



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

DGS Gesellschaft für Solarenergie Berlin mbH
Erich-Steinurth-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) einer PV – Freiflächenanlage in
91086 Aurachtal, Bayern.**

V 002

Anlage: PV Freiflächenanlage
91086 Aurachtal

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

Projektnummer: A08.316/001

Gutachter: M. Sc. Kevin Gajkowski

Bearbeiter: Ba. Christoph Johann

Berlin, 09.09.2020

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	4
2	Beschreibung der Umgebung	4
3	Beschreibung der PV-Anlage	8
4	Grundlagen der Strahlengeometrie	9
4.1	Geometrische Reflexionssituation	9
4.2	Reflexionseigenschaften des vorgesehenen Modultyps	11
4.3	Reflexion von gerichteter Strahlung an den Glasflächen der Module	12
5	Methodik der Untersuchung.....	13
5.1	Bewertungsbasis.....	13
5.2	Simulationstool und Modellierung.....	14
5.3	Simulationsausgabe	15
6	Analyse und Quantifizierung der Einflüsse durch Reflexion.....	16
6.1	Angrenzende Siedlungen (Wohngebiete).....	17
6.1.1	Ergebnisse	18
6.2	Angrenzende Straßen.....	20
6.2.1	Ergebnisse	21
7	Auswertung	22
7.1	Angrenzende Siedlungen	22
7.2	Angrenzenden Straßen.....	22
8	Fazit	22
9	Literaturverzeichnis.....	23
A.	Anhang.....	24

Abbildung 1: PV-Felder und direkte Umgebung (Quelle: Google Earth)	4
Abbildung 2: Gesamtüberblick mit PV-Feldern, untersuchten Straßen und Wohngebäude (Quelle: Google Earth)	5
Abbildung 3: Blick auf PV-Feld 1 aus süd-östlicher Richtung mit Dörflaser Weg (Quelle: Auftraggeber)	6
Abbildung 4: Blick auf PV-Feld 1 aus südlicher Richtung (Quelle: Auftraggeber)	6
Abbildung 5: Blick von PV-Feld 1 auf Wohnsiedlung (Dörflas) (Quelle: Auftraggeber)	7
Abbildung 6: Blick von PV-Feld 2 auf Wohnsiedlung (Quelle: Auftraggeber)	7
Abbildung 7: Reflexion eines Lichtstrahls.....	9
Abbildung 8: (a) Ideale spekulare Reflexion, (b) Reale spekulare Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion Quelle: (Linz, Kunst Universität).....	9
Abbildung 9: Mikrostrukturierte (matt/matt) Oberfläche (Solarglass (matt/matt) SILK).....	11
Abbildung 10: Streuung der gerichteten Strahlung/Sonnenstrahlung.....	11
Abbildung 11: Reflexion von gerichteter Reflexion an der Glasfläche des Moduls (Darstellung anhand eines Strahls).....	12
Abbildung 12: Reflexionseigenschaften typischer Abdeckgläser (Quelle: (Yamada T.)).....	16
Abbildung 13: Verortung der potenziell beeinträchtigten angrenzenden Wohngebäude.....	17
Abbildung 14: Jährliches Auftreten der Blendung und die Dauer der Blendung für OP6	19
Abbildung 15: Jährliches Auftreten der Blendung und die Dauer der Blendung für OP7	19
Abbildung 16: Jährliches Auftreten der Blendung und die Dauer der Blendung für OP12	20
Abbildung 17: Verlauf der potenziell gefährdeten angrenzenden Straße	20
Abbildung 18: Verlauf der untersuchten Straße 1	24
Abbildung 19: Verlauf der untersuchten Straße 2	26
Abbildung 20: Verlauf der untersuchten Straße 3	27
Abbildung 21: Verlauf der untersuchten Straße 4	28
Abbildung 22: Verlauf der untersuchten Straße 5	29

1 Einleitung

Im folgenden Gutachten wird die durch Reflexion direkter Sonneneinstrahlung verursachte Lichtemission zweier PV-Freiflächenanlagen in 91806, Aurachtal und die damit einhergehende Beeinträchtigung der Umgebung untersucht. Dabei werden die Auswirkungen auf die Ortschaften Aurachtal, Dörflas und Falkendorf und weiterhin insbesondere die Verkehrsstraßen Dörflaser Weg, die Hauptstraße und Hochstädter Straße untersucht und abschließend bewertet.

2 Beschreibung der Umgebung

Die PV-Freiflächenanlagen sind nördlich von Dörflas und Münchaurach und westlich von Falkendorf im mittelfränkischen Landkreis Erlangen-Höchstadt geplant. Die Koordinaten der Freiflächenanlage 1 sind 49.581849° N und 10.827440° O und der Freiflächenanlage 2 49.588457° N und 10.823870° O. Abbildung 1 verdeutlicht die zwei PV-Felder und die direkte Umgebung. Die PV-Felder sind dabei orange markiert.



Abbildung 1: PV-Felder und direkte Umgebung (Quelle: Google Earth)

Abbildung 2 verdeutlicht einen Gesamtüberblick. Die Straßen und Wohngebäude stellen dabei die zu untersuchenden Linien bzw. Punkte dar. Dabei werden insgesamt zwölf Immissionspunkte für den

Wohnbereich untersucht, die die Siedlungen bestmöglich abbilden. Weiterhin werden insgesamt fünf Verkehrsstraßen bzw. landwirtschaftliche Wege auf eine mögliche Gefahr der Blendung durch Reflexion durch Sonnenstrahlen an den Modulen untersucht.



Abbildung 2: Gesamtüberblick mit PV-Feldern, untersuchten Straßen und Wohngebäude (Quelle: Google Earth)

Abbildung 3 und Abbildung 4 zeigen den Blick auf das PV-Feld 1 aus süd-östlicher und südlichwestlicher Richtung durch vor-Ort-Aufnahmen. Ebenso ist der Dörflaser Weg zu erkennen. Abbildung 5 hingegen verdeutlicht die Sicht auf die Wohnsiedlungen von PV-Feld 1 aus. Abbildung 6 zeigt die Sicht auf die Wohnsiedlungen von PV-Feld 2 aus.

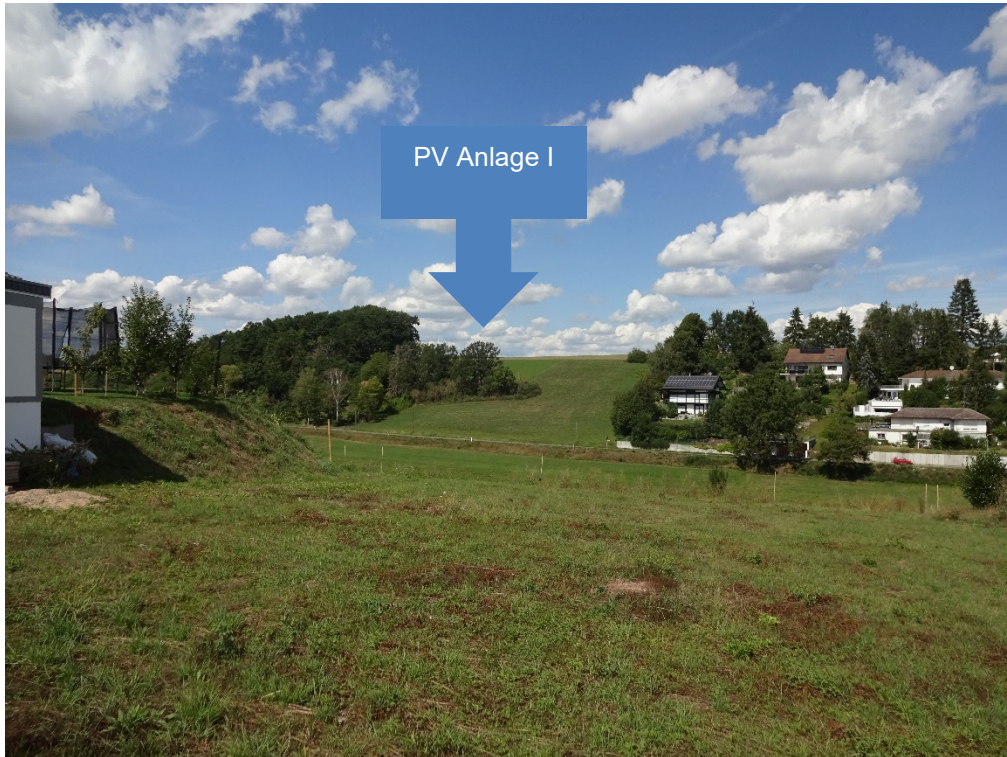


Abbildung 3: Blick auf PV-Feld 1 aus süd-östlicher Richtung mit Dörflaser Weg
(Quelle: Auftraggeber)



Abbildung 4: Blick auf PV-Feld 1 aus südlicher Richtung (Quelle: Auftraggeber)



Abbildung 5: Blick von PV-Feld 1 auf Wohnsiedlung (Dörflas) (Quelle: Auftraggeber)



Abbildung 6: Blick von PV-Feld 2 auf Wohnsiedlung (Quelle: Auftraggeber)



3 Beschreibung der PV-Anlage

Die Informationslage bezüglich des Aufbaus der PV-Anlage liegt aufgrund der sich noch in der Planung befindlichen Anlage noch nicht detailliert vor. Bisweilen ist eine Aufständigung der Module in einem Winkel von 19° geplant. Die Ausrichtung soll bei einem Azimut von 0° liegen, d.h. die Module sind Richtung Süden ausgerichtet. Die Modulunterkante ist mit 0,8 m und die Moduloberkante mit 3 m über Grund geplant. Weiterhin sind bei der Wahl der Solarmodule keine besonderen Reflexionseigenschaften geplant.

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 ($\alpha = \beta$).

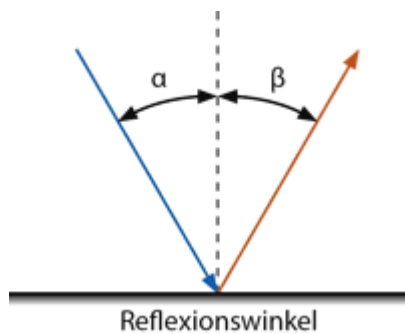


Abbildung 7: Reflexion eines Lichtstrahls

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.

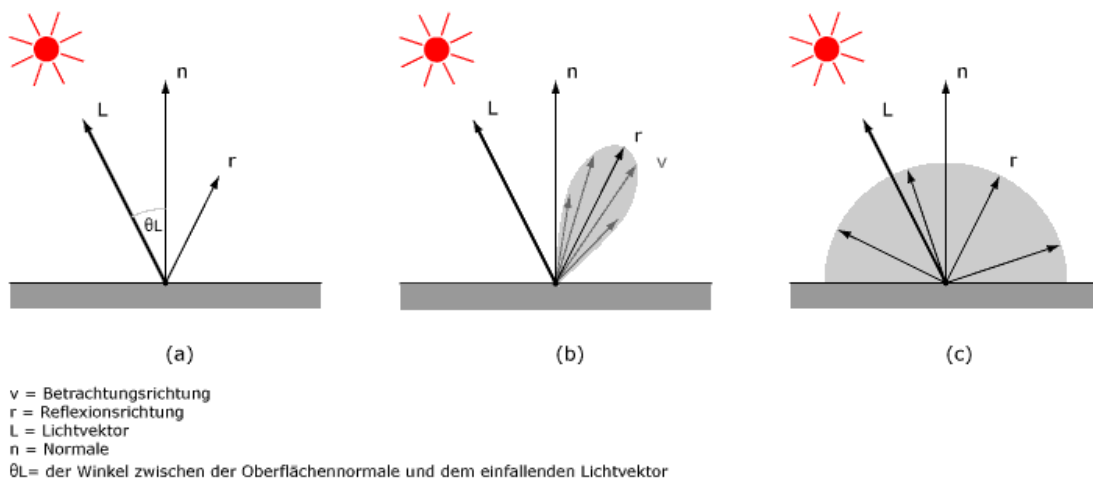


Abbildung 8: (a) Ideale spekulare Reflexion, (b) Reale spekulare Reflexion, (c) Ideale diffuse Reflexion Quelle: (Linz, Kunst Universität)

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.

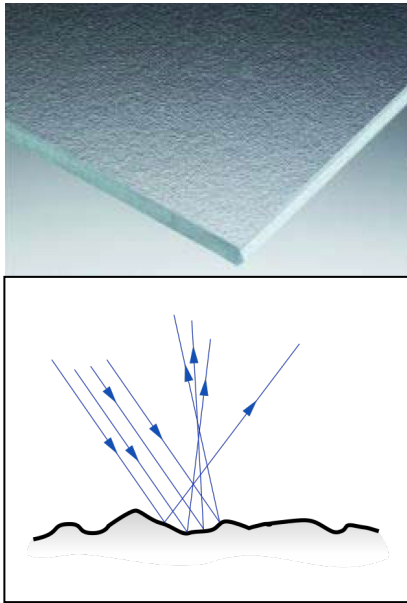


Abbildung 9: Mikrostrukturierte
(matt/matt)
Oberfläche
(Solarglass
(matt/matt) SILK)



Abbildung 10: 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

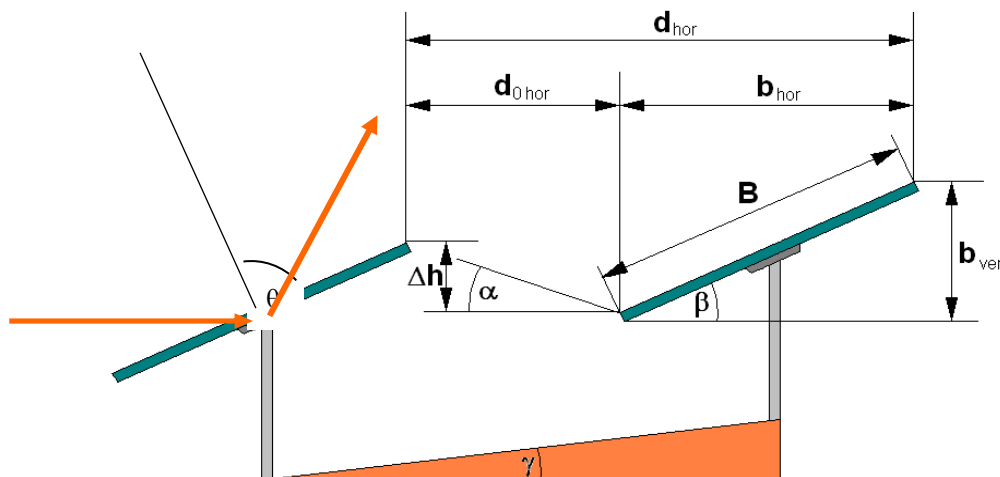


Abbildung 11: Reflexion von gerichteter Reflexion an der Glasfläche des Moduls (Darstellung anhand eines Strahls)

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

Folgende Winkeldefinitionen werden verwendet:

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

Höhe: -90° – 0° (Horizontlinie) – 90°

Beispiele:

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

5 Methodik der Untersuchung

5.1 Bewertungsbasis

Um die betroffenen örtlich aufgelösten Bereiche bestimmen zu können und eine quantitative Aussage über die Reflexionsimmissionen zu treffen wird ein Simulationstool verwendet. Dieses soll minutengenau darstellen, ob und zu welchem Zeitpunkt schutzwürdige Räume, einer potenziellen Blendung ausgesetzt sind. Schutzwürdige Räume sind laut LAI-Richtlinie (Ministerium für Umwelt, 2012):

- Wohnräume
- Schlafräume einschließlich Übernachtungsräume in Beherbergungsstätten und Bettenräume in Krankenhäusern und Sanatorien
- Unterrichtsräume in Schulen, Hochschulen und ähnlichen Einrichtungen
- Büroräume, Praxisräume, Arbeitsräume, Schulungsräume und ähnliche Arbeitsräume

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

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

Liegt die Blenddauer unterhalb dieser Grenzwerte ist die Belästigung allgemein hinnehmbar.

Auch der Österreichische Verband für Elektrotechnik veröffentlichte im November 2016 eine Richtlinie mit identischen Richtwerten für die Ermittlung von durch Blendung verursachte Belästigung (OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik, 2016).

Zusätzlich zu den schutzwürdigen Räumen muss überprüft werden, ob die auftretende Blendung die Sicherheit von folgenden Bereichen gefährdet:

- **Straßenverkehr**
- Schienenverkehr
- Schifffahrtsverkehr
- Verkehrssicherheit (Luft)

Tritt in einem dieser Arbeitsbereiche Blendung auf, kann selbst eine kurzzeitige Blendung schwerwiegend Folgen haben (OVE, Österreichischer Verband für Elektrotechnik). Es sollte deshalb beim Auftreten von Blendung im Verkehrsbereich mit der Behörde und den Beteiligten eine

Risikoanalyse zur Gefährdungsbeurteilung vorgenommen werden, um ggf. Blendschutzmaßnahmen vorzunehmen.

5.2 Simulationstool und Modellierung

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

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

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

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

“Die Leuchtdichte der Sonne ist abhängig von der Sonnenhöhe, für mittlere Sonnenhöhen werden 1 Mio cd/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

Ergeben sich aus der Simulation Zeiten mit Blendung erfolgt schließlich eine Aussage zur max. Dauer, Datum und Uhrzeit (Mitteleuropäische Normalzeit – MEZ, UTC+1) der Blendwirkung in Form eines Blendintervalls. Die Betroffenheit innerhalb des ermittelten Blendintervalls ist dabei jedoch keineswegs kontinuierlich. Sie beschreiben vielmehr die Grenzen des frühest- bzw. spätestmöglichen Auftretens von Minuten mit einer potentiellen Blendwirkung. Außerhalb der ermittelten Intervalle kann daher von Blendfreiheit auf Basis des Reflexionsgesetzes und des astronomischen Sonnenstandes ausgegangen werden.

6 Analyse und Quantifizierung der Einflüsse durch Reflexion

Im Folgenden wird anhand der geometrischen Zusammenhänge und den vorliegenden Unterlagen der Emission- und Immissionsorte und -flächen hergeleitet, welche Bereiche hochaufgelöst simuliert werden müssen und wie die Ergebnisse zu interpretieren und ggf. zu bewerten sind.

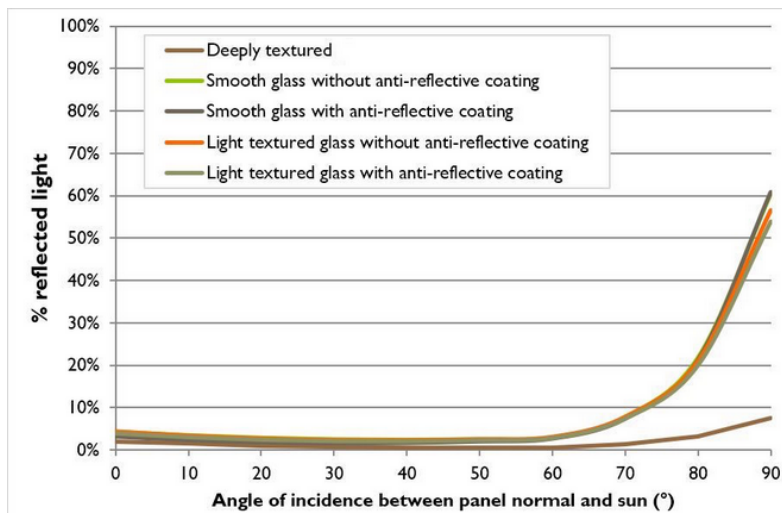


Abbildung 12: Reflexionseigenschaften typischer Abdeckgläser (Quelle: (Yamada T.))

Zusätzlich zur geometrischen Berechnung der Strahlen wird die Intensität am Immissionspunkt ermittelt. Da keine weiteren Eigenschaften bekannt sind, wird ein „normales“ Abdeckglas (smooth glas without anti-reflective coating) herangezogen, siehe Abbildung 12. 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 kann damit nicht vollständig bewertet werden.

6.1 Angrenzende Siedlungen (Wohngebiete)

Die angrenzenden Siedlungen bzw. punktuell ausgewählte Gebäude sind in Abbildung 13 als rote Stecknadeln dargestellt. Dabei wurden insgesamt zwölf potenziell gefährdete Punkte (Operation Points = OP) ermittelt, die die Bebauung im Gesamten abbilden. Weiterhin wurde die zu untersuchende Höhe der einzelnen Punkte anhand von vor-Ort-Aufnahmen (Quelle: Auftraggeber) und Auswertungen in Google Maps bestimmt.



Abbildung 13: Verortung der potenziell beeinträchtigten angrenzenden Wohngebäude
 Für die Simulation wurden die Eingabedaten der OPs mit Koordinaten und der Höhe über Normalhöhennull ermittelt. Diese sind aus Tabelle 1 zu entnehmen.

Name	Latitude (deg)	Longitude (deg)	H.ü.NN (m)
Wohngebäude 1	49.58087	10.82866	331.9
Wohngebäude 2	49.58514	10.81882	329.5
Wohngebäude 3	49.57882	10.82976	316.8
Wohngebäude 4	49.581	10.82443	311.9
Wohngebäude 5	49.58084	10.82932	334.4
Wohngebäude 6	49.58069	10.82984	330
Wohngebäude 7	49.58075	10.8309	331.4
Wohngebäude 8	49.57916	10.82113	336.9
Wohngebäude 9	49.58081	10.82006	323.1
Wohngebäude 10	49.58161	10.82003	321.1
Wohngebäude 11	49.58236	10.81893	321.4
Wohngebäude 12	49.58448	10.81984	326.7

Tabelle 1: Eingabedaten der Simulation

6.1.1 Ergebnisse

Die Simulation ergab folgende aufsummierte Blendintervalle für ein Kalenderjahr. Die Werte beziehen sich dabei auf das PV-Feld 1. Das PV-Feld 2 stellt für alle betrachteten Immissionspunkte keine Gefährdung durch Reflexion dar und muss somit nicht berücksichtigt werden. Tabelle 2 stellt die Ergebnisse der einzelnen Immissionspunkte für Annual Green Glare und Annual Yellow Glare in Minuten dar.

Immissionspunkt	Typ	Annual Green Glare (min)	Annual Yellow Glare (min)	Nutzung ¹
OP 1	Gebäude	0	75	Wohngebäude
OP 2	Gebäude	0	0	Wohngebäude
OP 3	Gebäude	0	0	Wohngebäude
OP 4	Gebäude	0	1328	Wohngebäude
OP 5	Gebäude	0	79	Wohngebäude
OP 6	Gebäude	0	2240	Reitstall Dörflas
OP 7	Gebäude	0	2207	Wohngebäude
OP 8	Gebäude	0	664	Wohngebäude
OP 9	Gebäude	0	0	Scheune Lenkershof
OP 10	Gebäude	0	0	Wohngebäude
OP 11	Gebäude	0	0	Wohngebäude
OP 12	Gebäude	0	3159	leerstehende Mühle

Tabelle 2: Simulierte Blendintervalle für ein Kalenderjahr

Für die Gebäude 1 – 12 konnte kein Einfluss durch Green Glare ermittelt werden. In der Betrachtung des Annual Yellow Glare überschreiten die betrachteten Immissionspunkte der OPs 6, 7 und 12 den Grenzwert nach LAI von 1800 Minuten pro Kalenderjahr und werden deshalb im Folgenden näher beschrieben und untersucht.

OP6 und OP7 stehen repräsentativ für die Siedlung Dörflas. Abbildung 14 verdeutlicht die jährliche potenzielle Blendung und die tägliche Dauer der Blendung. Die Blendintervalle können insbesondere von April bis September auftreten. Die tägliche Dauer der Beeinflussung durch Reflexion liegt bei maximal 18 Minuten. Die Siedlung befindet sich in einer Entfernung von 300 – 400 m zu dem PV-Feld 1. Diese Entfernung ist als hoch einzuschätzen, sodass die jährliche Überschreitung der kumulierten Blendintervalle zwar theoretisch existiert, sich aber in der Praxis die Intensität wahrscheinlich so stark reduzieren wird, dass eine übermäßige Belästigung unwahrscheinlich ist. Weiterhin ist zu bemerken, dass die Siedlung nach dem heutigen Stand ebenfalls von Bewuchs durch höhere Pflanzen und

¹ Quelle: Auftraggeber

einem kleinen Waldgebiet vor einer möglichen Blendung geschützt ist. Erst wenn dieses kleine Waldgebiet gerodet werden sollte, kommt es überhaupt zur Möglichkeit einer Reflexion mit möglicher Blendfolge für die beschriebene Siedlung.

Des Weiteren ist die Bebauung entlang der Ackerlänge und südlich davon, zwischen den OPs 5 und 11, nicht betroffen, bzw. weist nur ein sehr geringes Risiko für eine potenzielle Blendung auf. Die Blendintervalle für diesen Bereich können nicht größer als bei OP 5 (79 min/Jahr) werden.

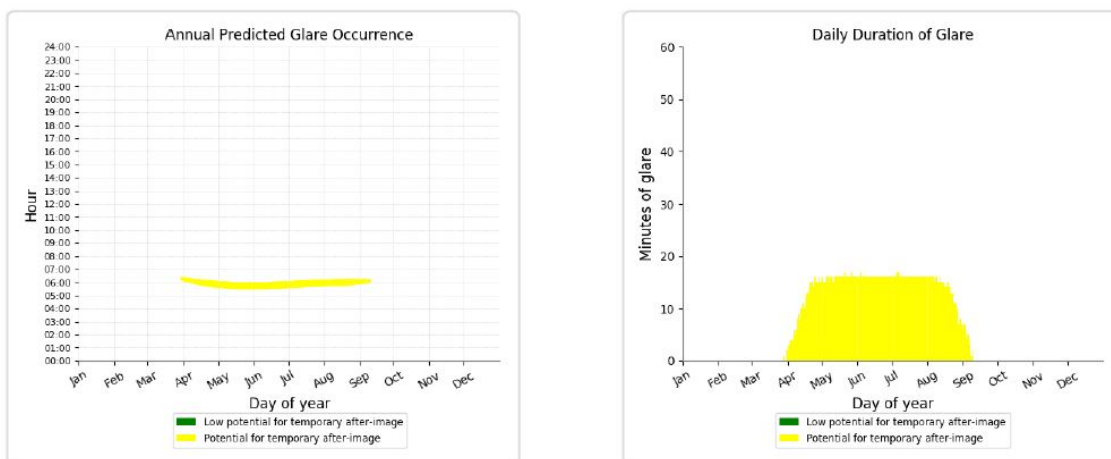


Abbildung 14: Jährliches Auftreten der Blendung und die Dauer der Blendung für OP6

Abbildung 15 verdeutlicht einen sehr ähnlichen Verlauf für den OP7. Auch hier tritt die Blendung insbesondere von April bis September auf mit einer maximalen Tagesdauer von ca. 18 Minuten. Die untersuchten OPs liegen nicht weit auseinander, weshalb die zu erwartende Beeinflussung ähnlich ausfällt.

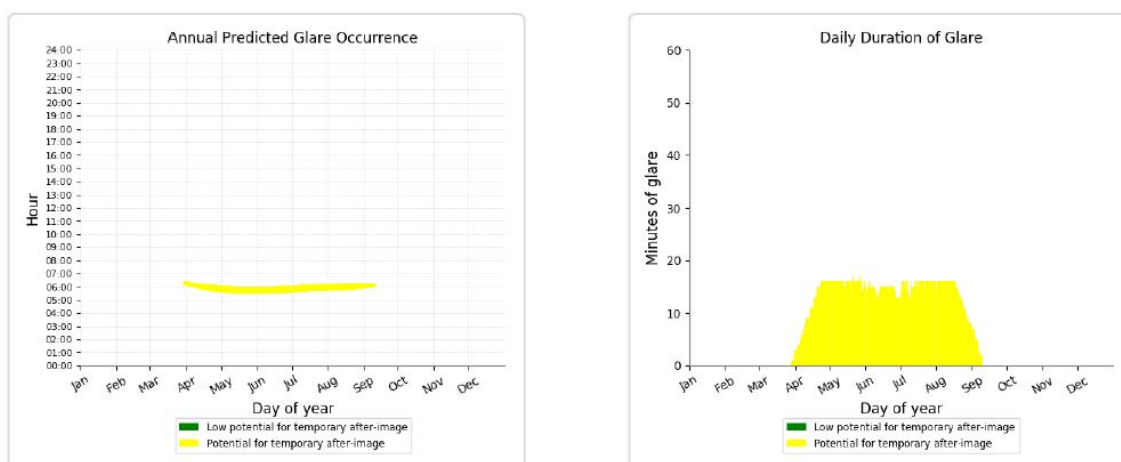


Abbildung 15: Jährliches Auftreten der Blendung und die Dauer der Blendung für OP7

Abbildung 16 verdeutlicht die Auswertung des OP12. Die Auswertung ergibt eine Überschreitung der maximal zulässigen Blenddauer von 30 Minuten am Tag und 30 h im Jahr. Diese wird im Juni und Juli überschritten. Auch hier tritt die Blendung von April bis September auf. Nach Informationen des Auftraggebers ist der OP 12 ohne Wohnnutzung, bzw. ohne jede Nutzung und somit nicht schützenswert. Des Weiteren ist auch dieser Immissionspunkt durch das keine Waldgebiet geschützt.

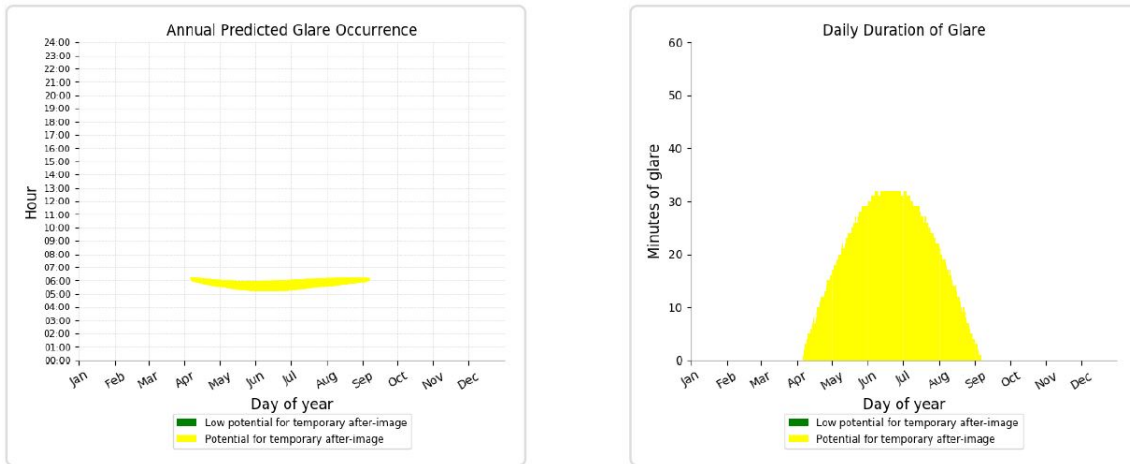


Abbildung 16: Jährliches Auftreten der Blendung und die Dauer der Blendung für OP12

6.2 Angrenzende Straßen

Die untersuchten Straßen in Abbildung 17 sind türkis dargestellt. Dabei wurden insgesamt fünf potenziell gefährdete Straßen ermittelt. Die zu untersuchende Höhe wurde auf drei Meter festgelegt und deckt somit alle Verkehrsteilnehmer inklusive Lastkraftwagen ab. Die für die Simulation gewählten Eingabedaten sind im Anhang zu finden.

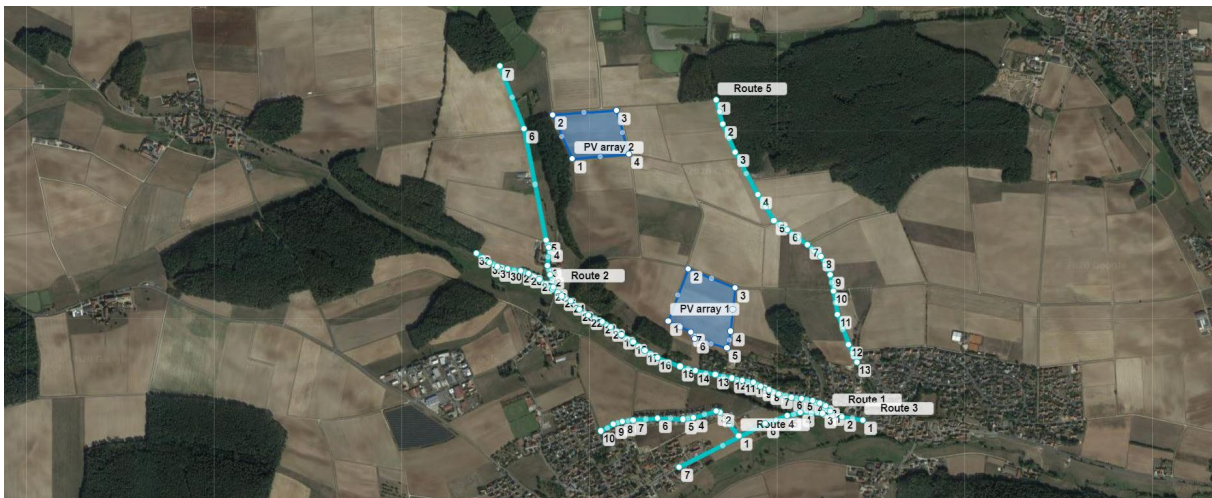


Abbildung 17: Verlauf der potenziell gefährdeten angrenzenden Straße

6.2.1 Ergebnisse

Es konnten keine Reflexionsvektoren durch direkte Sonneneinstrahlung auf die Module ermittelt werden, die Verkehrsteilnehmer der untersuchten Straßen beeinträchtigen könnten.

Eine direkte Reflexion an den Modulen durch Sonnenlicht in Richtung der untersuchten Straße kann ausgeschlossen werden

7 Auswertung

Zusammengestellte Ergebnisse und Bewertungen:

7.1 Angrenzende Siedlungen

PV-Feld 2 verursacht keine Blendwirkungen. Die potenzielle Blendwirkungen von PV-Feld 1 betreffen insgesamt 3 von 12 untersuchten OPs. OP6 und OP7 überschreiten die maximal zulässige astronomische Blenddauer von 1800 Minuten (30 Stunden) pro Kalenderjahr. Durch die große Entfernung von 300 – 400m der OPs zum PV-Feld 1 ist die Überschreitung des Wertes nicht als erhebliche Belästigung zu beurteilen. Weiterhin ist durch den aktuellen Bewuchs zum jetzigen Zeitpunkt praktisch keine Blendung vorhanden.

Die Auswertung von OP12 ergibt eine Überschreitung der Blendung von mindestens 30 Minuten pro Kalenderjahr und 30 h im Jahr in den Monaten Juni und Juli. Da das Gebäude ohne Nutzung und verfallen ist, sowie durch den vorhandenen Wald geschützt ist, wird das Gebäude als nicht schützenswerter Raum eingestuft.

7.2 Angrenzenden Straßen

Eine direkte Reflexion an den Modulen durch Sonnenlicht in Richtung der angrenzenden Straßen kann durch die Auswertung der Simulation ausgeschlossen werden.

8 Fazit

Abschließend kommt das Fachgutachten zu dem Schluss, dass eine Blendwirkung durch die geplante PV-Freiflächenanlage auf die Wohngebäude nicht ausgeschlossen werden kann. Allerdings ist das Gefährdungspotential als äußerst gering einzustufen. Die angrenzenden Verkehrsstraßen sind nicht gefährdet. Minderungsmaßnahmen sind somit nicht notwendig.

9 Literaturverzeichnis

Boyuan Yan, M. V.-H. (April 2016). Maintaining ocular safety with light exposure, focusing on devices for optogenetic stimulation. *Vision Research*. Elsevier.

DFS Deutsche Flugsicherung GmbH. (2020). *Luftfahrthandbuch Deutschland*.

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 Lichtimmisionen 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.

A. Anhang

- **Name:** Straße 1
- **Route type** Two-way
- **View angle:** 30.0 deg



Abbildung 18: Verlauf der untersuchten Straße 1

Vertex/ID	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Elevation	Height Above Ground	Total Elevation
1	49.57873	10.83567	305.6	3	308.6
2	49.57891	10.83538	304.9	3	307.9
3	49.57901	10.83507	304.4	3	307.4
4	49.57912	10.83461	305.3	3	308.3
5	49.57918	10.83398	304.4	3	307.4
6	49.57925	10.83339	304.5	3	307.5
7	49.57937	10.83265	305.3	3	308.3
8	49.57953	10.83204	305.2	3	308.2
9	49.57967	10.83158	306	3	309
10	49.57979	10.83113	307.4	3	310.4
11	49.57989	10.83052	308	3	311
12	49.57997	10.82991	308.1	3	311.1
13	49.5801	10.82891	309.5	3	312.5
14	49.58026	10.82777	308.3	3	311.3
15	49.58043	10.82685	310.3	3	313.3



16	49.58076	10.82551	308.8	3	311.8
17	49.58102	10.8248	309.4	3	312.4
18	49.58134	10.82411	311.1	3	314.1
19	49.5816	10.82342	312.8	3	315.8
20	49.58192	10.82279	314.3	3	317.3
21	49.58211	10.82229	313.6	3	316.6
22	49.58237	10.8215	311.3	3	314.3
23	49.5826	10.82099	310.2	3	313.2
24	49.58288	10.82047	311.7	3	314.7
25	49.58309	10.81996	309.4	3	312.4
26	49.58334	10.81938	310.3	3	313.3
27	49.58372	10.8186	313.3	3	316.3
28	49.58395	10.81799	314.3	3	317.3
29	49.58403	10.81754	313.1	3	316.1
30	49.58411	10.81676	313.7	3	316.7
31	49.58421	10.81617	314.9	3	317.9
32	49.58437	10.81571	315	3	318
33	49.58469	10.81492	319	3	322

- **Name:** Straße 2
- **Route type** Two-way
- **View angle:** 30.0 deg



Abbildung 19: Verlauf der untersuchten Straße 2

Vertex/ID	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Elevation	Height Above Ground	Total Elevation
1	49.58342	10.81941	310.9	3	313.9
2	49.58389	10.81926	317.6	3	320.6
3	49.58422	10.8191	323.5	3	326.5
4	49.58493	10.81916	326.2	3	329.2
5	49.5852	10.819	326.1	3	329.1
6	49.58944	10.81772	335.7	3	338.7
7	49.59181	10.8163	337.9	3	340.9

- **Name:** Straße 3
- **Route type** Two-way
- **View angle:** 30.0 deg



Abbildung 20: Verlauf der untersuchten Straße 3

Vertex/ID	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Elevation	Height Above Ground	Total Elevation
1	49.57837	10.83754	306	3	309
2	49.57848	10.83636	305.9	3	308.9
3	49.57864	10.83519	305.3	3	308.3
4	49.57865	10.83389	305.2	3	308.2
5	49.57854	10.8331	306	3	309
6	49.57823	10.83185	307.6	3	310.6
7	49.5766	10.82682	311.9	3	314.9

- **Name:** Straße 4
- **Route type** Two-way
- **View angle:** 30.0 deg



Abbildung 21: Verlauf der untersuchten Straße 4

Vertex/ID	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Elevation	Height Above Ground	Total Elevation
1	49.57778	10.83028	309.3	3	312.3
2	49.57866	10.82921	319.9	3	322.9
3	49.57873	10.82894	320.8	3	323.8
4	49.57848	10.82762	325.9	3	328.9
5	49.57842	10.82702	327.8	3	330.8
6	49.57844	10.82554	331.8	3	334.8
7	49.57839	10.82411	333	3	336
8	49.57832	10.82348	334.7	3	337.7
9	49.57822	10.82296	336.1	3	339.1
10	49.57796	10.82223	337.2	3	340.2

- **Name:** Straße 5
- **Route type** Two-way
- **View angle:** 30.0 deg



Abbildung 22: Verlauf der untersuchten Straße 5

Vertex/ID	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Elevation	Height Above Ground	Total Elevation
1	49.59053	10.82895	341	3	344
2	49.5896	10.82935	339.1	3	342.1
3	49.58855	10.83008	339.8	3	342.8
4	49.58693	10.83139	339.1	3	342.1
5	49.58597	10.83233	338.2	3	341.2
6	49.58558	10.83311	337.8	3	340.8
7	49.58503	10.8343	337.8	3	340.8
8	49.5846	10.83508	338.6	3	341.6
9	49.58391	10.83566	338	3	341
10	49.58327	10.83584	337.5	3	340.5
11	49.58239	10.83608	336.9	3	339.9
12	49.58125	10.83671	333.3	3	336.3
13	49.58058	10.8372	327.4	3	330.4