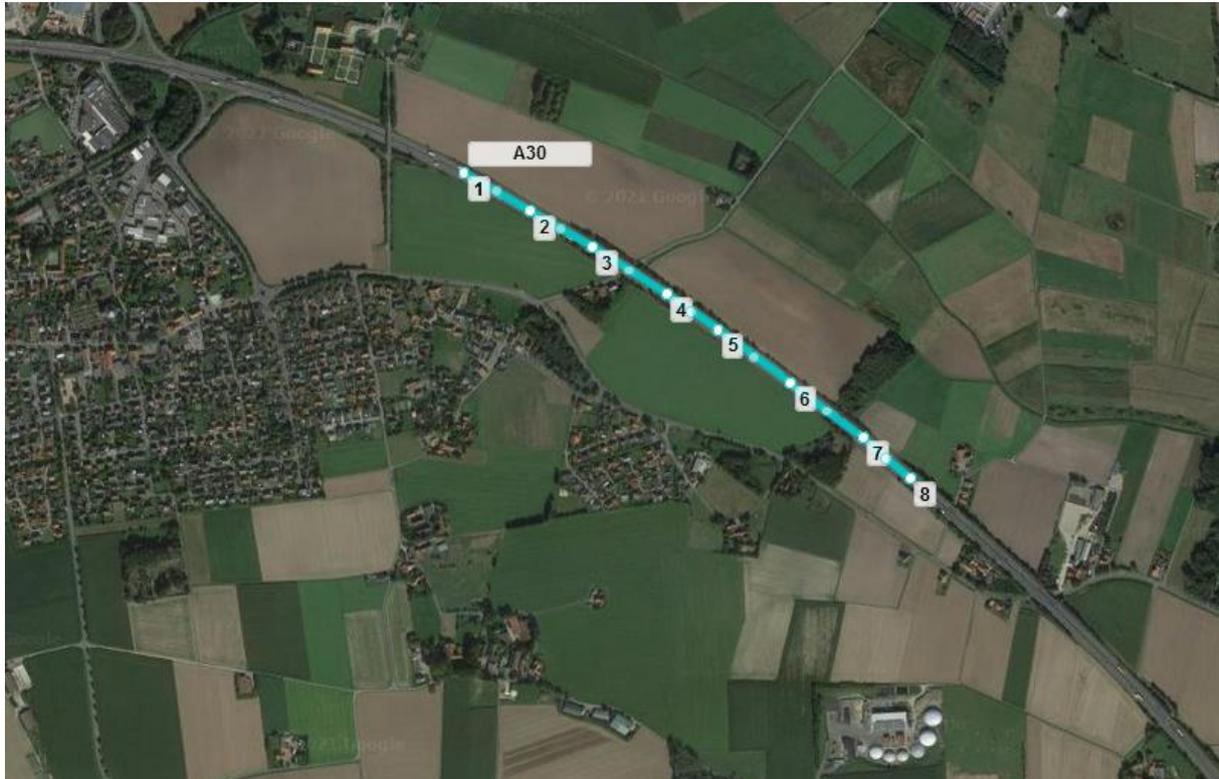


Abbildung 12: Verortung der Bundesautobahn A30 (Quelle: Google Earth)

Tabelle 2: Koordinaten, Höhe ü. NN, die Sitzhöhe im Straßenverkehr und die Gesamthöhe über NN der Bundesautobahn A30

| | Punkt | Breitengrad [°] | Längengrad [°] | Höhe ü. NN [m] | Sitzhöhe [m] | Höhe ü. NN gesamt [m] |
|-----|-------|--------------------|-------------------|-------------------|-----------------|--------------------------------|
| A30 | 1 | 52,2133678 | 8,2842851 | 80,3 | 3 | 83,3 |
| A30 | 2 | 52,2126119 | 8,28643087 | 82,2 | 3 | 85,2 |
| A30 | 3 | 52,2118953 | 8,28843716 | 81,5 | 3 | 84,5 |
| A30 | 4 | 52,2109355 | 8,29084042 | 81,7 | 3 | 84,7 |
| A30 | 5 | 52,2102255 | 8,29252485 | 81,6 | 3 | 84,6 |
| A30 | 6 | 52,2091604 | 8,29489592 | 80,4 | 3 | 83,4 |
| A30 | 7 | 52,2080756 | 8,29723481 | 81,4 | 3 | 84,4 |
| A30 | 8 | 52,2072604 | 8,29876903 | 81,7 | 3 | 84,7 |

6.1.1 Weitere Untersuchungspunkte der Bundesautobahn A30

Aufgrund vorhandener Limitationen der Simulationssoftware für die Untersuchung von Streckenabschnitten wurde zur weiteren Untersuchung die Bundesautobahn A30 in Untersuchungspunkte (OP = Observation Point) aufgeteilt (siehe Abbildung 13). Dazu wurden insgesamt 8 weitere Untersuchungspunkte (OP 8 – OP 15), die potenziell eine Sichtverbindung zu der Fläche A des Solarparks Gesmold aufweisen, auf der untersuchten Strecke für weitere Auswertungen bestimmt und berechnet. Die exakten Koordinaten, Höhe ü. NN, die für die Simulation angenommene Sitzhöhe des Fahrerhauses von 3,00 m und die daraus resultierende Gesamthöhe sind aus Tabelle 3 zu entnehmen.

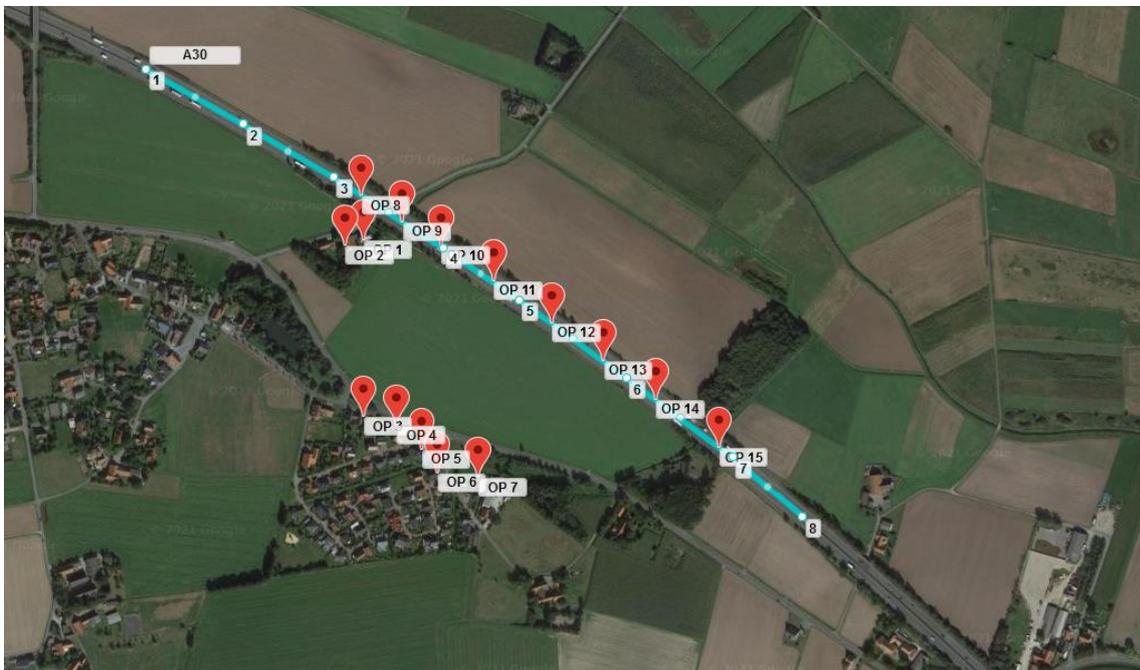


Abbildung 13: Verortung der Strecke unterteilt in Untersuchungsorte (OP 8 – OP 15) (Quelle: Google Earth)

Tabelle 3: Koordinaten, Höhe ü. NN, die Sitzhöhe im Straßenverkehr und die Gesamthöhe über NN der Untersuchungspunkte OP 8 – OP 15

| Untersuchungs- punkt | Breitengrad [°] | Längengrad [°] | Höhe ü. NN [m] | Sitzhöhe [m] | Höhe ü. NN gesamt [m] |
|-------------------------|--------------------|-------------------|-------------------|--------------|--------------------------------|
| 8 | 52,211648 | 8,28903651 | 80,2 | 3 | 83,2 |
| 9 | 52,211293 | 8,28993774 | 79,7 | 3 | 82,7 |
| 10 | 52,2109643 | 8,29078531 | 81,4 | 3 | 84,4 |

| | | | | | |
|----|------------|------------|------|---|------|
| 11 | 52,2104844 | 8,29194403 | 81,9 | 3 | 84,9 |
| 12 | 52,2099125 | 8,29323149 | 81 | 3 | 84 |
| 13 | 52,2093997 | 8,29436875 | 80,2 | 3 | 83,2 |
| 14 | 52,2088737 | 8,29552746 | 79,9 | 3 | 82,9 |
| 15 | 52,2082163 | 8,29693294 | 81,1 | 3 | 84,1 |

6.1.2 Wohngebäude

Es wurden 7 relevante Immissionsorte (Observation Points = OP) für die Untersuchung der angrenzenden Wohngebäude bestimmt. Diese sind in Abbildung 14 als rote Stecknadeln dargestellt. Dabei stellen die OPs Wohngebäude in der unmittelbaren Umgebung zu dem Solarpark dar, für die eine Sichtverbindung zum Solarpark besteht. Zu den weiteren Wohngebäuden, die nicht markiert sind, besteht keine Sichtverbindung aufgrund von natürlichem Bewuchs oder Bebauungen. Weiterhin wurde die zu untersuchende Höhe der einzelnen Punkte anhand Auswertungen in Google Maps bestimmt. Vor-Ort-Aufnahmen der Wohngebäude stehen nicht zur Verfügung. So wird beispielsweise eine Terrasse im Erdgeschoss mit einer Höhe von zwei Metern definiert und ausgewertet. Ein Fenster im ersten Stock wird mit einer Höhe von 3 m und ein Fenster im zweiten Stock eines Wohngebäudes mit einer Höhe von 5 m definiert und ausgewertet. Die exakten Koordinaten, Höhe ü. NN, die für die Simulation angenommene Untersuchungshöhe und die daraus resultierende Gesamthöhe sind aus Tabelle 4 zu entnehmen.



Abbildung 14: Verortung der Wohngebäude (OP 1 – OP 7) (Quelle: Google Earth)

Tabelle 4: Koordinaten, Höhe ü. NN, die Untersuchungshöhe und die Gesamthöhe über NN der Wohngebäude, dargestellt durch OP 1 – OP 7

| Untersuchungs- punkt | Breitengrad [°] | Längengrad [°] | Höhe ü. NN [m] | Untersuchungs- höhe [m] | Höhe ü. NN gesamt [m] |
|-------------------------|--------------------|-------------------|-------------------|----------------------------|--------------------------|
| OP 1 | 52,2110404 | 8,28907982 | 81 | 5 | 86 |
| OP 2 | 52,210955 | 8,28866676 | 80,7 | 5 | 85,7 |
| OP 3 | 52,2086323 | 8,28907982 | 80,9 | 5 | 85,9 |
| OP 4 | 52,2085074 | 8,28979865 | 80,4 | 3 | 83,4 |
| OP 5 | 52,2081787 | 8,29036728 | 79,3 | 5 | 84,3 |
| OP 6 | 52,2078697 | 8,29069987 | 79,5 | 5 | 84,5 |
| OP 7 | 52,2078072 | 8,29161182 | 78,5 | 5 | 83,5 |

6.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse der simulativen Berechnung auf potenzielle Blendungen sind nachfolgend dargestellt.

6.2.1 Bundesautobahn A30

Tabelle 5 stellt die Simulationsergebnisse auf die Bundesautobahn A30 dar. Die Simulation ergibt potenzielle Blendungen in Form von Yellow Glare ausgehend von PV-Feld A.

Tabelle 5: Simulationsergebnisse (potenzielle Blendung) auf die Bundesautobahn A30

| | Annual Green Glare (min) | Annual Yellow Glare (min) |
|--------------------|--------------------------|---------------------------|
| Bundesautobahn A30 | 0 | 804 |

6.2.2 Weitere Untersuchungspunkte der Bundesautobahn A30

Die weiteren Untersuchungspunkte der Bundesautobahn A30 sind punktuelle Untersuchungen der Straßenabschnitte, die für die Auswertung untersucht werden und somit nicht gesondert im Ergebnisteil dargestellt werden. Insofern keine Blendung für Untersuchungspunkte ermittelt wurde, werden diese nicht weiter dargestellt.

6.2.3 Wohngebäude

Tabelle 6 stellt die Simulationsergebnisse der potenziellen Blendung auf die Wohngebäude dar. Die Simulation ergibt potenzielle Blendungen in Form von Yellow Glare. Diese sind aus der Tabelle zu entnehmen. Grenzwertüberschreitungen sind rot markiert. Für OP 1 und OP 2 wurde keine Blendung ermittelt. OP 3, OP 4, OP 5, OP 6 und OP 7 überschreiten den maximal zulässigen Grenzwert von 1800 Minuten pro Kalenderjahr und stellen somit eine übermäßige Belästigung

Tabelle 6: Simulationsergebnisse (potenzielle Blendung) auf die Wohngebäude OP 1 – OP 7 für ein Kalenderjahr

| | Annual Green Glare (min) | Annual Yellow Glare (min) | Annual Yellow Glare bereinigt (min) |
|------|--------------------------|---------------------------|-------------------------------------|
| OP 1 | 0 | 0 | 0 |
| OP 2 | 0 | 0 | 0 |
| OP 3 | 0 | 4793 | 3777 |
| OP 4 | 0 | 3725 | 2814 |
| OP 5 | 0 | 3586 | 2714 |
| OP 6 | 0 | 2897 | 2458 |
| OP 7 | 0 | 2565 | 2360 |

7 Auswertung

Dieses Kapitel wertet die Simulationsergebnisse hinsichtlich auftretender Blendung und unter Berücksichtigung der Grenzwerte aus. Dabei wird die simulative Untersuchung der Bundesautobahn A 30 dargestellt. Die Ergebnisse von OP 12 und OP 14 werden zur Veranschaulichung der Simulationsergebnisse für den Straßenverkehr genutzt. Für OP 8, OP 9 und OP 10 wurde keine potenzielle Blendung ermittelt, weshalb diese nicht weiter in der Auswertung berücksichtigt werden. Blendung tritt erst ab OP 11 auf.

Für die Darstellung der Wohngebäude werden OP 1 und OP 2 nicht berücksichtigt, da keine potenzielle Blendung ermittelt wurden. OP 3, OP 5 und OP 7 werden exemplarisch für die Untersuchung der Wohngebäude dargestellt.

7.1 Bundesautobahn A30

Nachfolgend ist die Auswertung der Bundesautobahn A30 beschrieben.

7.1.1 PV-Feld A

Abbildung 15 verdeutlicht auf Basis der Simulationsergebnisse die grafische Auswertung der Bundesautobahn A30 hinsichtlich der jährlich auftretenden potenziellen Blendungen in Abhängigkeit der Uhrzeit, dargestellt durch OP 12. 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 Mai und von Mitte Juli bis Ende September zwischen 18:45 und 20:00 auf. Abbildung 16 verdeutlicht die tägliche Dauer der Blendung. Diese erreicht bis zu 18 Minuten pro Tag. Abbildung 17 verdeutlicht 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 12. 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 12 verursacht werden.

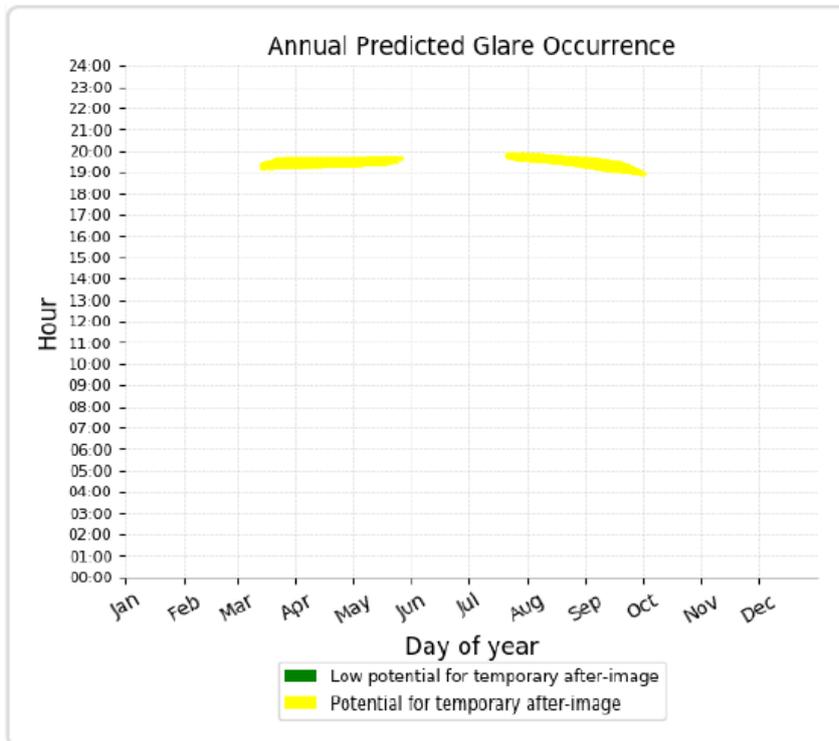


Abbildung 15: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Bundesautobahn A30 (dargestellt anhand OP 12)

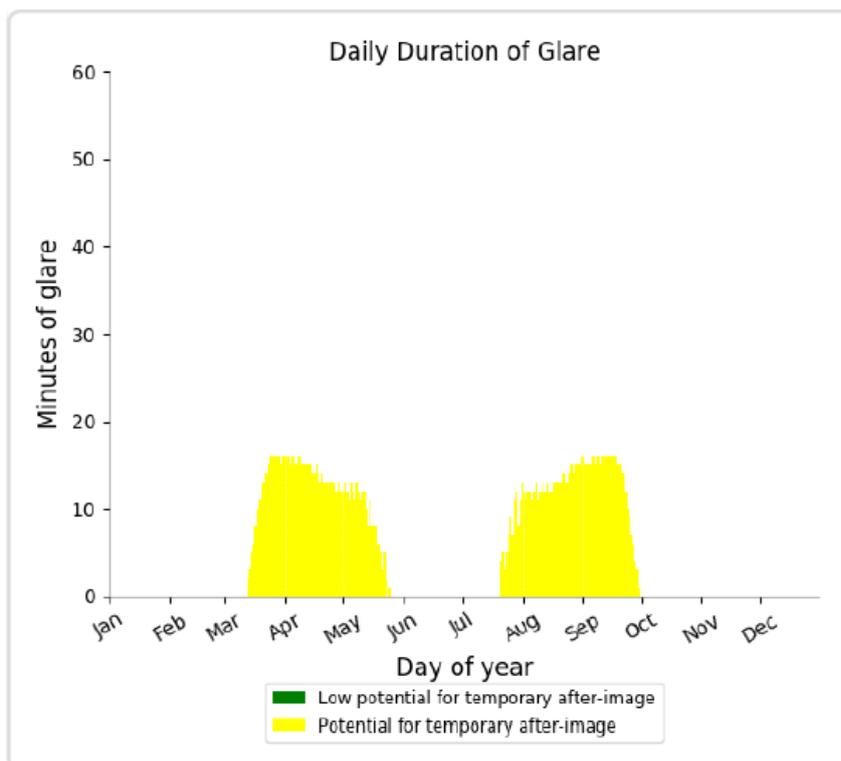


Abbildung 16: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) in Abhängigkeit der Monate für die Bundesautobahn A30 (dargestellt anhand OP 12)

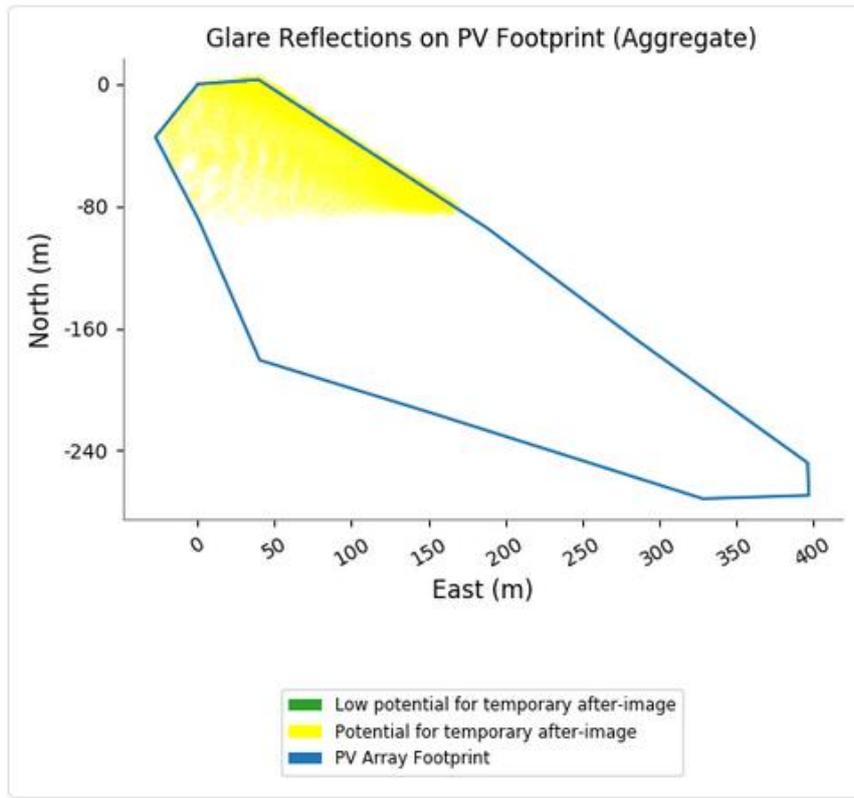


Abbildung 17: PV-Fläche und durch die Sonne verursachten Reflexionen auf die Bundesautobahn A30 (dargestellt anhand OP 12)

Abbildung 18, Abbildung 19 und Abbildung 20 verdeutlichen analog zu der Darstellung von OP 12 die Auswertung von OP 14. Potenzielle Blendungen treten von Mitte März bis Ende Mai und von Mitte Juli bis Ende September zwischen 18:45 und 20:00 auf. Die tägliche Dauer der Blendung erreicht bis zu 18 Minuten am Tag.

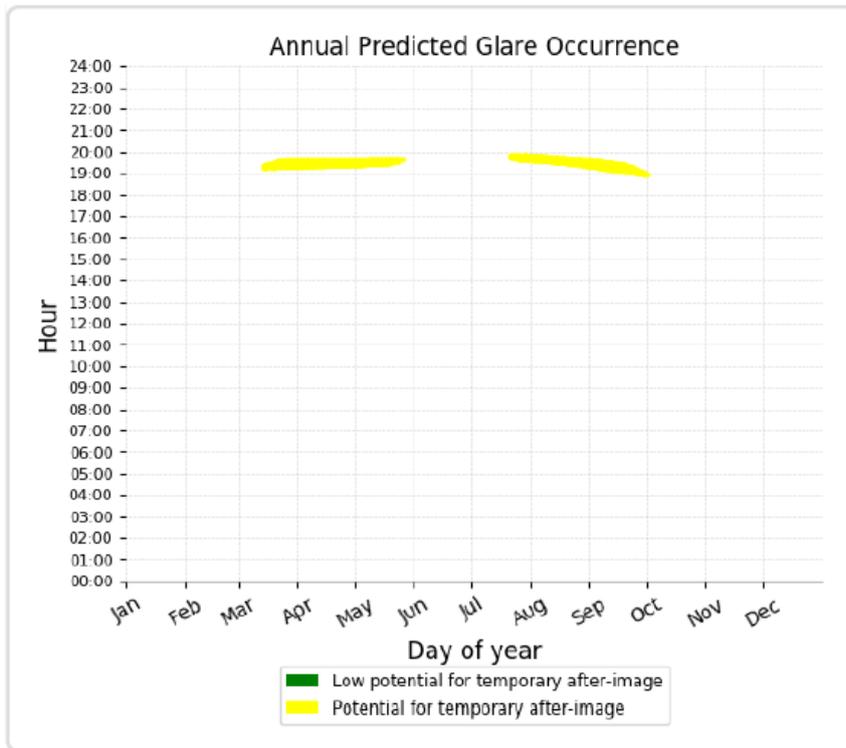


Abbildung 18: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für die Bundesautobahn A30 (dargestellt anhand OP 14)

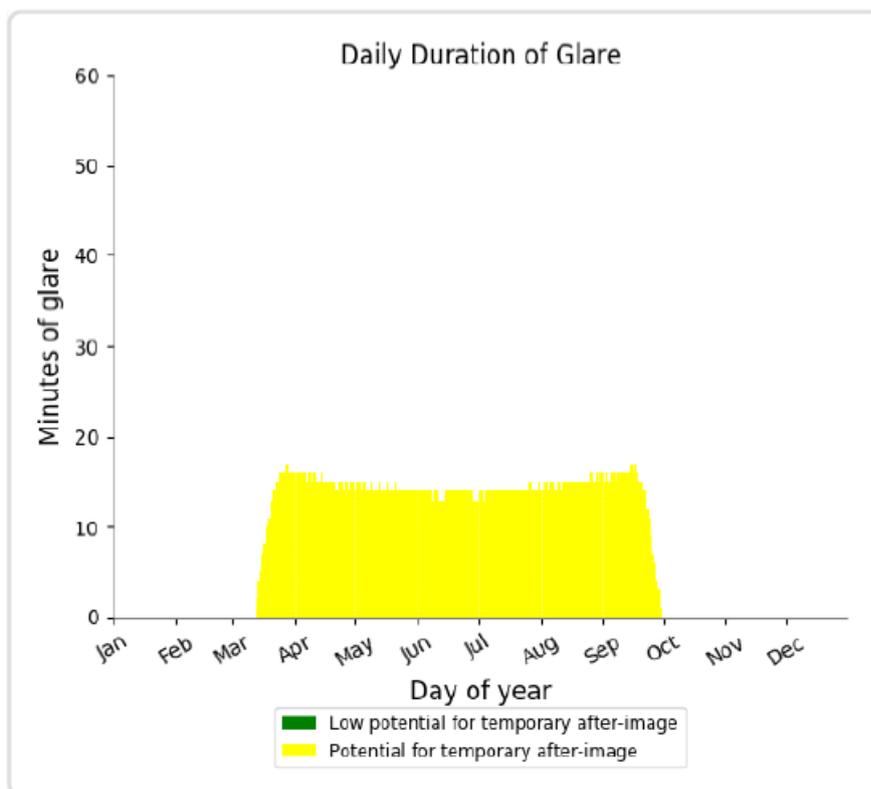


Abbildung 19: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) in Abhängigkeit der Monate für die Bundesautobahn A30 (dargestellt anhand OP 14)

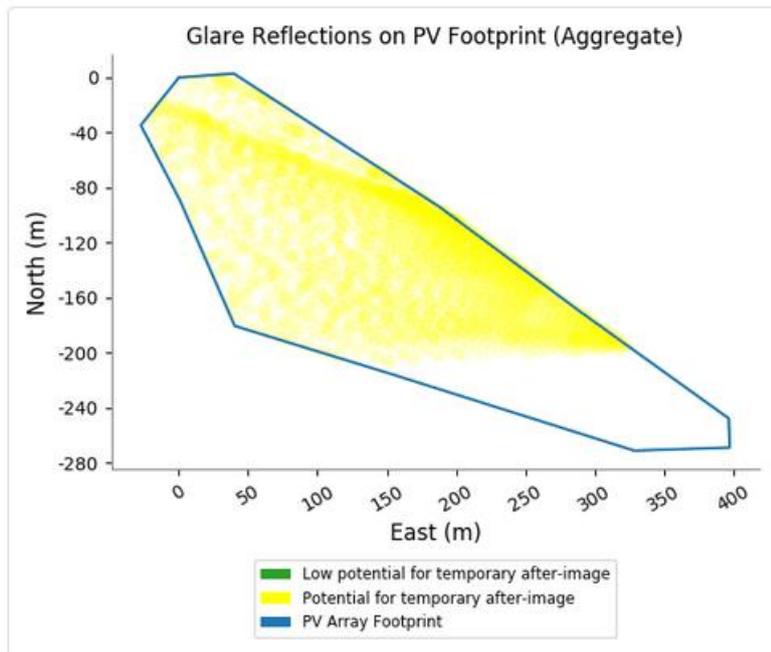


Abbildung 20: PV-Fläche und durch die Sonne verursachten Reflexionen auf die Bundesautobahn A30 (dargestellt anhand OP 14)

7.1.2 PV-Feld B

Die Auswertung für das PV-Feld B ergibt, dass die auftretenden Blendreflexionen nicht in den berücksichtigten Blickwinkel im Straßenverkehr fallen.

7.2 Wohngebäude

Nachfolgend ist die Auswertung von OP 3, OP 5 und OP 7 dargestellt. Die potenziellen Blendungen werden dabei von PV-Feld A verursacht. Eine übermäßige Belästigung der angrenzenden Wohngebäude durch direkte Reflexion von Sonnenlicht an den PV-Modulen kann nicht ausgeschlossen werden. Zu PV-Feld B besteht keine Sichtverbindung, da die erhöhte Bundesautobahn A30 als Sichtunterbrechung dient.

7.2.1 OP 3

Abbildung 21 verdeutlicht auf Basis der Simulationsergebnisse die grafische Auswertung der Wohngebäude hinsichtlich der jährlich auftretenden potenziellen Blendungen in Abhängigkeit der Uhrzeit, dargestellt durch OP 3. 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 06:30 und 08:15 auf. Abbildung 22 verdeutlicht die tägliche Dauer der Blendung.

Diese erreicht bis zu 30 Minuten pro Tag. Abbildung 23 verdeutlicht 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 3. 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 3 verursacht werden.

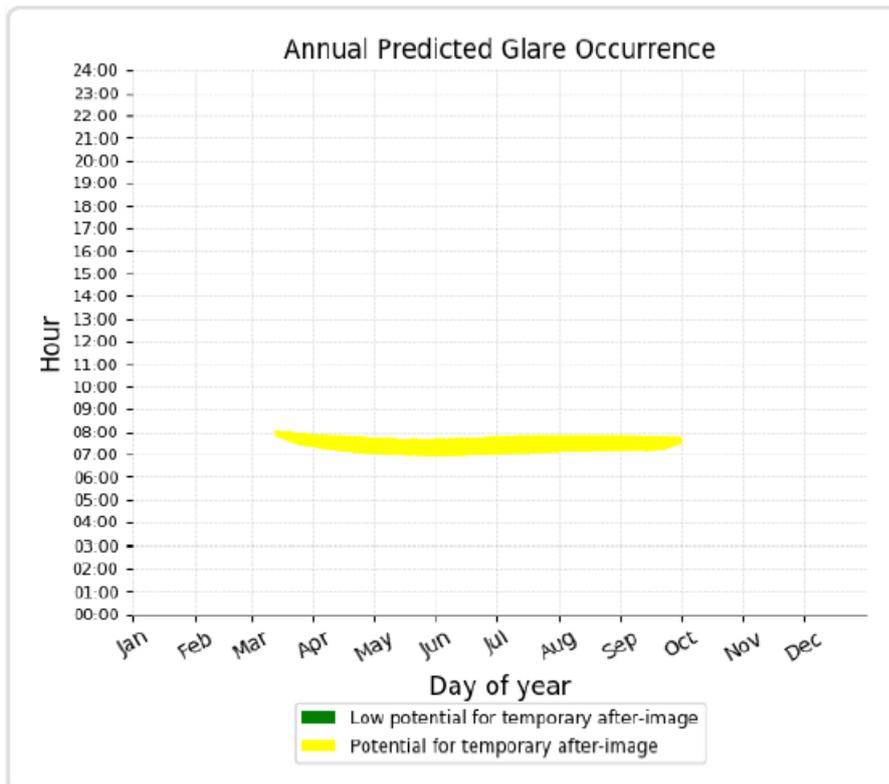


Abbildung 21: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP 3 (Wohngebäude)

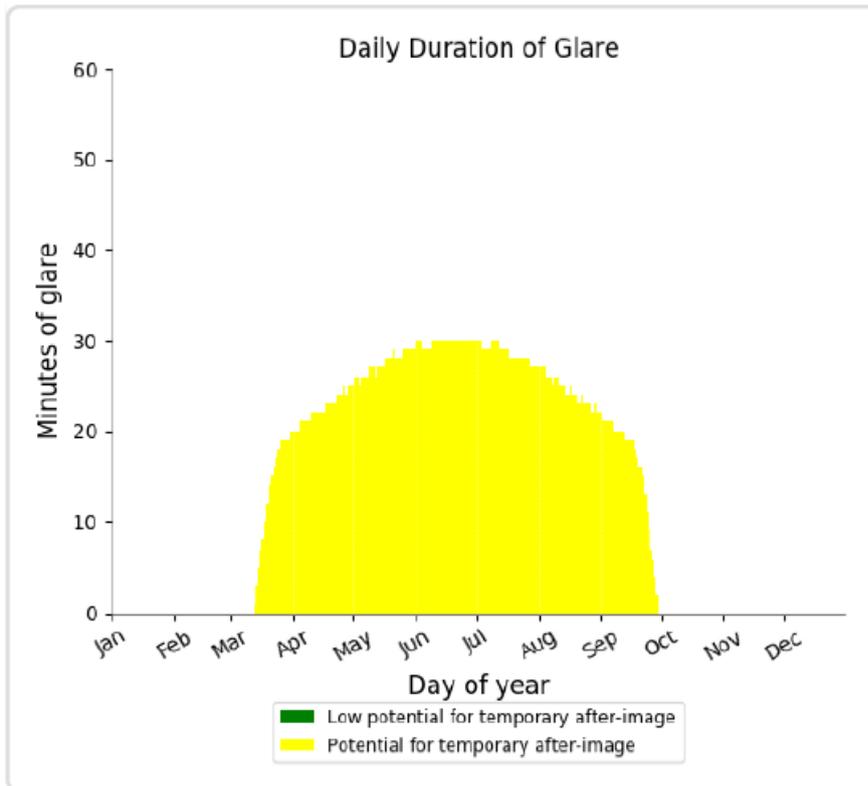


Abbildung 22: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) in Abhängigkeit der Monate für OP 3 (Wohngebäude)

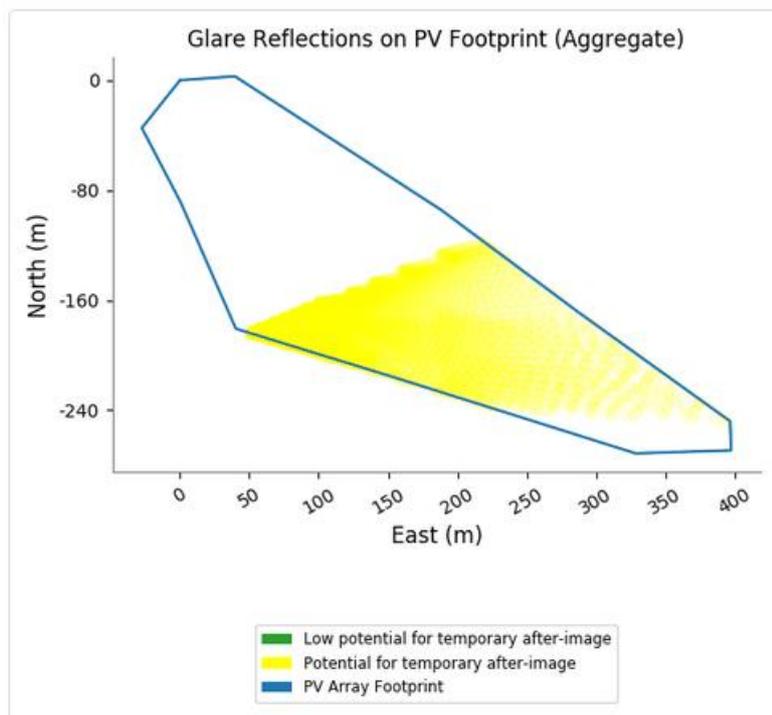


Abbildung 23: PV-Fläche und durch die Sonne verursachten Reflexionen auf OP 3

7.2.2 OP 5

Abbildung 24 verdeutlicht auf Basis der Simulationsergebnisse die grafische Auswertung der Wohngebäude hinsichtlich der jährlich auftretenden potenziellen Blendungen in Abhängigkeit der Uhrzeit, dargestellt durch OP 5. 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 06:30 und 08:00 auf. Abbildung 25 verdeutlicht die tägliche Dauer der Blendung. Diese erreicht bis zu 24 Minuten pro Tag. Abbildung 26 verdeutlicht 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 5. 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 5 verursacht werden.

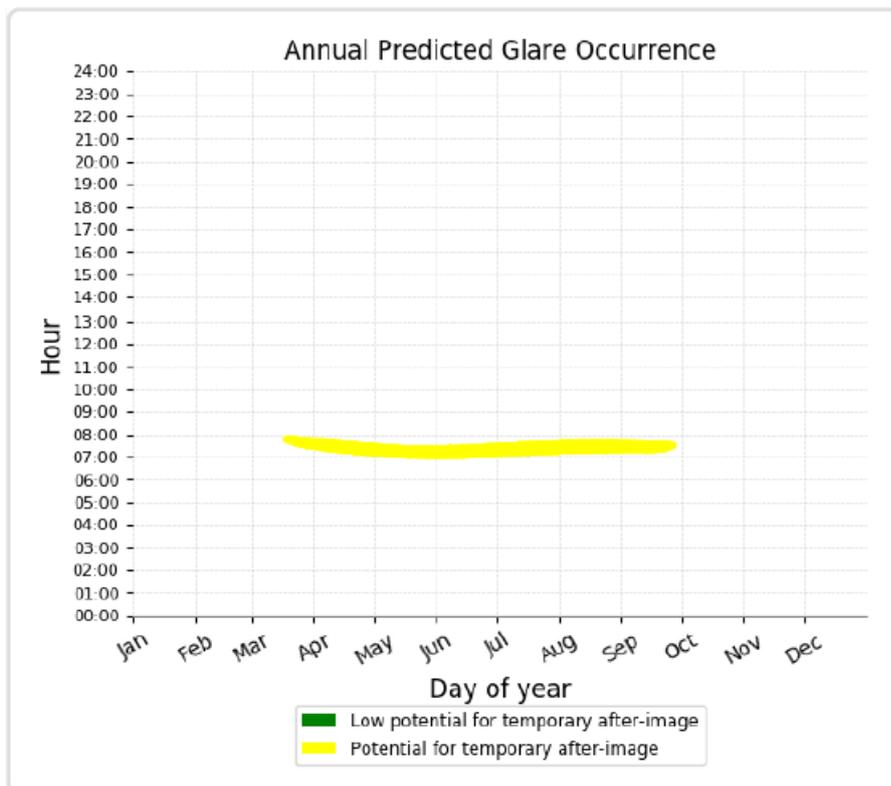


Abbildung 24: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP 5 (Wohngebäude)

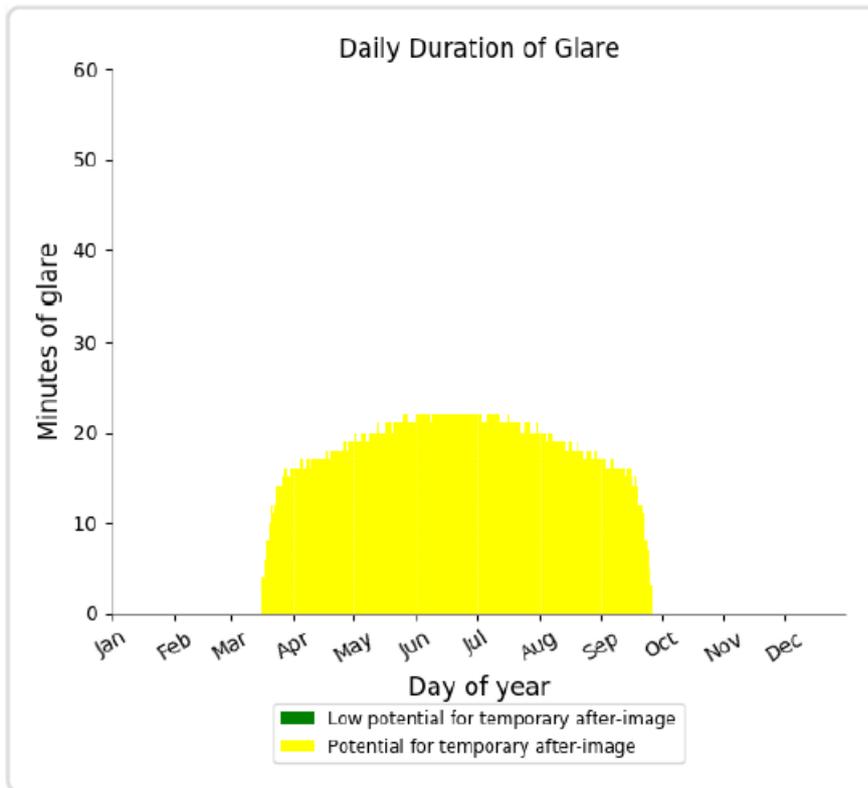


Abbildung 25: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) in Abhängigkeit der Monate für OP 5 (Wohngebäude)

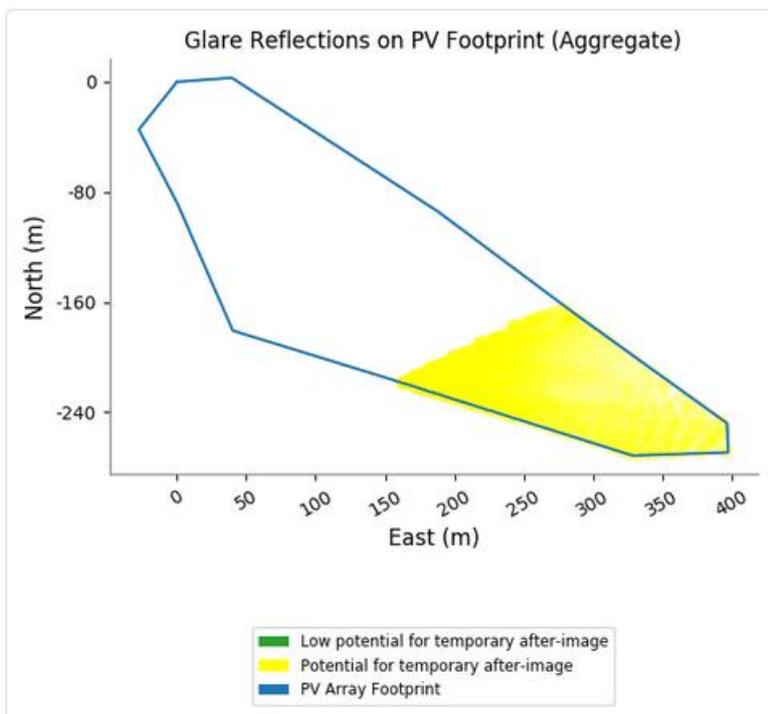


Abbildung 26: PV-Fläche und durch die Sonne verursachten Reflexionen auf OP 5

7.2.3 OP 7

Abbildung 27 verdeutlicht auf Basis der Simulationsergebnisse die grafische Auswertung der Wohngebäude hinsichtlich der jährlich auftretenden potenziellen Blendungen in Abhängigkeit der Uhrzeit, dargestellt durch OP 7. Dabei ist die Grafik aufgeteilt in die Monate Januar bis Dezember und deckt somit das ganze Kalenderjahr ab. Potenzielle Blendungen treten von Anfang April bis Anfang September zwischen 06:45 und 08:00 auf. Abbildung 28 verdeutlicht die tägliche Dauer der Blendung. Diese erreicht maximal 20 Minuten pro Tag. Abbildung 29 verdeutlicht 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.

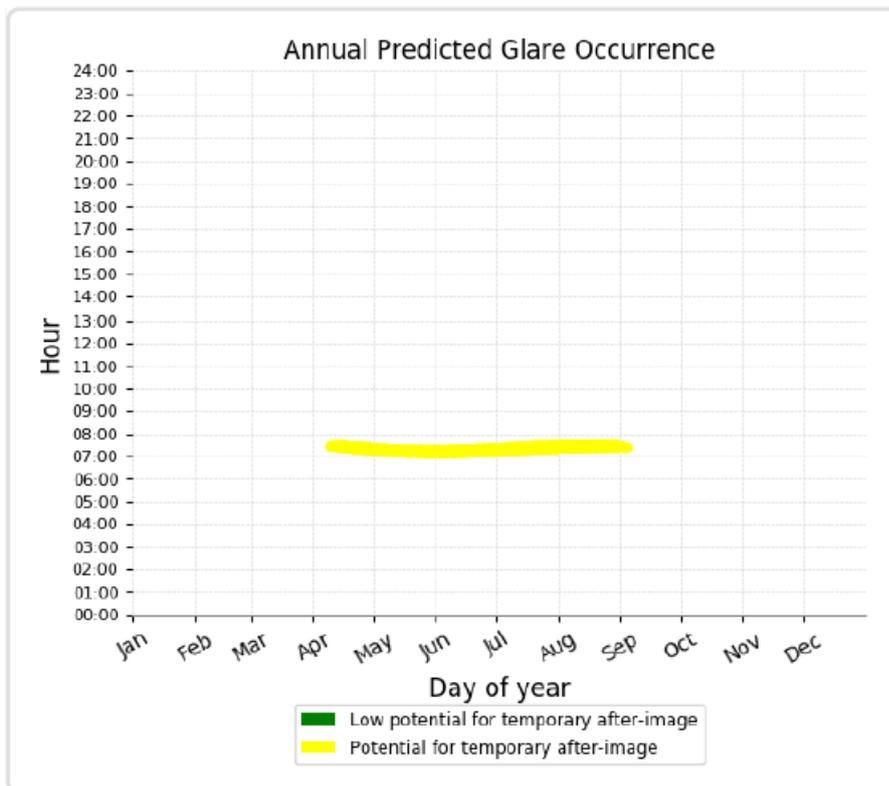


Abbildung 27: Jährlich auftretende Blendung in Abhängigkeit der Uhrzeit für OP 7

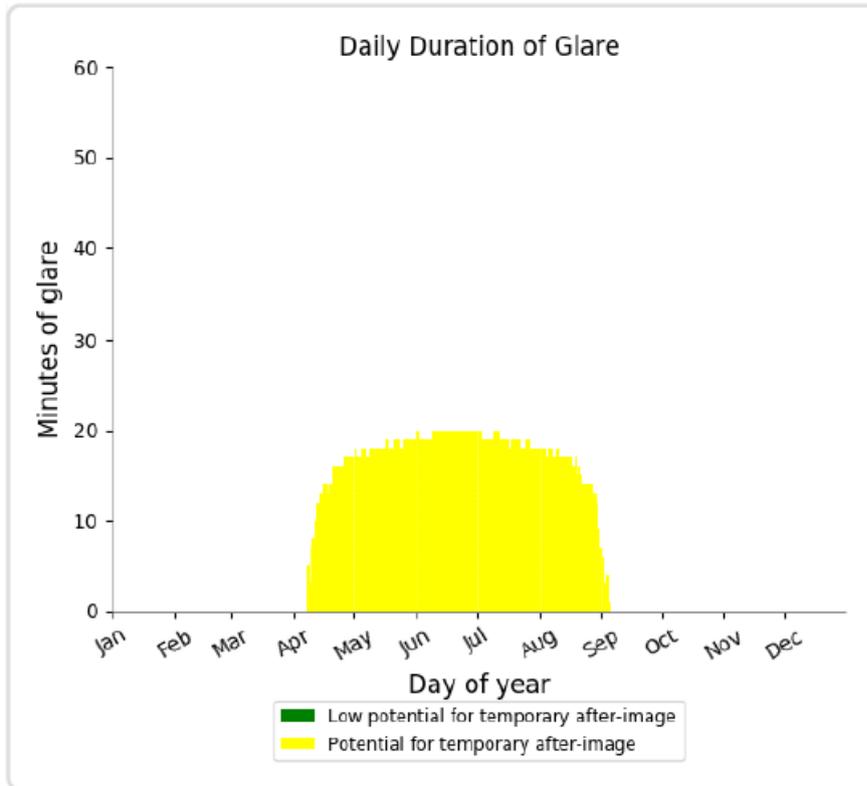


Abbildung 28: Täglich auftretende Blendung (in Minuten) in Abhängigkeit der Monate für OP 7

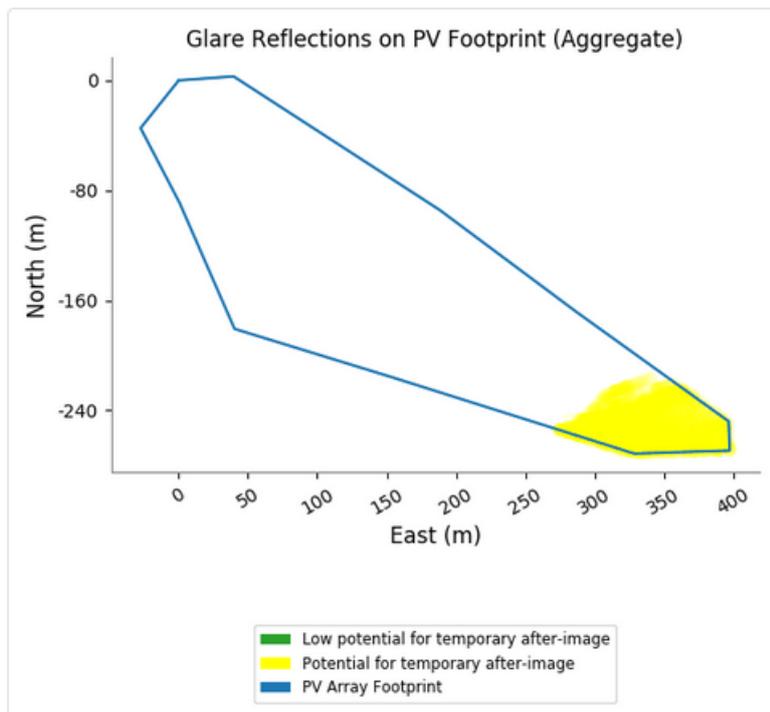


Abbildung 29: PV-Fläche und durch die Sonne verursachten Reflexionen auf OP 7

8 Blendschutzmaßnahmen

Nachfolgend sind die auftretenden, durch den Solarpark verursachten Sonnenreflexionen und die darauf aufbauende Ausarbeitung einer Ausrichtungsuntersuchung und Empfehlung von Blendschutzmaßnahmen zur Vermeidung und Minderung der Blendwirkung dargestellt. Die Auswertung bezieht sich auf PV-Feld A, da durch PV-Feld B keine Gefährdung durch Blendung zu den Wohngebäuden und zum angrenzenden Straßenverkehr der Bundesautobahn A30 hervorgerufen wird. Die optimierte Anpassung der Ausrichtung für das PV-Feld A wirkt sich auch auf die Blendwirkung der Wohngebäude aus. Diese wurde somit erneut simuliert.

8.1 Bundesautobahn A30

Zur Vermeidung von Blendwirkung auf den Straßenverkehr wird eine Anpassung der Ausrichtung von PV-Feld A des Solarparks empfohlen. Die im Rahmen dieses Gutachtens getätigte Auswertung und Untersuchung mehrerer Ausrichtungsvarianten ergibt, dass eine Verschiebung der ursprünglich geplanten Südausrichtung in Richtung Südsüdwesten notwendig ist zur Vermeidung einer Gefährdung durch Blendung auf den Straßenverkehr. Eine Ausrichtungsanpassung auf 210°, d.h. eine Verschiebung der Modultische um 30° Richtung Westen, führt zu einer Vermeidung der Blendwirkung auf den Straßenverkehr der Bundesautobahn A30. Die Simulation hat keine Blendung für diese Ausrichtungsvariante ergeben. Daraus ergeben sich neue Ergebnisse für den Wohngebäudebereich, die nachfolgend dargestellt sind.

8.2 Wohngebäude

Die Ausrichtungsanpassung auf 210° für das PV-Feld A wirkt sich auf die Blendwirkung im untersuchten Wohnbereich und damit verbundenen Blendminuten auf die untersuchten OPs aus. Die für diese Variante ermittelten Ergebnisse der potenziellen Blendung sind nachfolgend in Tabelle 7 dargestellt, zum Vergleich Kapitel 6.2.3. Die Ergebnisse von OP 1 und OP 2 befinden sich nach wie vor unterhalb des Grenzwertes. Es ergeben sich Grenzwertüberschreitungen für OP 3, OP 4 und OP 5 analog zu der Auswertung der Südausrichtung. Die potenziellen Blendungen treten in den Morgenstunden von Ende März bis Mitte September auf. Die ermittelten Blendminuten von OP 6 (1728 Minuten) und OP 7 (1227 Minuten) sind geringer, sodass es hier zu keiner Grenzwertüberschreitung kommt.

Tabelle 7: Simulationsergebnisse (potenzielle Blendung) auf die Wohngebäude OP 1 – OP 7 für ein Kalenderjahr

| | Yellow Glare (min) | Yellow Glare bereinigt (min) | Täglicher Dauer (min) |
|------|--------------------|------------------------------|-----------------------|
| OP 1 | 15 | 0 | 0 |
| OP 2 | 1431 | 154 | 20 |
| OP 3 | 3722 | 3722 | 26 |
| OP 4 | 2935 | 2957 | 21 |
| OP 5 | 2486 | 2486 | 20 |
| OP 6 | 1728 | 1728 | 20 |
| OP 7 | 1227 | 1227 | 19 |

Im Folgenden werden die relevanten Bereiche der Blendschutzmaßnahmen zur Vermeidung potenzieller Blendung im untersuchten Wohnbereich dargestellt. Zur Eingrenzung des schutzwürdigen Bereichs kann Abbildung 30 herangezogen werden. Bei einer geplanten Bebauung wie sie dem Vorentwurf zum vorhabenbezogenen Bebauungsplan des Solarparks Gesmold zu entnehmen ist und dem dort dargestellten Geländeverlauf, ist eine Höhe des Blendschutzzauns von 3,50 m im orangen dargestellten Bereich geeignet eine Sichtunterbrechung zwischen den PV-Modulen und den Wohngebäuden zu gewährleisten und somit eine übermäßige Blendwirkung in diesem Bereich zu verhindern. Die Umsetzung der Sichtunterbrechung kann beispielsweise in Form eines blickdichten Zauns, einer blickdichten Folie an der geplanten Einfriedung oder künstlich gepflanzten Bewuchses realisiert werden. Die Maßnahmen zur Sichtunterbrechung zwischen den PV-Modulen des Solarparks und der Wohngebäude können vom Auftraggeber frei gewählt werden, insofern die Sichtunterbrechung erfolgt. Bei der Umsetzung einer Blendschutzmaßnahme durch natürlichen Bewuchs ist zu berücksichtigen, dass dieser in den relevanten Monaten von Ende März bis Mitte September laubtragend ist und in seinen Abmaßen die Sichtverbindung zwischen Generatorfläche und den Immissionspunkte unterbricht.



Abbildung 30: PV-Feld A (Blau), Blendreflexionen des Solarparks (gelb), relevanter Bereich (weiß) der Wohngebäude und ermittelte Länge des Blendschutzzauns (orange)

9 Fazit

Abschließend kommt das Fachgutachten zu dem Schluss, dass eine Gefährdung durch Blendung für den untersuchten Straßenverkehr der Bundesautobahn A30 unter Umsetzung der in Kapitel 8.1 vorgeschlagenen Anpassung des Azimutwinkels auszuschließen ist.

Weiterhin kommt das Fachgutachten zu dem Schluss, dass eine Gefährdung durch Blendung durch direkte Reflexion der Sonnenstrahlen an den Modulflächen für die Wohngebäude unter der in Kapitel 8.2 vorgeschlagenen Umsetzung der Blendschutzmaßnahmen ebenfalls 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). *Lufffahrthanduch Deutschland*.
- Immisionsschutz, 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.