



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) für den Solarpark Bohrau

Anlage: Solarpark Bohrau
51°46'16.44"N, 14°33'30.04"E
03149 Forst (Lausitz)

in Auftrag gegeben von: EP New Energies GmbH
Leagplatz 1
03050 Cottbus

Projektnummer: A-GmbH22/0050

Gutachter: Dipl.-Ing. Ralf Haselhuhn

Bearbeiter: B. Sc. Markus Stich

Berlin, 09.12.2022

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.....	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 Anliegende Straßen	13
7	Auswertung	15
8	Blendschutzmaßnahmen.....	26
9	Schlussbemerkung.....	30
10	Literaturverzeichnis	31
11	Abbildungsverzeichnis.....	32
12	Anhang	34

1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission des geplanten Solarparks Bohrau 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. 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

Der geplante Solarpark liegt in der Gemeinde Forst (Lausitz), zwischen den Ortsteilen Grötsch und Mulknitz auf der rekultivierten Fläche eines ehemaligen in Braunkohletagebaus, dargestellt in Abbildung 1. Die geplante Verbindungsstraße zwischen Grötsch und Mulknitz verläuft mittig durch den geplanten Solarpark und soll auf potenzielle Blendung durch diesen untersucht werden.

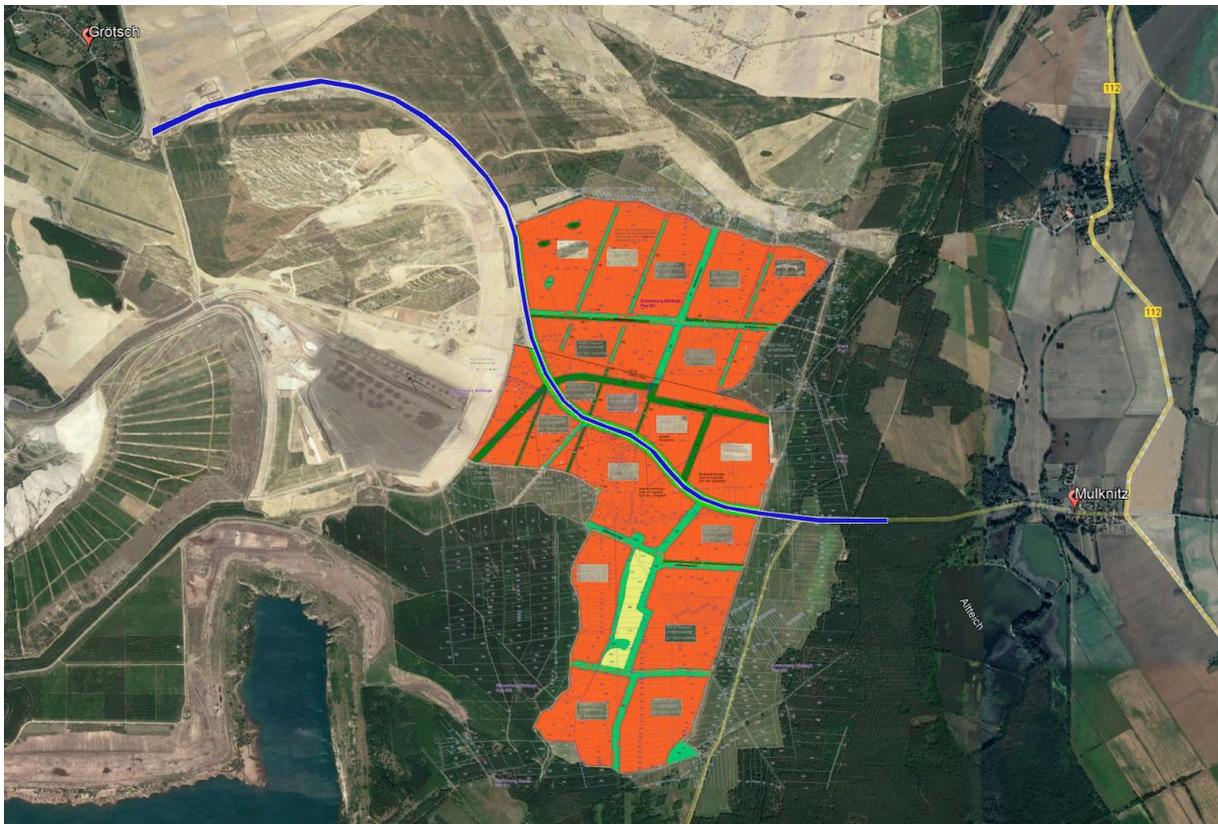


Abbildung 1: Geplante PV-Flächen (orange Fläche), Wildtierkorridore und Gehölzstreifigen zwischen den PV-Flächen (grün) und geplante Durchgangsstraße Grötsch-Mulknitz (blau) (Quelle: Auftraggeber)

3 Beschreibung der PV – Anlage

Der Solarpark wird mit einer Nennleistung von rund 400 MWp auf einer Fläche von knapp 4 Quadratkilometern geplant. Der Solarpark ist in einzelne PV-Flächen aufgeteilt, welche durch Wildtierkorridore mit Gehölzstreifen voneinander getrennt sind. Für die nördlich liegenden Flächen ist die Planung bereits weitgehend abgeschlossen, eine Darstellung des derzeitigen Bebauungsplans für den nördlichen Teil des Solarparks ist in Abbildung 2 gegeben. PV-Fläche 7 ist in einer Ost-West-Ausrichtung von $111,47^\circ / 291,47^\circ$ mit 10° -Neigungswinkel geplant. Als Unterkonstruktion wird ein zwei-Pfeiler-System für vier vertikal angeordnete Module mit einer Breite von 9,55 m verwendet. Die Modulunterkante liegt bei 0,8 m Höhe, die Moduloberkante auf 2,53 m, die mittlere Modulhöhe für die Simulation errechnet sich somit zu 1,6 m. Die übrigen PV-Flächen sind mit einer Azimut-Ausrichtung von $182,84^\circ$ und einem Neigungswinkel von 20° geplant. Auch hier wird ein 4-Module Portrait Tisch mit einer Breite von 9,55 m verwendet werden. Die Modulunterkante liegt wiederum bei 0,8 m, die Moduloberkante auf einer Höhe von 4,08 m, die mittlere für die Simulation angenommene Modulhöhe liegt dann bei 2,4 m. Für die weiteren – noch nicht im Detail geplanten PV-Flächen (siehe Abbildung 1) – werden im Gutachten beide Ausrichtungsvarianten untersucht, dargestellt in Abbildung 3.



Abbildung 2: Belegungsplan des Nordteils des Solarparks (Quelle: Auftraggeber)

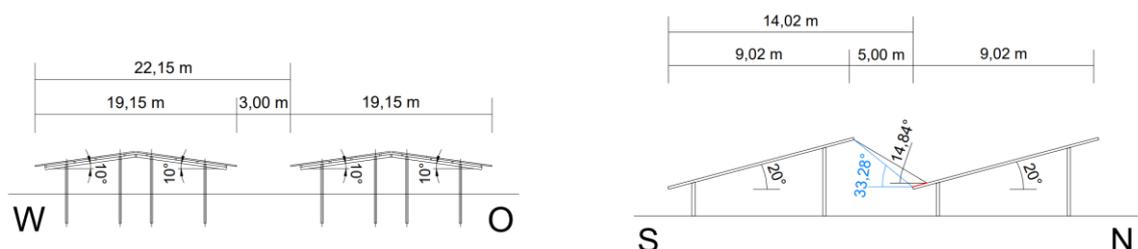


Abbildung 3: Abbildung der Unterkonstruktionen, Zeichnungen nicht maßstabgetreu, links Ost-West-Ausrichtung, rechts: Südausrichtung (Quelle: Auftraggeber)

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 ($\alpha = \beta$).

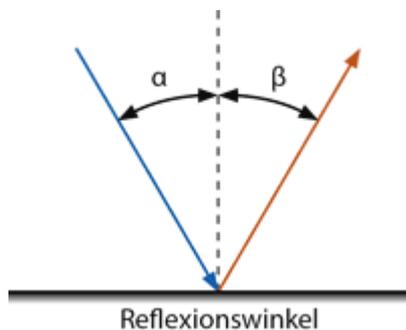


Abbildung 4: Reflexion eines Lichtstrahls

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 5 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.

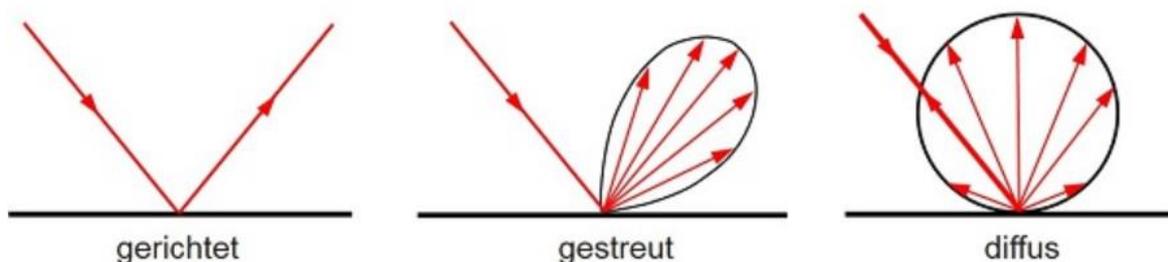


Abbildung 5: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion (Trempler 2015)

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 6.

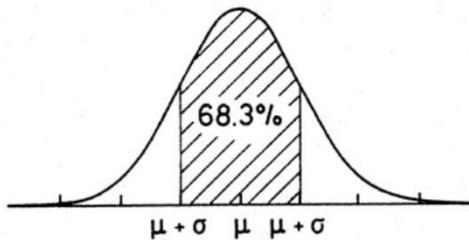


Abbildung 6: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung

4.2 Reflexionseigenschaften verschiedener Modultypen

Entscheidend für die Reflexionseigenschaften eines PV-Moduls ist die Oberflächenstruktur des Glases. In Abbildung 7 sind Messungen der Oberflächenstruktur und Bilder der auftretenden Reflexion für drei unterschiedlich stark texturierten Frontgläser zu sehen.

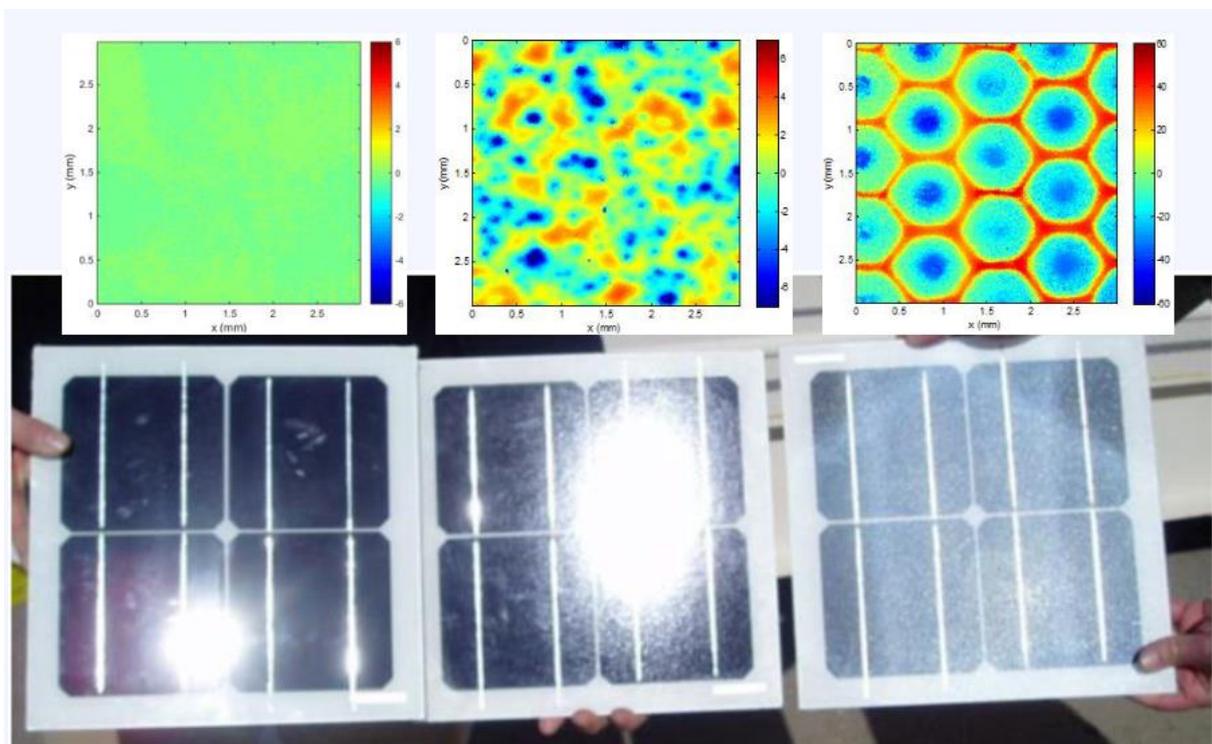


Abbildung 7: Messung der Oberflächenstruktur und Aufnahmen der Reflexion an Solarmodulen mit verschiedener Frontglas-Strukturierung, links: glattes Floatglas, mitte: leicht strukturiert mit Anti-Reflexionsschicht, rechts: tief strukturiert (Yellowhair und Ho 2015)

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°) 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 8.

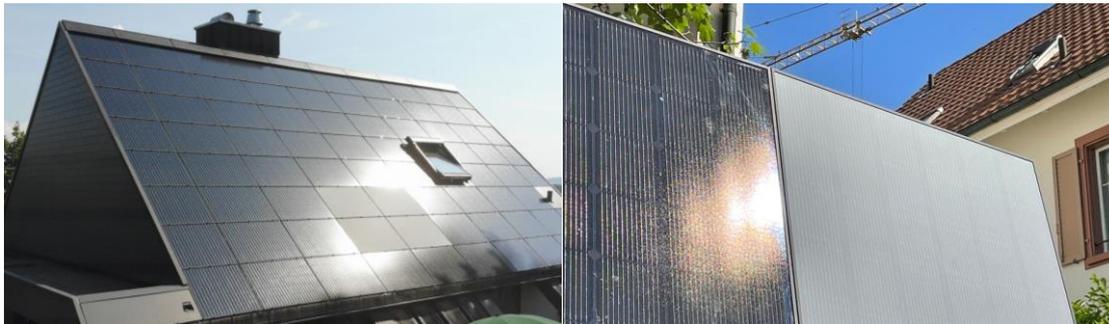


Abbildung 8: links: Module mit satinierter Folie (Bucher 2021), rechts: nachträglich sandgestrahltes Modul (Warthmann 2021)

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 9, Ausnahme sind hier nur tief texturierte Module.

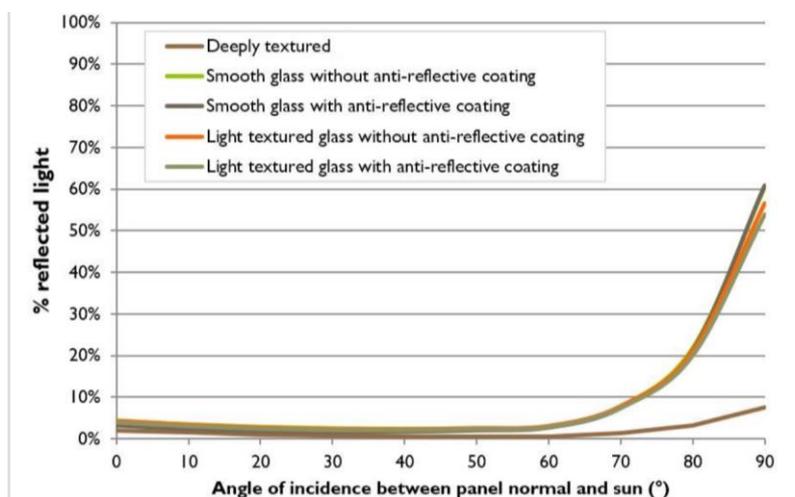


Abbildung 9 Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen (Yellowhair und Ho 2015)

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 10 verdeutlicht: Erhöht sich die Adaptive Helligkeit, erhöht sich auch die minimale Helligkeit, die ein Objekt haben muss, um gut erkennbar zu sein.

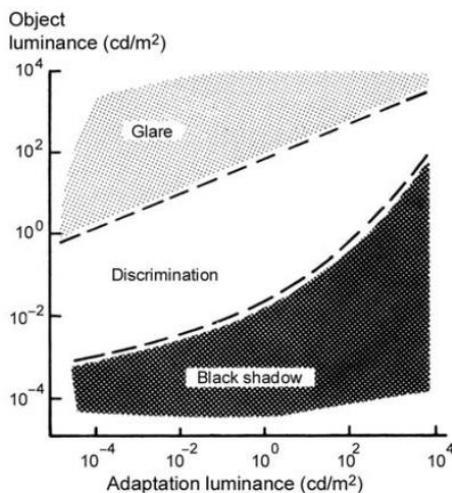


Abbildung 10: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges (Boyce 2014)

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° 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 auf 4 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 [W/m²]
- 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 [W/cm²]
- Die Einstufung des Blendpotenzials auf Basis der Bestrahlungsstärke und der Größe der Blendquelle [grün/gelb/rot]
- Leuchtdichte der Blendung [cd/m²]

Das Blendpotenzial wird gemäß Abbildung 11 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.

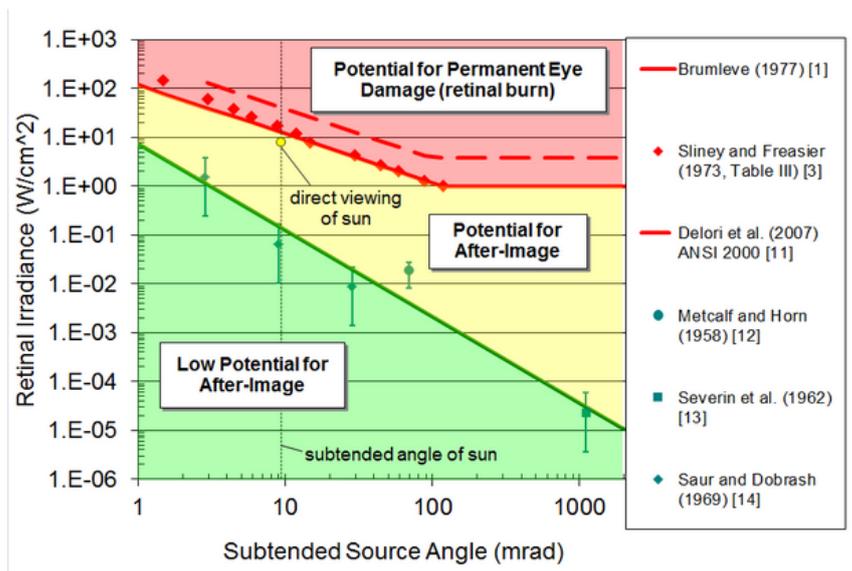


Abbildung 11: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung (ForgeSolar 2022)

6 Simulation

Dieses Kapitel stellt die Simulationsparameter dar. Es werden die Eingabedaten und Simulationsparameter für die PV-Fläche und die geplante Verbindungsstraße Grötsch - Mulknitz dargestellt.

6.1 PV - Anlage

Für die Simulation wurden 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 und ist in Abbildung 12 und Abbildung 13 zu sehen. Die genauen Koordinaten der Eckpunkte der PV-Felder sind in Tabelle 5 im Anhang aufgeführt. Es werden zwei Ausrichtungsvarianten untersucht. Variante 1 mit Südausrichtung mit 183° und 20° Neigung und Variante 2 mit Ost-West-Ausrichtung mit $111,47^\circ / 291,47^\circ$ und einer Modulneigung von 10° .

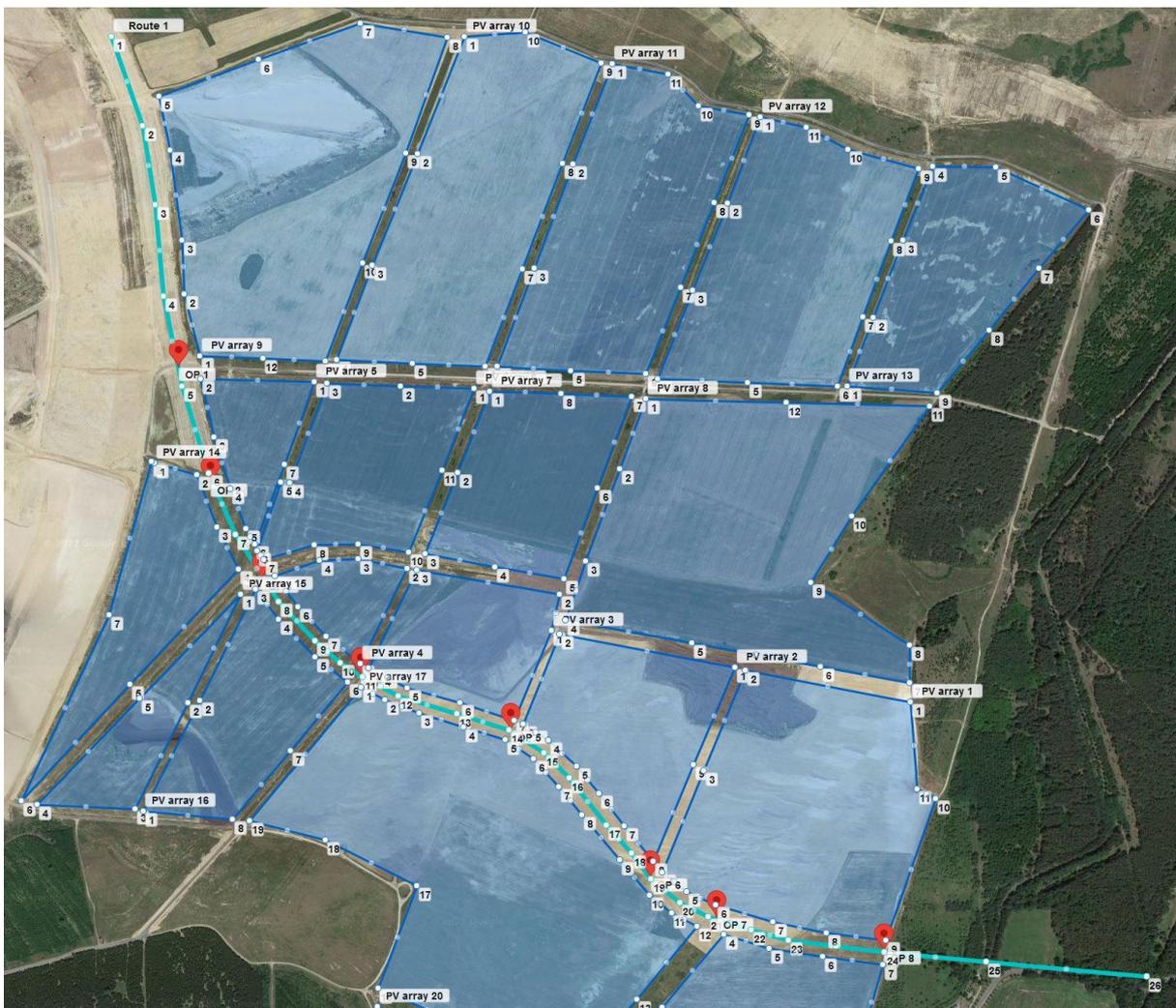


Abbildung 12: Nördlicher Teil der geplanten PV-Freiflächenanlage und der Verbindungsstraße in der Simulationssoftware ForgeSolar

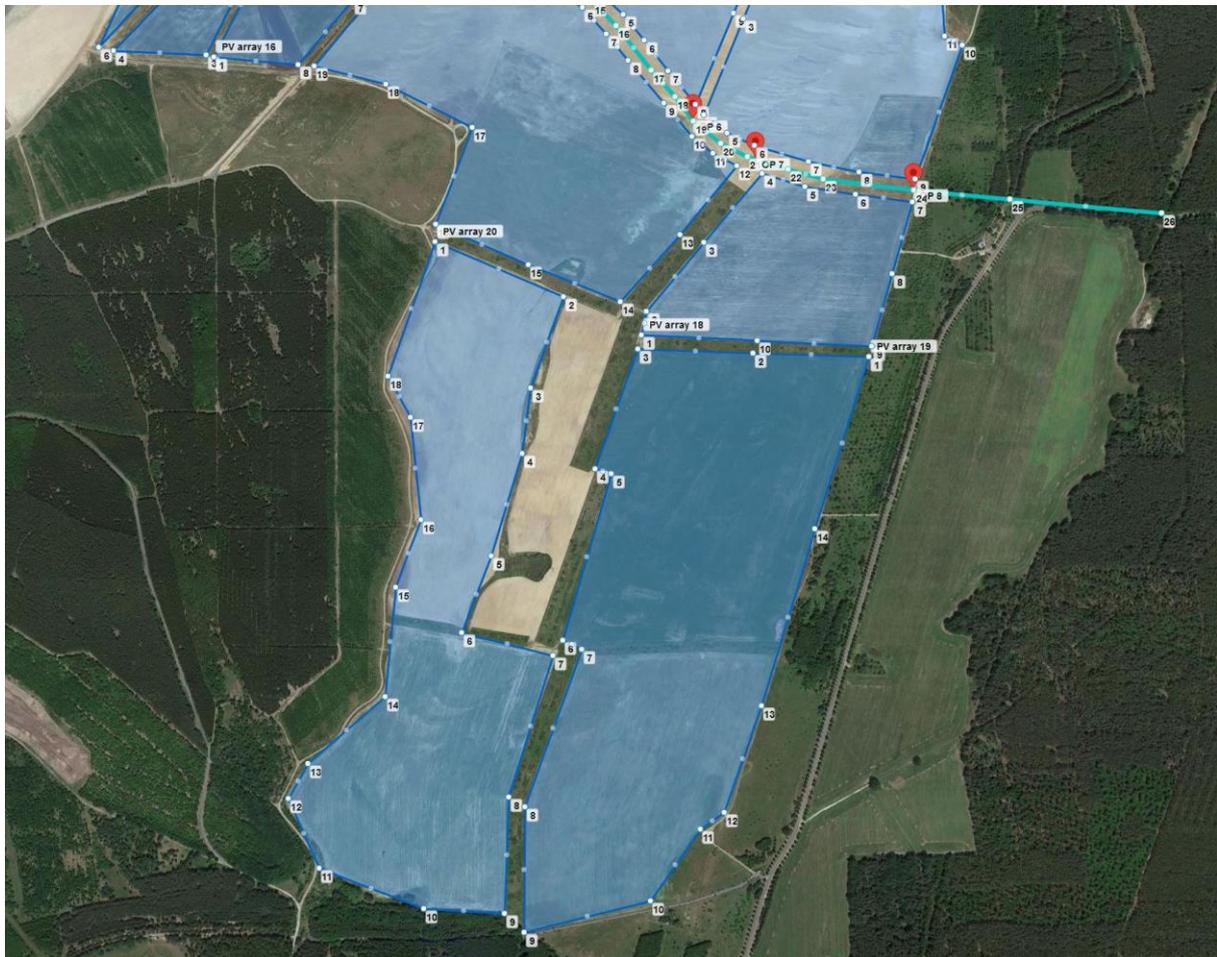


Abbildung 13: Südlicher Teil der geplanten PV-Freiflächenanlage in der Simulationssoftware ForgeSolar

6.2 Anliegende Straßen

Der Straßenverkehr der geplanten Verbindungsstraße Grötsch - Mulknitz wird entsprechend der Koordinaten in Tabelle 1 in der Simulation abgebildet. Die geplante Straße wird voraussichtlich auf einem Dammkörper mit einer Höhe von 1 m – 2 m errichtet. Um auch die potenzielle Blendung von Lastkraftfahrzeugen zu erfassen, werden zusätzlich 3 m zur Untersuchungshöhe hinzugerechnet, welche sich damit auf 4 m – 5 m ergibt. Es wird eine Blendung innerhalb des Blickwinkels in Fahrtrichtung von $\pm 30^\circ$ betrachtet. Zusätzlich werden entlang der Straße an Übergangsstellen zwischen den PV-Flächen OPs (Observation Points) hinzugefügt, welche bei der differenzierten Auswertung der in der Simulation ermittelten potenziellen Blendung hilfreich sind. Die genauen Koordinaten dieser Punkte sind für die Straßenvariante mit 2 m Dammkörper in Tabelle 2 dargestellt.

Die Koordinaten der Simulation für die Straßenvariante mit 1 m Dammkörper liegen entsprechend 1 m tiefer und werden hier nicht separat aufgelistet.

Tabelle 1: Koordinaten der zu untersuchenden Straßenabschnitte (2 m - Dammkörper)

Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Geländehöhe ü. NN [m]	Betrachtungshöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
1	51,78452	14,54529	71,5	5	76,5
2	51,78291	14,54619	74,2	5	79,2
3	51,78149	14,54657	75,2	5	80,2
4	51,77984	14,5468	76,2	5	81,2
5	51,77823	14,54733	78	5	83
6	51,77666	14,5481	77,3	5	82,3
7	51,77555	14,54887	79,7	5	84,7
8	51,77434	14,55013	81,9	5	86,9
9	51,77365	14,55118	84,2	5	89,2
10	51,77324	14,5519	85,2	5	90,2
11	51,77299	14,55254	85,8	5	90,8
12	51,77265	14,55358	86,5	5	91,5
13	51,77233	14,55527	86,8	5	91,8
14	51,77204	14,55679	87,2	5	92,2
15	51,77162	14,55779	88,1	5	93,1
16	51,77117	14,55852	88,4	5	93,4
17	51,77032	14,5596	88,5	5	93,5
18	51,76982	14,56032	88,4	5	93,4
19	51,76936	14,56087	88,2	5	93,2
20	51,76893	14,56171	88,4	5	93,4
21	51,76867	14,56253	88,5	5	93,5
22	51,76844	14,56377	88,9	5	93,9
23	51,76825	14,56485	88,5	5	93,5
24	51,76804	14,56761	88,3	5	93,3
25	51,76786	14,57056	87,7	5	92,7
26	51,7676	14,57518	86,4	5	91,4

Tabelle 2: Koordinaten der zusätzliche OPs entlang der Straße

Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Geländehöhe ü. NN [m]	Betrachtungshöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
1	51,77857	14,54722	77,4	5	82,4
2	51,77649	14,54816	76,9	5	81,9
3	51,77476	14,54964	81,2	5	86,2
4	51,77304	14,55249	85,5	5	90,5
5	51,77204	14,55682	87,1	5	92,1
6	51,76938	14,56085	88,3	5	93,3
7	51,76866	14,56276	88,3	5	93,3
8	51,76807	14,5676	88,3	5	93,3

7 Auswertung

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 keine Blendung gegeben, wenn die Richtung des Vektors der Lichtreflexion und die 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. 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 die Werte nach den genannten Korrekturen für eine Dammkörperhöhe von 2 m aufgeführt. Die jährliche Dauer der potenziellen Blendung bei einer Dammkörperhöhe von 1 m reduziert sich leicht, die PV-Flächen durch welche potenzielle Blendung ausgeht, sowie die maximalen Immissionswinkel bleiben jedoch nahezu identisch. Es werden daher im Weiteren nur die Ergebnisse für eine Straßenhöhe von 2 m näher betrachtet. PV-Felder bei welchen sowohl bei Südausrichtung als auch bei Ost/West-Ausrichtung potenziell wahrnehmungs-beeinträchtigende Blendung vorliegt sind rot markiert.

Tabelle 3: gesamte Blenddauer in Minuten über ein Jahr

PV-Feld	Südausrichtung Azimut 182,8° Neigung 20°	Ost/West-Ausrichtung Azimut 111,5° / 291,5° Neigung 10°
1	5112	8784
2	178	12626
3	4295	9438
4	0	5409
5	0	8668
6	0	2297
7	0	781
8	0	0
9	0	7015
10	0	932
11	0	0
12	0	0
13	0	0
14	0	0
15	0	0
16	6316	13369
17	4436	21596
18	0	14894
19	0	2977
20	0	0

In Abbildung 14 sind die Ergebnisse von Simulation und Auswertung zusammengefasst. Die PV-Flächen, durch welche potenzielle Blendung ausgeht, sind für alle untersuchten PV-Felder in der Südausrichtung kleiner als bei Ost/West-Ausrichtung. Nachfolgend werden die PV-Flächen detailliert betrachtet. Für die bereits geplanten PV-Flächen 5-13 wird nur die geplante Ausrichtungsvariante dargestellt. Für die PV-Flächen, bei welchen sich in Südausrichtung eine Blendung vermeiden lässt, in Ost/West-Ausrichtung jedoch nicht, werden nur die Ergebnisse der Südausrichtung dargestellt. In den Fällen, in welchen es in bei beiden Ausrichtungsvarianten zu potenzieller Blendung kommt, werden beide Varianten dargestellt. Eine zusätzliche Blendung durch den nordwestlich des geplanten Solarparks liegenden Straßenverlauf (welcher nicht simuliert wurde) kann bei Umsetzung des vorliegenden Bebauungsplans für PV-Feld 5-13, sowie bei Südausrichtung der PV-Felder 14-16 ausgeschlossen werden, da der Straßenverlauf dann außerhalb möglicher Reflexionswinkel liegt.



Abbildung 14: Ergebnisse für PV-Flächen 1-20: für Ost/West-Ausrichtung geeignete PV-Flächen (hinsichtlich potenzieller Blendung) in türkis, PV-Flächen durch welche in Südausrichtung potenzielle Blendung ausgeht in rot

PV-Feld 1

Für die Südausrichtung kommt es zu potenzieller Blendung in beiden Fahrtrichtungen, im Bereich zwischen 67°-89°, sowie im Bereich zwischen 280°-295°. Die auftretenden Immissionswinkel aus Sicht des Fahrzeugführers, sowie die Zeiträume der potenziellen Blendung sind in Abbildung 15 dargestellt.

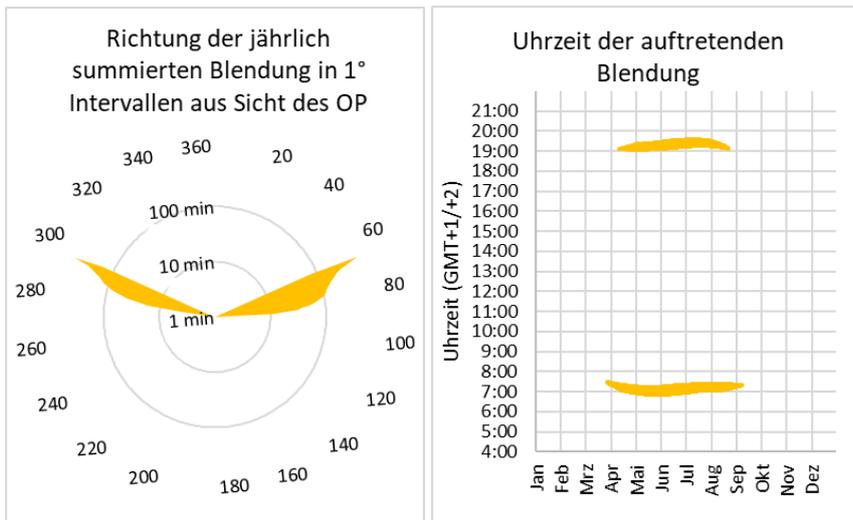


Abbildung 15: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 1 bei Südausrichtung

Für die Ost/West-Ausrichtung verringert sich die potenzielle Blendung in Fahrtrichtung Westen auf 275°-284°, die potenzielle Blendung in Fahrtrichtung Osten erhöht sich jedoch auf 45°-149° und tritt auch im Winterhalbjahr auf, siehe Abbildung 16.

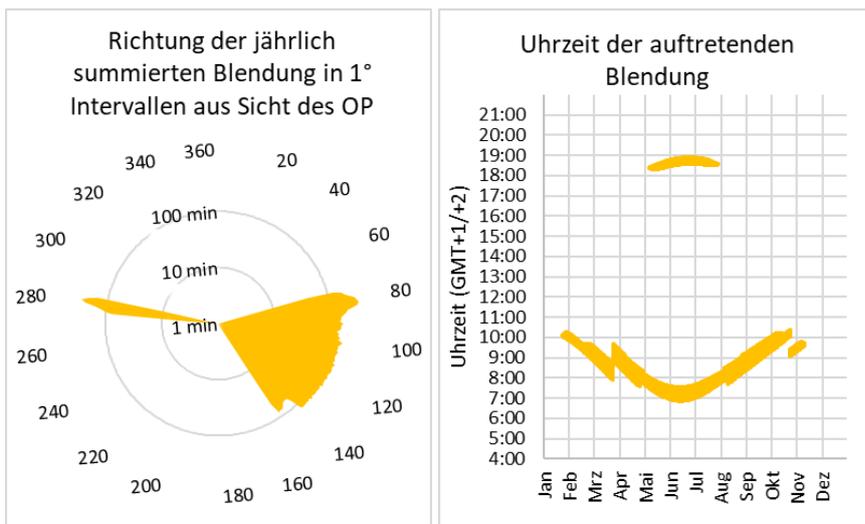


Abbildung 16: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 1 bei Ost/West-Ausrichtung

PV-Feld 2

Für die Südausrichtung kommt es zu potenzieller Blendung in Fahrtrichtung Osten in einem Bereich von 86°-88°. Die auftretenden Immissionswinkel aus Sicht des Fahrzeugführers, sowie die Zeiträume der der potenziellen Blendung sind in Abbildung 17 dargestellt. Die potenzielle Blendung beschränkt sich auf einen sehr kurzen Streckenabschnitt, einen sehr geringen Zeitraum und liegt am äußeren Rand des Sichtfeldes bei 29-30° in Fahrtrichtung. Eine Gefährdung des Verkehrs durch Blendung wird daher als äußerst unwahrscheinlich eingestuft.

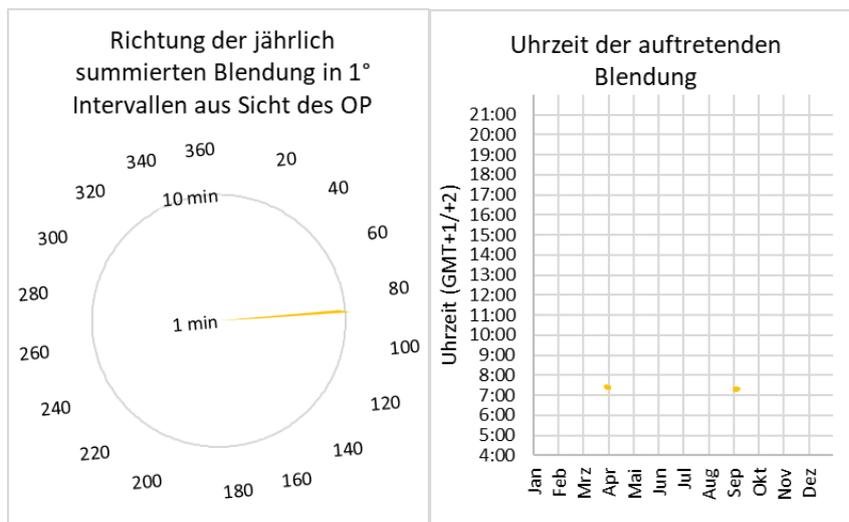


Abbildung 17: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 2 bei Südausrichtung

Für die Ost/West-Ausrichtung erhöht sich die potenzielle Blendung in Fahrtrichtung Osten auf den Bereich zwischen 86°-135°, siehe Abbildung 18.

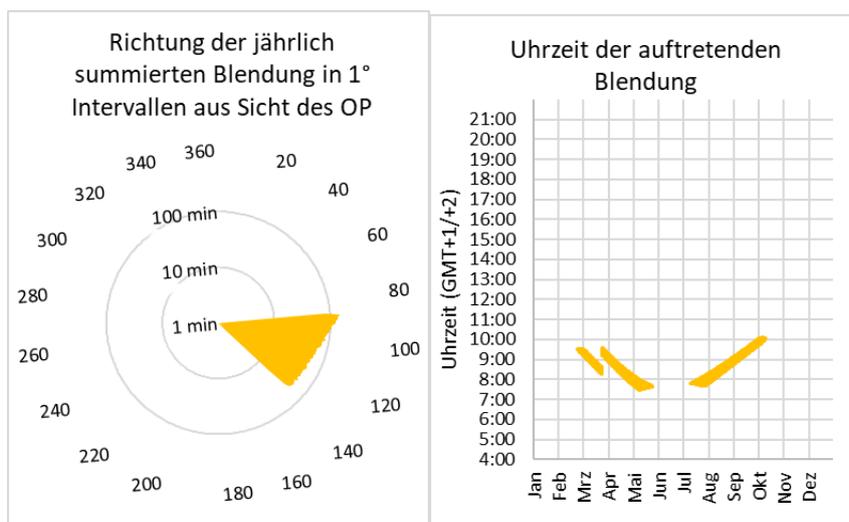


Abbildung 18: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 2 bei Ost/West-Ausrichtung

PV-Feld 3

Für die Südausrichtung kommt es zu potenzieller Blendung in Fahrtrichtung Osten im Bereich zwischen 74°-96°. Die auftretenden Immissionswinkel aus Sicht des Fahrzeugführers, sowie die Zeiträume der der potenziellen Blendung sind in Abbildung 19 dargestellt.

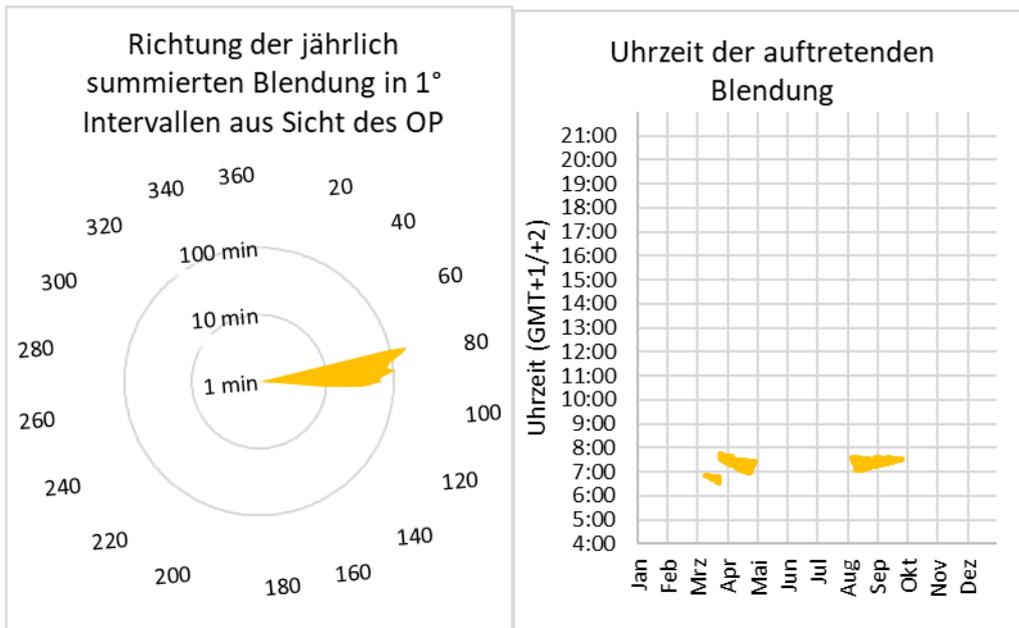


Abbildung 19: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 3 bei Südausrichtung

Für die Ost/West-Ausrichtung erhöht sich die potenzielle Blendung in Fahrtrichtung Osten auf den Bereich zwischen 74°-109°, siehe Abbildung 20.

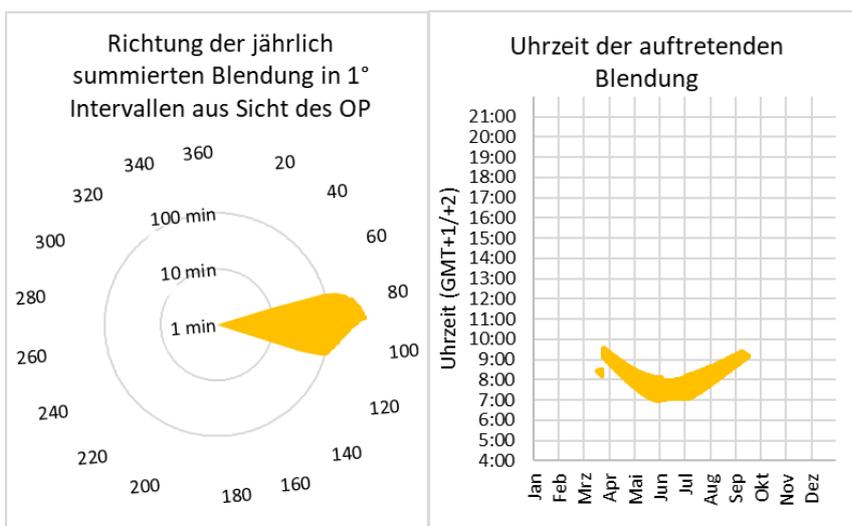


Abbildung 20: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 3 bei Ost/West-Ausrichtung

PV-Feld 4-5

Für die Südausrichtung kommt es zu potenzieller Blendung in Fahrtrichtung Westen im Bereich zwischen 289°-295°. Die auftretenden Immissionswinkel aus Sicht des Fahrzeugführers, sowie die Zeiträume der der potenziellen Blendung sind in Abbildung 21 dargestellt. Die potenzielle Blendung tritt nur durch den Streckenabschnitt östlich des Solarparks auf. Aufgrund der bestehenden Gehölzstreifen kann eine Blendung ausgeschlossen werden, siehe Abbildung 22. Auch für PV-Feld 5 kann eine Blendung unter gleicher Begründung ausgeschlossen werden.

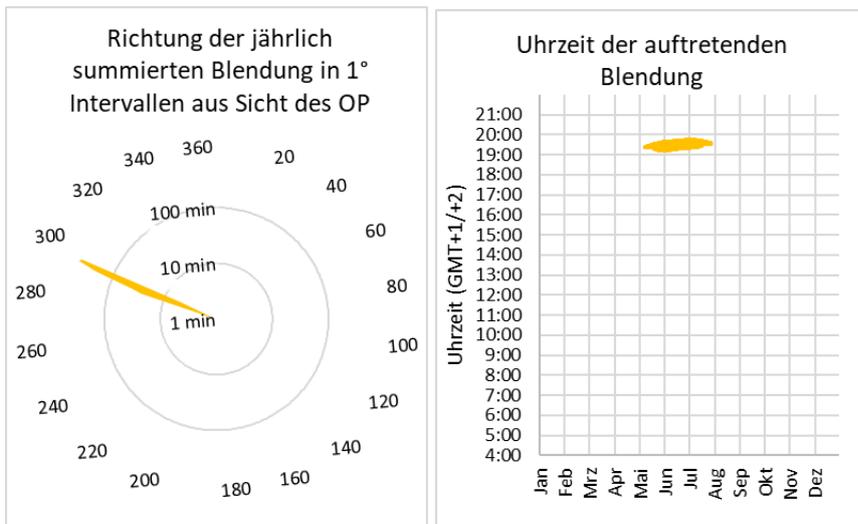


Abbildung 21: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 4 bei Südausrichtung (ohne Beachtung von Sichtunterbrechungen)



Abbildung 22: Potenzielle Blendung durch PV-Feld 4 nur durch Streckenabschnitt östlich des Solarparks (rote Linie 295°)

PV-Feld 6-7

Es wird durch die Simulation für die geplante Südausrichtung keine potenzielle Blendung ermittelt.

PV-Feld 8

In der Simulation wird für die Ost/West-Ausrichtung potenzielle Blendung in Fahrtrichtung Osten zwischen 74° - 94° festgestellt, siehe Abbildung 23. Da sich der Zeitraum auf das Sommerhalbjahr beschränkt, kann eine potenzielle Blendung durch den Gehölzstreifen/Wildtierkorridor M5 ausgeschlossen werden, siehe Abbildung 24.

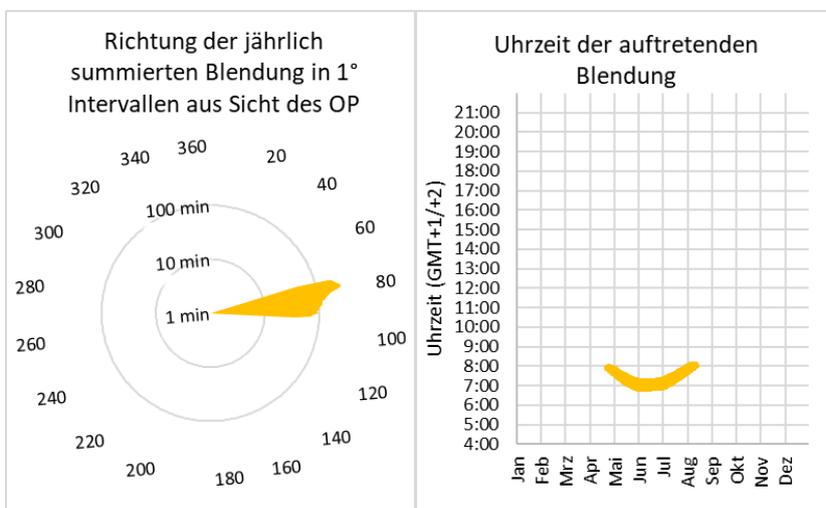


Abbildung 23: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 8 bei Ost/West-Ausrichtung



Abbildung 24: Sichtunterbrechung zu PV-Feld 8 durch Wildtierkorridor/Gehölzstreifen M5, Richtung der Blendung als rote Linien 74°-78°

PV-Feld 9-13

Es wird durch die Simulation für die geplante Südausrichtung keine potenzielle Blendung ermittelt.

PV-Feld 14-15

Für die Südausrichtung kommt es durch PV-Feld 14 zu potenzieller Blendung in Fahrtrichtung Westen im Bereich zwischen 277°-295°. Die auftretenden Immissionswinkel aus Sicht des Fahrzeugführers, sowie die Zeiträume der der potenziellen Blendung sind in Abbildung 25 dargestellt. Aufgrund der bestehenden Gehölzstreifen kann eine Blendung jedoch ausgeschlossen werden, siehe Abbildung 26. Auch für PV-Feld 15 kann eine Blendung unter gleicher Begründung ausgeschlossen werden.

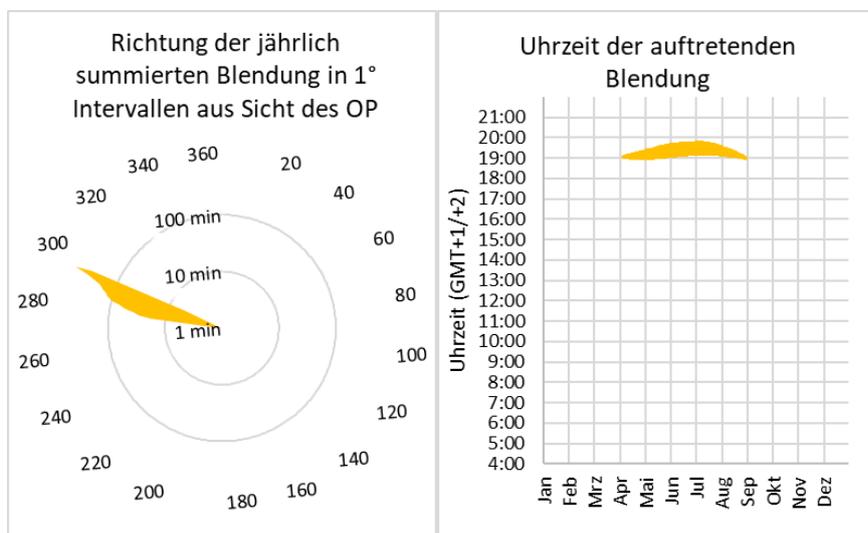


Abbildung 25: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 14 bei Südausrichtung (ohne Beachtung von Sichtunterbrechungen)



Abbildung 26: Sichtunterbrechung zu PV-Feld 14/15 durch Wildtierkorridor/Gehölzstreifen M2/M5/M6, Richtung der Blendung als rote Linien 277°-295°

PV-Feld 16

Für die Südausrichtung kommt es zu potenzieller Blending in Fahrtrichtung Westen im Bereich zwischen 270°-296°. Die auftretenden Immissionswinkel aus Sicht des Fahrzeugführers, sowie die Zeiträume der der potenziellen Blending, sind in Abbildung 27 dargestellt.

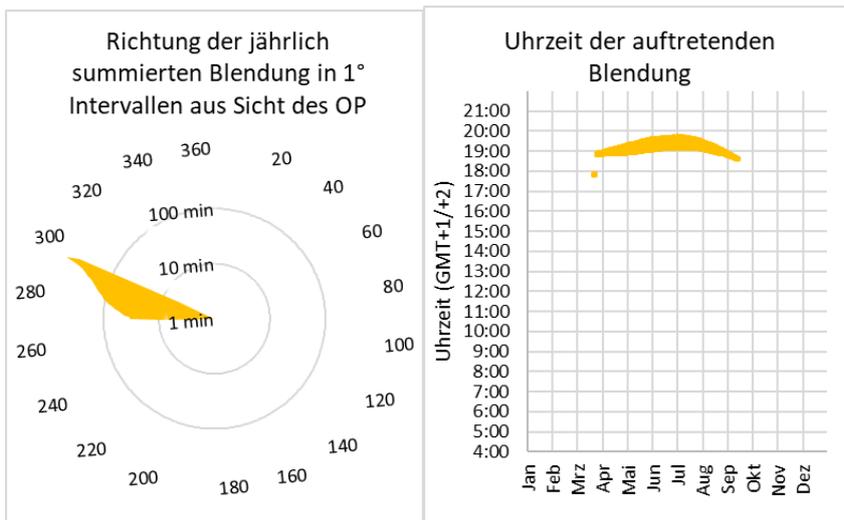


Abbildung 27: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blending durch PV-Feld 16 bei Südausrichtung

Für die Ost/West-Ausrichtung erhöht sich die potenzielle Blending in Fahrtrichtung Westen auf den Bereich zwischen 254°-286°. Zusätzlich kommt es in Fahrtrichtung Südosten zu potenzieller Blending im Winterhalbjahr im Bereich zwischen 74°- 106°, siehe Abbildung 28.

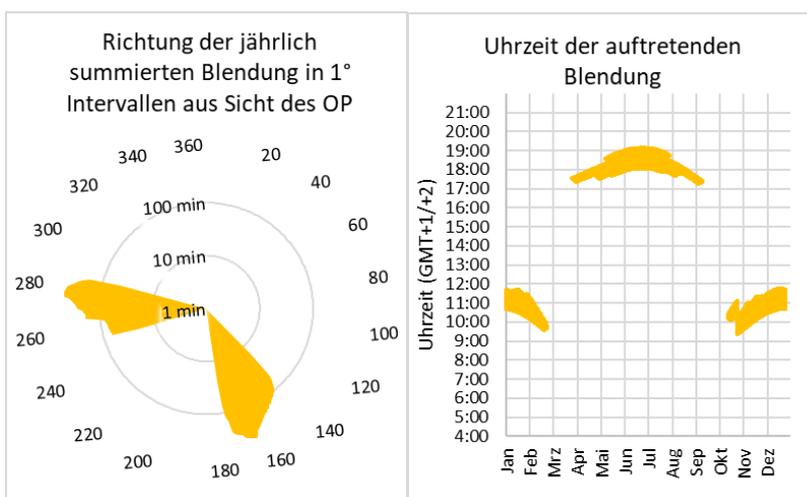


Abbildung 28: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blending durch PV-Feld 16 bei Ost/West-Ausrichtung

PV-Feld 17

Für die Südausrichtung kommt es zu potenzieller Blendung in Fahrtrichtung Westen zwischen 271°-295°. Die auftretenden Immissionswinkel aus Sicht des Fahrzeugführers, sowie die Zeiträume der der potenziellen Blendung, sind in Abbildung 29 dargestellt.

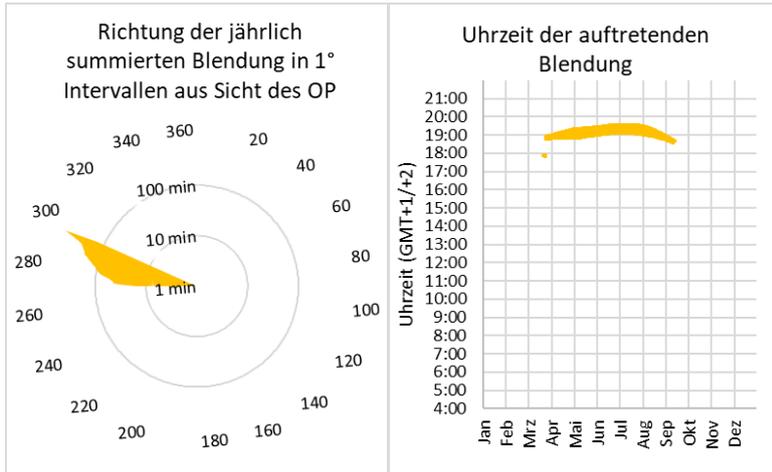


Abbildung 29: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 17 bei Südausrichtung

Für die Ost/West-Ausrichtung erhöht sich die potenzielle Blendung in Fahrtrichtung Westen zwischen 245°-283°. Zusätzlich kommt es in Fahrtrichtung Südosten zu potenzieller Blendung im Winterhalbjahr zwischen 110° - 175°. siehe Abbildung 30.

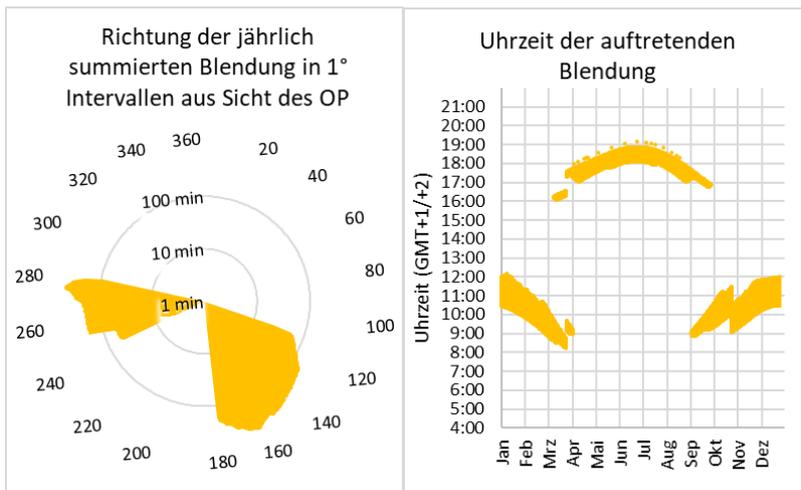


Abbildung 30: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 17 bei Ost/West-Ausrichtung

PV-Feld 18-20

Es wird durch die Simulation für die Südausrichtung keine potenzielle Blendung durch die PV-Flächen 18-20 ermittelt.

PV-Feld 18 eignet sich nicht für eine Ost-West-Ausrichtung, es kommt in beiden Fahrrichtungen zu potenzieller Blendung. Für PV-Feld 19 kommt es bei Ost-West-Ausrichtung zu potenzieller Blendung im nordöstlichen Teilbereich. Da der Zeitraum der potenziellen Blendung im Winterhalbjahr liegt, ist die Sichtunterbrechung durch den Gehölzstreifen/Wildtierkorridor M2 zu überprüfen, siehe Abbildung 31. Für PV-Feld 20 wird durch die Simulation bei Ost-West-Ausrichtung potenzielle Blendung ebenfalls in Fahrrichtung Nordosten ermittelt. Eine potenzielle Blendung kann hier jedoch aufgrund des Höhenprofils des Geländes ausgeschlossen werden, siehe Abbildung 32.

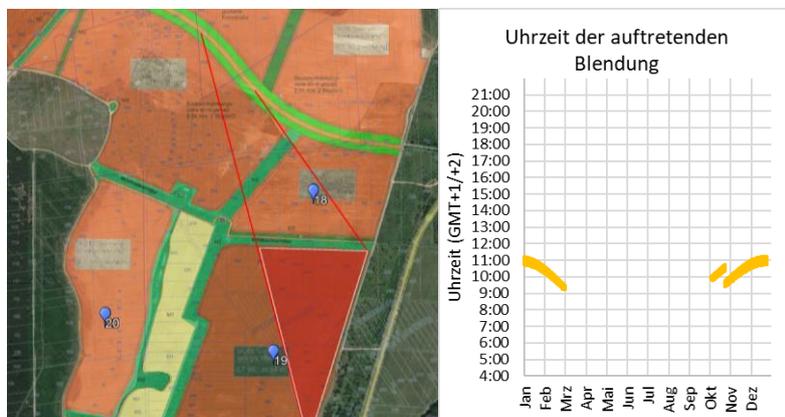


Abbildung 31: Potenzielle Blendung durch PV-Feld 19 bei Ost-West-Ausrichtung.

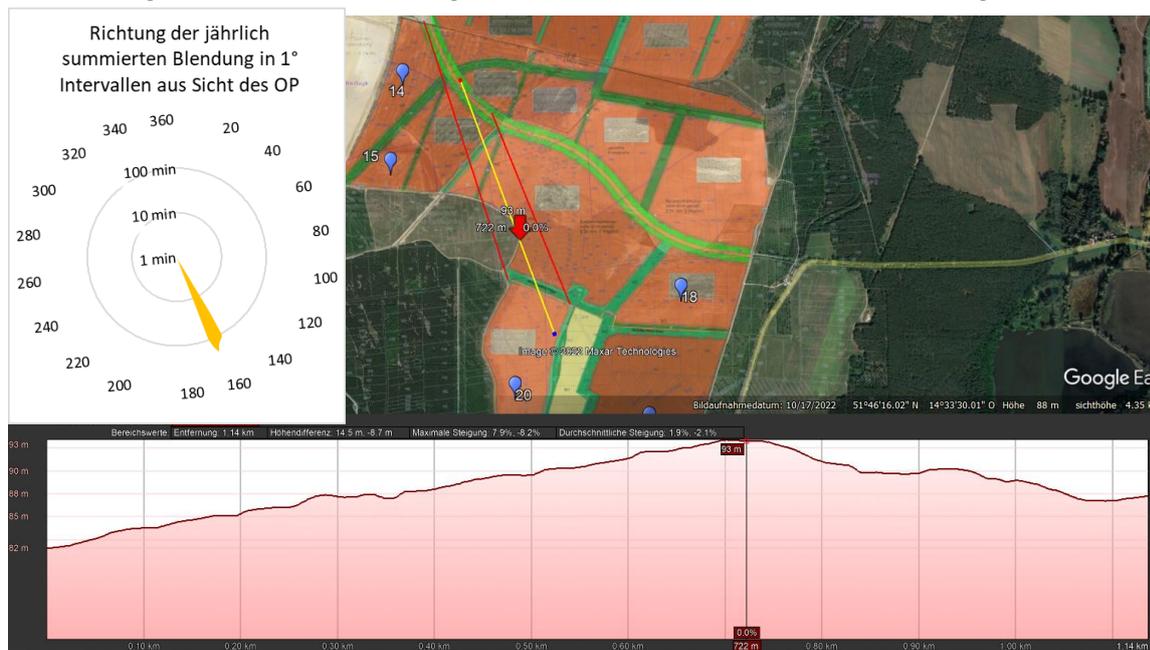


Abbildung 32: links: Potenzielle Blendung durch PV-Feld 20 bei Ost-West-Ausrichtung, rechts: Sichtunterbrechung von betroffenem Straßenabschnitt zu PV-Fläche 20 aufgrund des Geländehöhenprofils

8 Blendschutzmaßnahmen

In der Auswertung wurde potenziell wahrnehmungsbeeinträchtigende Blendung entlang der geplanten Verbindungsstraße Grötsch - Mulknitz ermittelt. Es werden nachfolgend mögliche Maßnahmen zu deren Vermeidung genannt. Da es sich um eine schnell befahrene aber gut einsichtige Strecke handelt ist generell von einem geringen bis mäßigen Gefährdungspotenzial durch potenzielle Blendung auszugehen. Die Vorschläge zur Vermeidung potenzieller Blendung sind in Tabelle 4 zusammengefasst und werden im Weiteren genauer erläutert. Für einige PV-Flächen ist es ausreichend die Südausrichtung, anstatt der Ost/West-Ausrichtung umzusetzen. Bei den PV-Flächen 1,3,16 und 17 geht bei der Südausrichtung (gegenüber der Ost/West-Ausrichtung) durch weniger Bereiche der PV-Flächen potenzielle Blendung aus. Eine potenzielle Blendung kann für diese Flächen jedoch nur durch zusätzliche Maßnahmen ausgeschlossen werden.

Tabelle 4: empfohlene Blendschutzmaßnahmen

PV-Feld	Ausrichtung	Vorgeschlagene Blendschutzmaßnahmen
1	Südausrichtung	Sichtunterbrechung, blendarme Module, oder südlichen Teil des PV-Feldes nicht belegen
2	Südausrichtung	
3	Südausrichtung	Sichtunterbrechung, blendarme Module, oder südlichen Teil des PV-Feldes nicht belegen
4	Südausrichtung	
16	Südausrichtung	Sichtunterbrechung, blendarme Module, oder nördlichen Teil des PV-Feldes nicht belegen
17	Südausrichtung	Sichtunterbrechung, blendarme Module, oder Drehung der Ausrichtung nach Westen
18	Südausrichtung	
19	Südausrichtung	

PV-Feld 1

In Abbildung 33 ist der Bereich des PV-Feldes 1 rot markiert, von welchem bei Südausrichtung potenzielle Blendung ausgeht. Im Straßenabschnitt östlich des geplanten Solarparks besteht an der nördlichen Straßenseite bereits Bewuchs. Kommt es im Rahmen des Straßenbaus zu einer Entfernung diese Bäume, so erweitert sich der betroffene Bereich des PV-Feldes um den gelb markierten Bereich. In Fahrtrichtung Osten ist erst der Streckenabschnitt ab der ersten roten Linie betroffen, da erst ab dort der Blickwinkel von +/-30° in Fahrtrichtung die Vorderseite der PV-Module erfasst.

Eine ausreichende Blendschutzmaßnahme, um diese potenzielle Blendung auszuschließen, wäre ein Sichtunterbrechung in der Höhe des Fahrzeugführers, in Abbildung 33 blau dargestellt. Bei einem Dammkörper der Straße von 1 m wäre dies eine Höhe von 4 m, bei einem Dammkörper in Höhe von 2 m wäre eine Höhe von 5 m erforderlich. Eine solche Sichtunterbrechung kann in Form einer Bepflanzung durch größere Sträucher oder durch Bäume umgesetzt werden, hier ist darauf zu achten, dass ab Mitte/Ende März bereits eine ausreichende Abschirmung besteht. Alternative können auch ein

Lamellenzaun oder feinmaschige Netze eingesetzt werden. Als weitere Möglichkeiten bieten sich PV-Module mit stark strukturierten Glasoberflächen an, bei welchen die auftretenden Reflexionen ausreichend diffus gestreut werden und die Helligkeit der Reflexion nicht mehr als wahrnehmungsbeeinträchtigend einzustufen ist. Zuletzt besteht auch die Möglichkeit den betroffenen Bereich nicht als PV-Fläche umzusetzen.

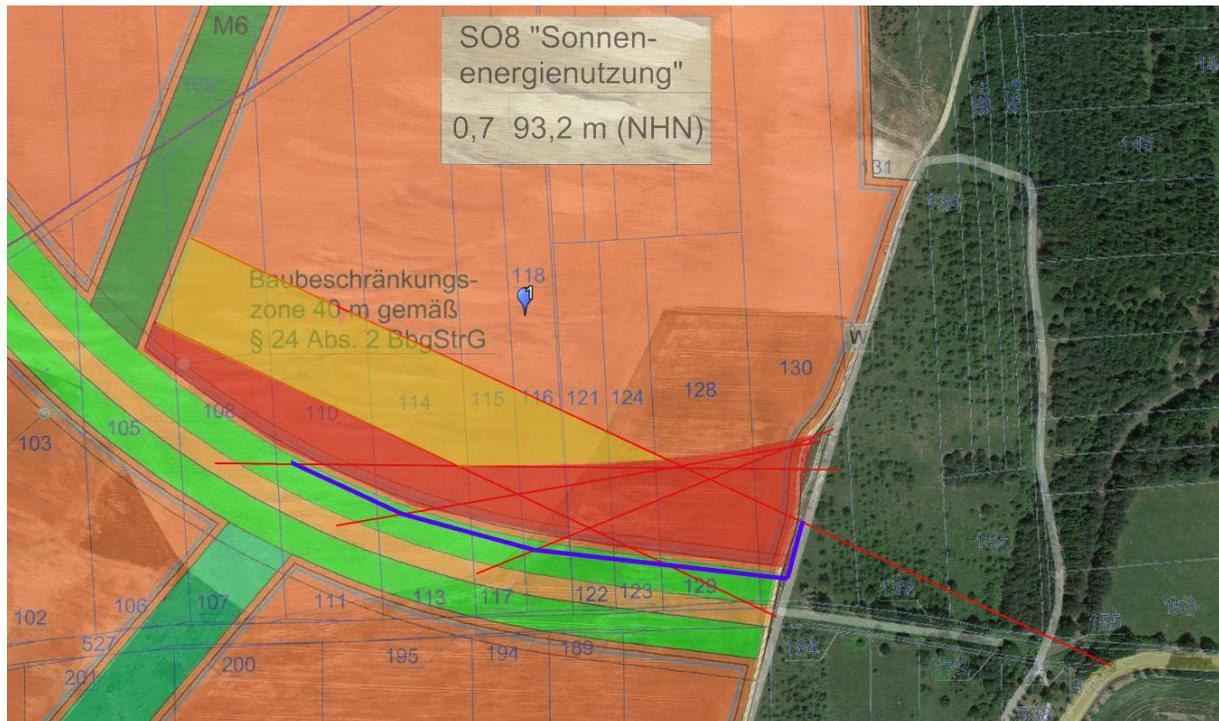


Abbildung 33: Bereich von PV-Feld 1, durch welchen potenzielle Blendung ausgeht (rote und gelbe Fläche), mögliche Blendschutzmaßnahme ist eine Sichtunterbrechung (blaue Linie)

PV-Feld 3

In Abbildung 34 sind die betroffenen Bereiche von PV-Feld 3 bei Südausrichtung markiert. Analog zu den Ausführungen zu PV-Feld 1 sind auch hier verschiedene Blendschutzmaßnahmen möglich. Eine hinreichende Sichtunterbrechung ist in blau dargestellt, wiederum wäre eine Höhe von 4 m bzw. 5 m notwendig.

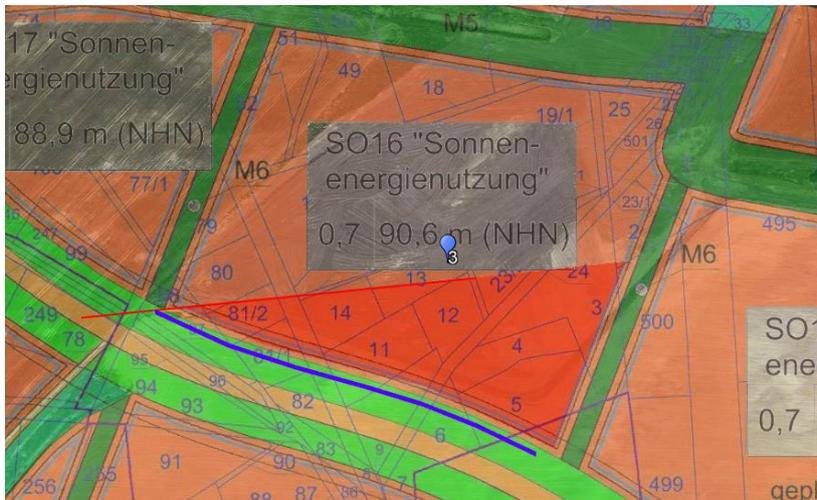


Abbildung 34: Bereich von PV-Feld 3, durch welchen potenzielle Blendung ausgeht (rote Fläche), mögliche Blendschutzmaßnahme ist eine Sichtunterbrechung (blaue Linie)

PV-Feld 16

In Abbildung 35 ist der betroffene Bereich von PV-Feld 16 dargestellt. Analog zu den Ausführungen zu PV-Feld 1 sind auch hier verschiedene Blendschutzmaßnahmen möglich. Eine hinreichende Sichtunterbrechung ist in blau dargestellt, wiederum wäre eine Höhe von 4 m bzw. 5 m notwendig.

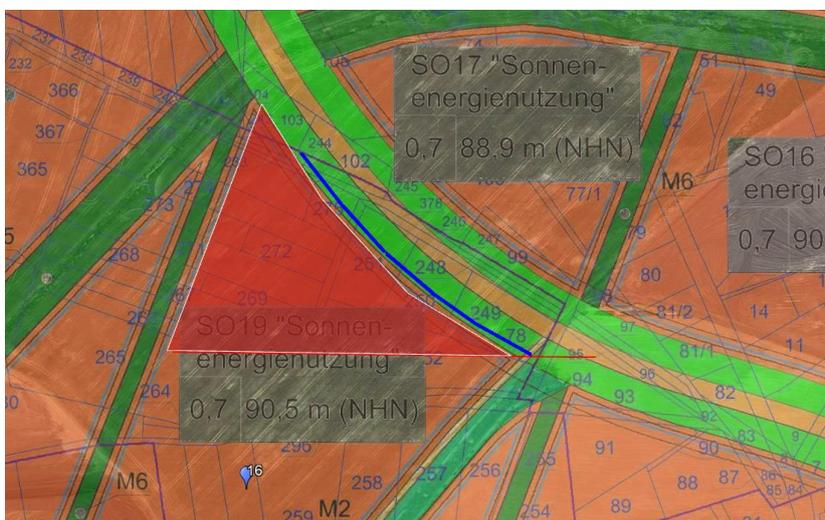


Abbildung 35: Bereich von PV-Feld 3, durch welchen potenzielle Blendung ausgeht (rote Fläche), mögliche Blendschutzmaßnahme ist eine Sichtunterbrechung (blaue Linie)

PV-Feld 17

In Abbildung 36 ist der betroffene Bereich von PV-Feld 17 dargestellt. Analog zu den Ausführungen zu PV-Feld 1 sind auch hier verschiedene Blendschutzmaßnahmen möglich. Eine hinreichende Sichtunterbrechung ist in blau dargestellt, wiederum wäre eine Höhe von 4 m bzw. 5 m notwendig.

Alternativ bietet sich für PV-Feld 17 auch eine Drehung der Azimut-Ausrichtung nach Westen an. Hier wäre jedoch erst ab einem Azimut von 215°-220° mit einer erheblichen Reduktion der betroffenen PV-Fläche zu rechnen. Für eine genaue Bestimmung müssten hier jedoch weitere Simulationen durchgeführt werden.



Abbildung 36: Bereich von PV-Feld 17, durch welchen potenzielle Blendung ausgeht (rote Fläche), mögliche Blendschutzmaßnahme ist eine Sichtunterbrechung (blaue Linie)

9 Schlussbemerkung

Es wurde die potenzielle Blendung entlang der geplanten Verbindungsstraße Grötsch - Mulknitz durch Reflexion der Sonne an PV-Modulen des geplanten Solarparks Bohrau untersucht. Für beide untersuchten Ausrichtungsvarianten kommt es auf Streckenabschnitten durch Teilflächen der PV-Anlage zu potenzieller Blendung. Es sollte hier eine Gefährdungsbeurteilung mit der zuständigen Behörde durchgeführt werden oder mittels Blendschutzmaßnahmen eine potenzielle Gefährdung ausgeschlossen werden. Es wurden hierzu im vorhergehenden Kapitel mögliche Maßnahmen vorgeschlagen.

10 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 Blendbewertung 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.

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Geplante PV-Flächen (orange Fläche), Wildtierkorridore und Gehölzstreifgen zwischen den PV-Flächen (grün) und geplante Durchgangsstraße Grötsch-Mulknitz (blau) (Quelle: Auftraggeber).....	3
Abbildung 2: Belegungsplan des Nordteils des Solarparks (Quelle: Auftraggeber).....	4
Abbildung 3: Abbildung der Unterkonstruktionen, Zeichnungen nicht maßstabsgetreu, links Ost-West-Ausrichtung, rechts: Südausrichtung (Quelle: Auftraggeber)	4
Abbildung 4: Reflexion eines Lichtstrahls.....	5
Abbildung 5: (a) gerichtete Reflexion, (b) reale Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion (Trempler 2015)	5
Abbildung 6: Standardabweichung um Maximum einer Normalverteilung	6
Abbildung 7: 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 8: links: Module mit satiniertes Folie (Bucher 2021), rechts: nachträglich sandgestrahltes Modul (Warthmann 2021)	7
Abbildung 9 Reflexionsgrad über Einfallswinkel für verschiedene Modultypen (Yellowhair und Ho 2015)	7
Abbildung 10: Wahrnehmungsbereiche von Objekthelligkeiten in Abhängigkeit der Helligkeitsadaption des Auges (Boyce 2014).....	8
Abbildung 11: Einstufung des Blendpotenzials hinsichtlich der Sichtbeeinträchtigung (ForgeSolar 2022)	11
Abbildung 12: Nördlicher Teil der geplanten PV-Freiflächenanlage und der Verbindungsstraße in der Simulationssoftware ForgeSolar	12
Abbildung 13: Südlicher Teil der geplanten PV-Freiflächenanlage in der Simulationssoftware ForgeSolar.....	13
Abbildung 14: Ergebnisse für PV-Flächen 1-20: für Ost/West-Ausrichtung geeignete PV-Flächen (hinsichtlich potenzieller Blendung) in türkis, PV-Flächen durch welche in Südausrichtung potenzielle Blendung ausgeht in rot.....	16
Abbildung 15: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 1 bei Südausrichtung	17
Abbildung 16: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 1 bei Ost/West-Ausrichtung.....	17
Abbildung 17: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 2 bei Südausrichtung	18
Abbildung 18: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 2 bei Ost/West-Ausrichtung.....	18

Abbildung 19: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 3 bei Südausrichtung	19
Abbildung 20: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 3 bei Ost/West-Ausrichtung.....	19
Abbildung 21: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 3 bei Südausrichtung (ohne Beachtung von Sichtunterbrechungen)	20
Abbildung 22: Potenzielle Blendung durch PV-Feld 4 nur durch Streckenabschnitt östlich des Solarparks (rote Linie 295°).....	20
Abbildung 23: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 8 bei Ost/West-Ausrichtung.....	21
Abbildung 24: Sichtunterbrechung zu PV-Feld 8 durch Wildtierkorridor/Gehölzstreifen M5, Richtung der Blendung als rote Linien 74°-78°	21
Abbildung 25: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 14 bei Südausrichtung (ohne Beachtung von Sichtunterbrechungen)	22
Abbildung 26: Sichtunterbrechung zu PV-Feld 14/15 durch Wildtierkorridor/Gehölzstreifen M2/M5/M6, Richtung der Blendung als rote Linien 277°-295°	22
Abbildung 27: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 16 bei Südausrichtung	23
Abbildung 28: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 16 bei Ost/West-Ausrichtung.....	23
Abbildung 29: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 17 bei Südausrichtung	24
Abbildung 30: Richtung und Zeitraum der potenziellen Blendung durch PV-Feld 17 bei Ost/West-Ausrichtung.....	24
Abbildung 31: Potenzielle Blendung durch PV-Feld 19 bei Ost-West-Ausrichtung.	25
Abbildung 32: links: Potenzielle Blendung durch PV-Feld 20 bei Ost-West-Ausrichtung, rechts: Sichtunterbrechung von betroffenem Straßenabschnitt zu PV-Fläche 20 aufgrund des Gelände-Höhenprofils	25
Abbildung 33: Bereich von PV-Feld 1, durch welchen potenzielle Blendung ausgeht (rote und gelbe Fläche), mögliche Blendschutzmaßnahme ist eine Sichtunterbrechung (blaue Linie)	27
Abbildung 34: Bereich von PV-Feld 3, durch welchen potenzielle Blendung ausgeht (rote Fläche), mögliche Blendschutzmaßnahme ist eine Sichtunterbrechung (blaue Linie)	28
Abbildung 35: Bereich von PV-Feld 3, durch welchen potenzielle Blendung ausgeht (rote Fläche), mögliche Blendschutzmaßnahme ist eine Sichtunterbrechung (blaue Linie)	28
Abbildung 36: Bereich von PV-Feld 17, durch welchen potenzielle Blendung ausgeht (rote Fläche), mögliche Blendschutzmaßnahme ist eine Sichtunterbrechung (blaue Linie)	29

12 Anhang

Tabelle 5: Koordinaten der PV-Flächen in Südausrichtung (für Ost/West-Ausrichtung ergibt sich eine andere mittlere Modulhöhe und damit auch eine andere Höhe über. NN gesamt)

PV-Fläche (array)	Punkt	Breitengrad [°]	Längengrad [°]	Geländehöhe ü. NN [m]	Mittlere Modulhöhe [m]	Höhe ü. NN gesamt [m]
PV array 1	1	51,77254	14,56837	83,1	2,4	85,5
PV array 1	2	51,77311	14,56361	82,7	2,4	85,1
PV array 1	3	51,7713	14,5624	87,2	2,4	89,6
PV array 1	4	51,76948	14,5612	88,1	2,4	90,5
PV array 1	5	51,76912	14,5619	88,4	2,4	90,8
PV array 1	6	51,76888	14,56275	88,6	2,4	91
PV array 1	7	51,76858	14,5644	88,8	2,4	91,2
PV array 1	8	51,76839	14,56593	88,4	2,4	90,8
PV array 1	9	51,76826	14,56765	87,8	2,4	90,2
PV array 1	10	51,7708	14,5691	87,7	2,4	90,1
PV array 1	11	51,77097	14,56856	87,5	2,4	89,9
PV array 2	1	51,77316	14,5633	83,2	2,4	85,6
PV array 2	2	51,77376	14,55824	82,9	2,4	85,3
PV array 2	3	51,77214	14,55718	86,9	2,4	89,3
PV array 2	4	51,77184	14,55791	87,8	2,4	90,2
PV array 2	5	51,77138	14,55874	88,1	2,4	90,5
PV array 2	6	51,7709	14,55937	88,1	2,4	90,5
PV array 2	7	51,77031	14,5601	88,7	2,4	91,1
PV array 2	8	51,76967	14,56094	88,3	2,4	90,7
PV array 2	9	51,77141	14,56211	86,9	2,4	89,3
PV array 3	1	51,77383	14,55801	83,3	2,4	85,7
PV array 3	2	51,77448	14,55824	80,8	2,4	83,2
PV array 3	3	51,77492	14,55412	81,4	2,4	83,8
PV array 3	4	51,77315	14,55271	85,4	2,4	87,8
PV array 3	5	51,7728	14,55384	85,9	2,4	88,3
PV array 3	6	51,77252	14,55536	86,7	2,4	89,1
PV array 3	7	51,77221	14,55692	86,9	2,4	89,3
PV array 4	1	51,77323	14,55248	85,1	2,4	87,5
PV array 4	2	51,77494	14,55383	81,2	2,4	83,6
PV array 4	3	51,77512	14,55242	80,9	2,4	83,3
PV array 4	4	51,77508	14,55131	81,2	2,4	83,6
PV array 4	5	51,77481	14,55002	81,2	2,4	83,6
PV array 4	6	51,77425	14,55067	82,4	2,4	84,8
PV array 4	7	51,77373	14,5515	84	2,4	86,4
PV array 5	1	51,7783	14,55115	76,2	2,4	78,6
PV array 5	2	51,77836	14,54788	77,3	2,4	79,7
PV array 5	3	51,77731	14,54826	77,7	2,4	80,1
PV array 5	4	51,77637	14,54874	77,4	2,4	79,8
PV array 5	5	51,77566	14,54918	79,2	2,4	81,6
PV array 5	6	51,77538	14,54945	80,4	2,4	82,8
PV array 5	7	51,77682	14,5503	77	2,4	79,4
PV array 6	1	51,77818	14,55578	76,8	2,4	79,2
PV array 6	2	51,77823	14,55364	76,8	2,4	79,2
PV array 6	3	51,77827	14,55153	76,3	2,4	78,7
PV array 6	4	51,77648	14,55045	78,1	2,4	80,5
PV array 6	5	51,7765	14,55019	77,6	2,4	80
PV array 6	6	51,77526	14,54951	80,5	2,4	82,9
PV array 6	7	51,7751	14,54969	80,2	2,4	82,6
PV array 6	8	51,77537	14,55115	81	2,4	83,4
PV array 6	9	51,77538	14,55242	80,5	2,4	82,9
PV array 6	10	51,77524	14,55388	80,1	2,4	82,5
PV array 6	11	51,77671	14,55484	77,4	2,4	79,8
PV array 7	1	51,77814	14,55623	76,4	2,4	78,8
PV array 7	2	51,77668	14,5553	76,5	2,4	78,9

PV array 7	3	51,77521	14,55436	80,5	2,4	82,9
PV array 7	4	51,77498	14,55637	80,6	2,4	83
PV array 7	5	51,77476	14,55836	80	2,4	82,4
PV array 7	6	51,77639	14,55934	76,4	2,4	78,8
PV array 7	7	51,77804	14,56032	75	2,4	77,4
PV array 7	8	51,77809	14,55828	76,4	2,4	78,8
PV array 8	1	51,778	14,56073	75,2	2,4	77,6
PV array 8	2	51,77674	14,55998	75,3	2,4	77,7
PV array 8	3	51,77507	14,55899	79,2	2,4	81,6
PV array 8	4	51,77401	14,55841	82,7	2,4	85,1
PV array 8	5	51,7736	14,56205	82,9	2,4	85,3
PV array 8	6	51,77318	14,56576	82,4	2,4	84,8
PV array 8	7	51,77288	14,56834	82,4	2,4	84,8
PV array 8	8	51,77356	14,56835	80,6	2,4	83
PV array 8	9	51,77469	14,5655	81	2,4	83,4
PV array 8	10	51,77589	14,56667	77,5	2,4	79,9
PV array 8	11	51,77787	14,56892	74,7	2,4	77,1
PV array 8	12	51,77793	14,56477	74,3	2,4	76,7
PV array 9	1	51,77877	14,54785	76,5	2,4	78,9
PV array 9	2	51,77988	14,54741	76,1	2,4	78,5
PV array 9	3	51,78086	14,54734	76,7	2,4	79,1
PV array 9	4	51,78247	14,547	72,9	2,4	75,3
PV array 9	5	51,78344	14,54667	75,9	2,4	78,3
PV array 9	6	51,7841	14,54954	75	2,4	77,4
PV array 9	7	51,78476	14,5525	71,7	2,4	74,1
PV array 9	8	51,78451	14,55501	71,1	2,4	73,5
PV array 9	9	51,78242	14,5538	73,2	2,4	75,6
PV array 9	10	51,78044	14,55254	75,1	2,4	77,5
PV array 9	11	51,77867	14,55148	76,5	2,4	78,9
PV array 9	12	51,77872	14,54969	77,3	2,4	79,7
PV array 10	1	51,78451	14,55549	71,3	2,4	73,7
PV array 10	2	51,78241	14,55414	73,2	2,4	75,6
PV array 10	3	51,7804	14,55284	75,5	2,4	77,9
PV array 10	4	51,7787	14,5518	75,7	2,4	78,1
PV array 10	5	51,77864	14,554	76,7	2,4	79,1
PV array 10	6	51,77858	14,55609	76,5	2,4	78,9
PV array 10	7	51,78033	14,55716	74,7	2,4	77,1
PV array 10	8	51,78223	14,55832	73,4	2,4	75,8
PV array 10	9	51,78404	14,55944	70,3	2,4	72,7
PV array 10	10	51,78459	14,55725	70,2	2,4	72,6
PV array 11	1	51,78403	14,55975	70,4	2,4	72,8
PV array 11	2	51,78222	14,55861	73,1	2,4	75,5
PV array 11	3	51,78034	14,5575	74,7	2,4	77,1
PV array 11	4	51,77858	14,55643	76,4	2,4	78,8
PV array 11	5	51,7785	14,55857	76,6	2,4	79
PV array 11	6	51,77845	14,56073	75,3	2,4	77,7
PV array 11	7	51,78	14,56173	74,4	2,4	76,8
PV array 11	8	51,78153	14,56271	74	2,4	76,4
PV array 11	9	51,78311	14,56371	72,9	2,4	75,3
PV array 11	10	51,78326	14,56224	71	2,4	73,4
PV array 11	11	51,78384	14,56137	70,7	2,4	73,1
PV array 12	1	51,78307	14,56402	72,9	2,4	75,3
PV array 12	2	51,78151	14,56308	74,3	2,4	76,7
PV array 12	3	51,77995	14,56207	74,3	2,4	76,7
PV array 12	4	51,77836	14,56106	75,2	2,4	77,6
PV array 12	5	51,77829	14,56367	74,2	2,4	76,6
PV array 12	6	51,77823	14,56625	74,3	2,4	76,7
PV array 12	7	51,77946	14,56699	72,6	2,4	75
PV array 12	8	51,78083	14,56782	72,7	2,4	75,1
PV array 12	9	51,78214	14,5686	71,3	2,4	73,7
PV array 12	10	51,78249	14,56656	72,3	2,4	74,7
PV array 12	11	51,78288	14,56536	73,2	2,4	75,6

PV array 13	1	51,77823	14,56653	74,1	2,4	76,5
PV array 13	2	51,77946	14,56729	73	2,4	75,4
PV array 13	3	51,78085	14,56816	72,4	2,4	74,8
PV array 13	4	51,78218	14,56901	72	2,4	74,4
PV array 13	5	51,78216	14,57083	73,5	2,4	75,9
PV array 13	6	51,78139	14,57351	75	2,4	77,4
PV array 13	7	51,78034	14,57208	72	2,4	74,4
PV array 13	8	51,77924	14,57063	69,7	2,4	72,1
PV array 13	9	51,77811	14,56914	73,3	2,4	75,7
PV array 14	1	51,77685	14,54653	76,8	2,4	79,2
PV array 14	2	51,77663	14,54777	76,9	2,4	79,3
PV array 14	3	51,77569	14,54834	79	2,4	81,4
PV array 14	4	51,77493	14,54896	80,5	2,4	82,9
PV array 14	5	51,77286	14,54583	80,9	2,4	83,3
PV array 14	6	51,77076	14,54269	81,2	2,4	83,6
PV array 14	7	51,77411	14,54523	78,6	2,4	81
PV array 14	8	51,77687	14,54646	76,8	2,4	79,2
PV array 15	1	51,77448	14,54903	81	2,4	83,4
PV array 15	2	51,77253	14,5475	82,6	2,4	85
PV array 15	3	51,77061	14,54598	83,6	2,4	86
PV array 15	4	51,7707	14,54315	81,5	2,4	83,9
PV array 15	5	51,77261	14,54612	81,2	2,4	83,6
PV array 16	1	51,77057	14,54621	83,9	2,4	86,3
PV array 16	2	51,77257	14,54785	82,6	2,4	85
PV array 16	3	51,77458	14,54947	81,3	2,4	83,7
PV array 16	4	51,77402	14,55012	82,4	2,4	84,8
PV array 16	5	51,77335	14,55117	85,1	2,4	87,5
PV array 16	6	51,7729	14,55212	86,1	2,4	88,5
PV array 16	7	51,77167	14,55046	86,1	2,4	88,5
PV array 16	8	51,77043	14,5488	85,9	2,4	88,3
PV array 17	1	51,7728	14,55251	86,2	2,4	88,6
PV array 17	2	51,77258	14,5532	87,1	2,4	89,5
PV array 17	3	51,77234	14,55419	86,7	2,4	89,1
PV array 17	4	51,7721	14,55547	87,6	2,4	90
PV array 17	5	51,77186	14,55666	87,9	2,4	90,3
PV array 17	6	51,77151	14,55748	88,5	2,4	90,9
PV array 17	7	51,77102	14,55822	88,7	2,4	91,1
PV array 17	8	51,77051	14,55889	88,4	2,4	90,8
PV array 17	9	51,7697	14,55998	89	2,4	91,4
PV array 17	10	51,76906	14,56083	88,1	2,4	90,5
PV array 17	11	51,76874	14,56147	88,4	2,4	90,8
PV array 17	12	51,7685	14,56221	88,6	2,4	91
PV array 17	13	51,76719	14,56046	88,1	2,4	90,5
PV array 17	14	51,76591	14,55864	88	2,4	90,4
PV array 17	15	51,76662	14,55584	88,7	2,4	91,1
PV array 17	16	51,76738	14,553	92,8	2,4	95,2
PV array 17	17	51,76923	14,55412	93,5	2,4	95,9
PV array 17	18	51,77006	14,55147	89,4	2,4	91,8
PV array 17	19	51,7704	14,54928	86,8	2,4	89,2
PV array 18	1	51,76528	14,55928	88,1	2,4	90,5
PV array 18	2	51,76573	14,55944	88,4	2,4	90,8
PV array 18	3	51,76704	14,56119	88,4	2,4	90,8
PV array 18	4	51,76836	14,56298	88,7	2,4	91,1
PV array 18	5	51,76811	14,56428	88,9	2,4	91,3
PV array 18	6	51,76797	14,56584	89,3	2,4	91,7
PV array 18	7	51,76782	14,56756	89,2	2,4	91,6
PV array 18	8	51,76644	14,56696	90,1	2,4	92,5
PV array 18	9	51,76506	14,56633	91,6	2,4	94
PV array 18	10	51,76518	14,56282	91,5	2,4	93,9
PV array 19	1	51,76487	14,56624	91,6	2,4	94
PV array 19	2	51,76493	14,56271	91,9	2,4	94,3
PV array 19	3	51,76501	14,55918	87,9	2,4	90,3

PV array 19	4	51,76273	14,55787	91,4	2,4	93,8
PV array 19	5	51,76264	14,55836	91,7	2,4	94,1
PV array 19	6	51,75946	14,55688	91,2	2,4	93,6
PV array 19	7	51,75929	14,55746	92,1	2,4	94,5
PV array 19	8	51,75629	14,55572	91,8	2,4	94,2
PV array 19	9	51,7539	14,5557	88,9	2,4	91,3
PV array 19	10	51,7545	14,55957	92,5	2,4	94,9
PV array 19	11	51,75586	14,56109	93,5	2,4	95,9
PV array 19	12	51,75618	14,56182	93,9	2,4	96,3
PV array 19	13	51,75821	14,56296	94,9	2,4	97,3
PV array 19	14	51,76158	14,5646	95,1	2,4	97,5
PV array 20	1	51,76706	14,55298	92,2	2,4	94,6
PV array 20	2	51,76601	14,5569	87,2	2,4	89,6
PV array 20	3	51,76427	14,5559	87,5	2,4	89,9
PV array 20	4	51,76302	14,55564	88	2,4	90,4
PV array 20	5	51,76107	14,55469	88,7	2,4	91,1
PV array 20	6	51,75961	14,55379	87,6	2,4	90
PV array 20	7	51,75917	14,55657	91,5	2,4	93,9
PV array 20	8	51,75647	14,55522	91,4	2,4	93,8
PV array 20	9	51,75426	14,55509	88,9	2,4	91,3
PV array 20	10	51,75435	14,55263	85,8	2,4	88,2
PV array 20	11	51,75512	14,54943	82,2	2,4	84,6
PV array 20	12	51,75645	14,54849	86,4	2,4	88,8
PV array 20	13	51,75711	14,54909	87,9	2,4	90,3
PV array 20	14	51,75839	14,55145	89,8	2,4	92,2
PV array 20	15	51,76047	14,55177	90,1	2,4	92,5
PV array 20	16	51,76176	14,55254	90,8	2,4	93,2
PV array 20	17	51,76371	14,55222	89	2,4	91,4
PV array 20	18	51,7645	14,55153	89,6	2,4	92