

Dr. Hans Meseberg
LSC Lichttechnik und Straßenausstattung Consult
Fährstr. 10
D-13503 Berlin
Tel.: 030/82707832
Mobil: 0177/3733744
Email: hmeseberg@t-online.de

Berlin, den 14. 11. 2024

G u t a c h t e n
G82/2024
zur Frage der eventuellen Blend- und Störfwirkung von Straßennutzern
und Anwohnern durch eine bei Neu Schloen
zu installierende Photovoltaikanlage

(Dieses Gutachten besteht aus 11 Seiten
und einem Anhang mit weiteren 6 Seiten)

1 Auftraggeber

Den Auftrag zur Erarbeitung des Gutachtens erteilte die Visiolar GmbH, Willy-Brandt-Platz 2 in 12529 Schönefeld.

Auftragsdatum: 21. 10. 2024

2 Auftragsache

Die Visiolar GmbH plant die Errichtung einer Photovoltaik-Freiflächenanlage in der Nähe von Neu Schloen, einem Ortsteil der Gemeinde Schloen. Es stellt sich die Frage, ob Nutzer der an der PV-Anlage vorbeiführenden Bundesstraße 192 sowie Bewohner nahegelegener Wohngebäude (Immissionsorte) durch die PV-Anlage in unzumutbarer Weise geblendet oder belästigt werden könnten. Dieses Gutachten dient der Untersuchung der Frage, ob und mit welcher Häufigkeit solche Situationen entstehen können und falls ja, welche Abhilfemöglichkeiten bestehen.

3 Definitionen

Im Folgenden wird der Richtung Nord der horizontale Winkel $\alpha = 0^\circ$ zugeordnet; der Winkel steigt mit dem Uhrzeigersinn (Ost: $\alpha = 90^\circ$; Süd: $\alpha = 180^\circ$ usw.).

Es werden folgende Winkel verwendet:

Sonnenhöhenwinkel (vertikaler Sonnenwinkel)	γ
Azimut (horizontaler Sonnenwinkel) bzw. momentane Fahrtrichtung eines Kfz	α
Orientierung der Modultischreihen	ν
vertikaler Winkel des von den Solarmodulen reflektierten Lichts	δ
Neigung der PV-Module gegen Süd	ε
vertikaler Blickwinkel Kraftfahrer - vor ihm liegende Fahrbahn	σ

im Raum liegender Blickwinkel (gebildet durch die Blickrichtung eines Kraftfahrers - Richtung reflektiertes Sonnenlicht)	θ
horizontaler Blickwinkel Kraftfahrer/Mitte Fensterfläche - PV-Anlage	τ
Differenz $\alpha - \tau$ (horizontale Blickrichtung Kraftfahrer/Anwohner - PV-Anlage)	ψ
vertikaler Blickwinkel Kraftfahrer/Anwohner - PV-Anlage	λ

4 Informationen zur Photovoltaik-Anlage

Die topografischen Daten und die Beschreibung der Anlage beruhen auf folgenden Informationen, die von der Visiolar GmbH zur Verfügung gestellt wurden:

- Lageplan
- Modullayout
- Fotos

Die Informationen zum verwendeten Tracker-System stellte die Mounting Systems GmbH, Ella-Barowsky-Straße 45-47 in 10829 Berlin zur Verfügung.

Die Entfernungen, horizontalen Winkel und Geländehöhen wurden mit google earth ermittelt. Der monatliche Sonnenstand für Neu Schloen (Sonnenhöhe und -azimut) wurde mit der Website www.stadtklima-stuttgart.de bestimmt. Weitere Informationen wurden mit street view gewonnen. Die Berechnung der Winkel des reflektierten Sonnenlichts erfolgte mit eigenen Excel-Programmen.

5 Beschreibung der PV-Anlage Neu Schloen und topografische Daten

5.1 Die PV-Anlage

Die geplante PV-Anlage wird auf einer unregelmäßig geformten, bisher landwirtschaftlich genutzten Fläche errichtet, s. Bild 1 im Anhang. Das PV-Anlagengelände ist wellig; die Geländeoberkante (GOK) liegt an der Nordostecke der Anlage auf 75 m über Normallhöhennull (NHN), steigt in Richtung Süden zunächst auf 84 m, fällt im weiteren Verlauf auf 74 m und steigt bis zur Südgrenze wieder auf 84 m.

Es ist geplant, die Module nicht auf feststehenden Gestellen, sondern auf sogenannten einachsigen Trackern mit beweglichen Modultischen zu installieren, bei denen der Modultisch der momentanen Sonnenposition nachgeführt wird. Die Funktionsweise wird in Abschnitt 5.5 beschrieben. Es werden Module Trina Solar, Typ TSM-NEG19RC.20 mit einer Modulleistung von $350 \text{ W}_{\text{peak}}$ eingesetzt. Die Gesamtleistung beträgt $61,464 \text{ MW}_{\text{peak}}$.

5.2 Funktionsweise der Tracker

Auf einem Gestell ist in 2,80 m Höhe über Grund eine horizontale Achse montiert. Das Gestell wird bei der Montage des Trackers auf einer PV-Fläche so ausgerichtet, dass die Achse von Nord nach Süd verläuft. Auf der Achse wird der Modultisch montiert. Die Achse ist um $\pm 60^\circ$ drehbar. Das bedeutet, dass die Drehung der Achse und damit die Neigung der Module von $+ 60^\circ$ nach Ost bis $- 60^\circ$ nach West erfolgt. Die Drehung erfolgt zeitabhängig. In Bild 2 ist die Drehung im Verlauf eines Tages, hier für den 21. Juni, dargestellt. Es ist zu beachten, dass die Darstellung für einen Be-

obachter gilt, der von Norden auf den Tracker blickt. Deshalb ist Osten links und Westen rechts.

Die Zeitabhängigkeit soll anhand einer Simulation erläutert werden: Die Modulflächen stehen am 21. Juni nachts und von Sonnenaufgang bis 4.36 Uhr waagrecht, s. Bild 2a. Um 4.36 Uhr beginnt die Neigung nach Ost (Bild 2a). das Maximum von + 60° wird im 8.24 Uhr erreicht (Bild 2b). Anschließend geht die Neigung wieder zurück, um 13.15 Uhr wird wieder die Nullstellung erreicht (s. Bild 1c; oberhalb des Bildes heißt es Tracker angle -1°; das ist darauf zurückzuführen, dass die Simulation in unregelmäßigen Schritten erfolgt). Dann neigt sich die Trackerfläche nach West und erreicht um 18.03 Uhr - 60° (Bild 2d). Anschließend dreht sich die Trackerfläche zurück und erreicht um 21.21 Uhr wieder die Nullstellung (Bild 2e), die bis zum nächsten Morgen beibehalten wird. Diese Nachführung gemäß momentanem Sonnenstand vollzieht sich am 21. Juni von 4.36 Uhr bis 21.21 Uhr über fast 17 Stunden; je kürzer die Tageslichtzeit ist, umso kürzer ist auch die Nachführzeit, d.h. umso schneller ist die Drehung. Die Nachführzeit reicht am 21. Dezember von 8.27 Uhr bis 15.54 Uhr und beträgt damit nur 7,5 ca. Stunden. Eine bestimmte Trackerneigung wird an jedem Tag zu einer anderen Tageszeit eingenommen.

5.3 Die untersuchte Bundesstraße 192

Die B 192 verläuft nördlich der PV-Anlage ziemlich genau in Ost-West-Richtung. Bei Markierung A (s. Bild 1) liegt der Fahrtrichtungswinkel θ bei 96,2° und dreht nach ca. 560 m bei Markierung B in einer Linkskurve auf 86°. Die Fahrbahnoberkante fällt von Markierung A bis Markierung C von 75 m auf 64 m. Vor der Straße ist ein freier Blick zur PV-Anlage gegeben.

6 Immissionsorte

Potentielle Immissionsorte befinden sich bei den Wohngebäuden, die durch die Markierungen 1 bis 4 gekennzeichnet sind. Auf den dem Unterzeichner zur Verfügung gestellten Fotos ist jedoch zu erkennen, dass das Wohngebäude bei Immissionsort 1 so tief liegt, dass selbst aus dem Obergeschoss die PV-Anlage nicht sichtbar ist. Untersucht werden müssen daher nur die Immissionsorte 2 bis 4. In Tabelle 1 sind die Höhendaten der dortigen Wohngebäude zusammengestellt.

Immissionsort Nr.	Adresse	Höhe über NHN	Fenster im Obergeschoss (OG)	Höhe Fenstermitte im OG über Grund	Höhe Fenstermitte über NHN
2	Oberschloen 3	91 m		5,5 m	96,5 m
3	Oberschloen 4	90 m		5,5 m	95,5 m
4	Kniep Nr. 6	66 m		6 m	72 m

Tabelle 1: Die untersuchten Immissionsorte

7 Beschreibung der eventuell von PV-Anlagen ausgehenden Blend- und Störwirkungen für Kraftfahrer

Unter Blendung versteht man eine vorübergehende Funktionsstörung des Auges, die, ganz allgemein ausgedrückt, durch ein Übermaß an Licht hervorgerufen wird. Liegt eine messbare Beeinträchtigung der Sehleistung vor, spricht man von **physiologischer Blendung**, wird die Blendwirkung dagegen subjektiv als unangenehm, störend oder ablenkend empfunden, ohne dass eine messbare Beeinträchtigung der Sehleistung vorhanden ist, liegt **psychologische Blendung** vor. Sind die Leuchtdichten des Umfeldes so groß, dass das visuelle System nicht mehr in der Lage ist, auf diese zu adaptieren, handelt es sich um **Absolutblendung**, sonst um **Adaptationsblendung**. Weiterhin differenziert man zwischen **direkter Blendung**, die durch eine Lichtquelle selbst ausgelöst wird, und **indirekter Blendung**, die durch das Reflexbild einer Lichtquelle erzeugt wird.

Die bei Tageslicht am häufigsten auftretende Blendung wird von der Sonne verursacht. Befindet sich die Sonne im zentralen Gesichtsfeld eines Beobachters, tritt Absolutblendung auf, bei der man nicht mehr in der Lage wäre, z.B. ein Kfz sicher zu führen, da im Gesichtsfeld des Autofahrers keine Kontraste mehr erkennbar sind. Dieser sehr gefährlichen Situation entzieht man sich, indem die Sonne gegenüber dem Auge durch eine Sonnenblende bzw. Jalousie oder durch eine Hand abgeschattet wird. Das Aufsetzen einer Sonnenbrille hilft hier kaum, da dadurch nicht nur die Intensität des Sonnenlichtes, sondern auch die Helligkeiten aller anderen Objekte im Gesichtsfeld herabgesetzt werden.

Häufig wird das Licht der Sonne auch durch glänzende Objekte ins Auge eines Betrachters gespiegelt: Wasseroberflächen, Fensterfronten von Gebäuden, verglaste Treibhäuser. Gegenüber der direkten Sonnenblendung ist bei dieser indirekten Blendung die tatsächliche Blendgefahr geringer:

1. Das reflektierte Sonnenlicht hat immer eine geringere Intensität als das direkte Sonnenlicht, es kommt selten zu einer Absolutblendung, sondern meist „nur“ zu Adaptationsblendung; d.h., die Helligkeitskontraste sind zwar verringert und die Wahrnehmung von Objekten wird erschwert, so dass verkehrsgefährdende Situationen entstehen können.
2. Die Blendwirkung durch reflektierende Objekte ist zeitlich und örtlich sehr begrenzt, während die Sonnenblendung über längere Zeit auf den Menschen einwirken kann.

Ob Blendung auftritt, ist sehr stark vom Winkel θ , gebildet von der Blickrichtung eines Beobachters und der Verbindungslinie Auge des Beobachters - blendende Lichtquelle (z.B. Auge des Kraftfahrers zur PV-Anlage) abhängig. **Bei Nacht** nimmt die Blendempfindlichkeit B proportional mit dem reziproken Wert des Winkelquadrats ab: $B \sim 1/\theta^2$. Bei Nacht wird physiologische Blendung deshalb nur in einem Winkelbereich $\theta \pm 30^\circ$, bezogen auf die Blickrichtung, berücksichtigt; Licht aus größeren Winkeln liefert keinen nennenswerten Betrag zur Blendung. **Bei Tageslicht** hat man andere Verhältnisse: Die Gesamthelligkeit ist um mehrere Zehnerpotenzen höher als bei Nacht. Die evtl. blendenden Objekte werden nicht wie bei Nacht gegen eine meist lichtlose Umgebung gesehen, sondern die Umgebung hat ebenfalls eine gewisse Helligkeit. Diese beiden Unterschiede führen dazu, dass tagsüber Blendungseffekte

eher selten auftreten. Die reziprok quadratische Abhängigkeit der Blendung vom Winkel θ gilt auch nicht mehr unbedingt; allerdings nimmt auch bei Tageslicht die Blendung deutlich zu, wenn der Blickwinkel θ kleiner wird.

Für die Nacht gibt es klare Anforderungen an die Begrenzung der Blendung, die von leuchtenden Objekten ausgeht. Für die Bewertung von Blend- oder anderen visuellen Störeffekten, die von Bauwerken oder anderen technischen Anlagen bei Tageslicht erzeugt werden, gibt es überhaupt keine Regelwerke oder Vorschriften. Deshalb ist man hier auf Einzelfallbetrachtungen und -entscheidungen angewiesen.

Der Blickwinkel θ ist bei Tageslicht weniger kritisch zu sehen als bei Nacht. Bei Tageslicht liefert störendes Licht aus **Winkeln $\theta > 20^\circ$** keinen merklichen Beitrag zur Blendung und kann außer Betracht bleiben. Störendes Licht aus einem **Winkelbereich $10^\circ < \theta \leq 20^\circ$** kann u.U. eine moderate Blendung erzeugen. I.a. kann man Blendung wie oben beschrieben durch leichtes Zur-Seite-Schauen oder „Ausblenden“ der störenden Lichtquelle vermeiden. Dieser Winkelbereich sollte aber bei einer Blendungsbewertung mit in Betracht gezogen werden. Kritischer sind **Blickwinkel $5^\circ \leq \theta \leq 10^\circ$** , und besonders kritisch Winkel $\theta \leq 5^\circ$, wenn also die störende Lichtquelle direkt im Gesichtsfeld des Beobachters liegt. Ein Kraftfahrer hat nicht mehr die Möglichkeit, diese Lichtquelle „auszublenden“: Er muss die vor ihm liegende Straße und deren Umgebung beobachten und alle Licht- und sonstigen Signale sowie die Anzeigeeinstrumente im Pkw eindeutig erkennen können. Deshalb kann man in solchen Situationen seinen Blick nicht beliebig zur Seite richten, um einem evtl. vorhandenen Blendreflex auszuweichen.

ANMERKUNG: Das Fernstraßenbundesamt verlangt aus Gründen, die dem Unterzeichner nicht bekannt sind, dass auf Bundesfernstraßen das Blendrisiko für Blickwinkel bis 30° untersucht wird. Die Berechnungen gemäß Abschnitt 11 erfolgten für Blickwinke bis 30° .

Bei allen Situationen, in denen evtl. eine Blendgefahr besteht, ist jedoch zu berücksichtigen, dass sich die Sonne ebenfalls im Blickfeld des Beobachters befindet und das direkte Sonnenlicht **gleichzeitig** mit dem Blendreflex auf den Beobachter einwirkt.

Um eine Aussage über die Blendwirkung einer PV-Freiflächenanlage machen zu können, muss im Zweifelsfall unter Beachtung des Blickwinkels die Beleuchtungsstärke (Lichtintensität) der Blendlichtquelle ins Verhältnis zur Beleuchtungsstärke der Sonne gesetzt werden.

8 Blend- und Störwirkung (Lichtimmission) für sich in Gebäuden aufhaltende Personen

Lichtimmissionen gehören nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) formal zu den schädlichen Umwelteinwirkungen, wenn sie nach Art, Ausmaß oder Dauer geeignet sind, Gefahren, erhebliche Nachteile oder erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit oder für die Anwohner herbeizuführen. Weitere Ausführungen hierzu macht das BImSchG jedoch nicht. Die von PV-Freiflächenanlagen verursachte Blend- und Störwirkung von Personen, die sich in Wohn- oder Gewerbegebäuden aufhalten, wird im Allgemeinen nach den „Hinweisen zur Messung, Beurteilung und

Minderung von Lichtimmissionen“ der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) vom 13. 9. 2012, Anhang 2, vorgenommen (im Folgenden „LAI-Hinweise“ genannt). Die Blend- und Störwirkung = Lichtimmission ist durch die Zeit definiert, in der Sonnenlicht von der PV-Anlage auf die Fensterflächen der betroffenen Gebäude (Immissionsorte) auftrifft. Diese Zeit, damit ist die astronomisch maximal mögliche Zeit von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang gemeint, darf täglich 30 min und im Kalenderjahr 30 Stunden nicht überschreiten („30 Minuten-/30 Stunden-Regel“).

Die LAI-Hinweise gelten für „schutzwürde Räume“. Dazu gehören

- 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.

Lt. Abschnitt 7e. der LAI-Hinweise-Lichtimmissionen sind die Sonne als punktförmig und die Solarmodule als ideal verspiegelt zu betrachten, so dass die Berechnungen gemäß dem Reflexionsgesetz Ausfallswinkel = Einfallswinkel durchgeführt werden können. Tatsächlich wird das Sonnenlicht von den üblicherweise verwendeten Solarmodulen aber auch teilweise gestreut reflektiert. Das führt dazu, dass das Sonnenlicht z.T. spiegelnd (Kernreflex) und z.T. gestreut (Streureflex) reflektiert wird. Der Streureflex kann je nach Entfernung Beobachter - PV-Anlage und Grad der Streuwirkung bis zu 40 min vor dem Kernreflex auftreten und erst bis zu 40 min nach dem Kernreflex verschwinden. Die Intensität des Streureflexes ist aber immer deutlich geringer ist als die Intensität des Kernreflexes und erzeugt daher keine nennenswerte Störwirkung. Alle durchzuführenden Berechnungen beziehen sich daher lt. Abschnitt 7e. der LAI-Hinweise nur auf den Kernreflex, die zusätzliche Reflexionszeit durch den Streureflex wird nach den LAI-Hinweisen nicht berücksichtigt.

In den LAI-Hinweisen-Lichtimmissionen wird ausgeführt: *„Wirkungsuntersuchungen oder Beurteilungsvorschriften zu diesen Immissionen sind bisher nicht vorhanden.“* Mangels solcher Untersuchungen wurde der Inhalt der Regelungen der LAI-Hinweise-Lichtimmissionen daher weitgehend den „Hinweisen zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen“ (WEA-Schattenwurf-Hinweise) des LAI entlehnt. Diese Übertragung ist sehr angreifbar, da die durch den Schattenwurf von Windkraftanlagen erzeugte Störwirkung viel gravierender ist als die Störwirkung, die von PV-Anlagen erzeugt wird. Offensichtlich im Bewusstsein dieses Mangels wird in den LAI-Hinweisen-Lichtimmissionen weiter ausgeführt: *„Der genannte Wertungsmaßstab kann allenfalls ein erster Anhaltspunkt für die Beurteilung von Blendungen sein. Im Einzelfall muss dann aber begründet werden, warum eine Übertragbarkeit gegeben, bzw. aufgrund welcher Überlegungen eine ggf. abweichende Bewertung erfolgt ist.“*

Diese Einschränkung der Bewertungsmöglichkeit der Lichtimmissionen durch die LAI-Hinweise-Lichtimmissionen führt dazu, dass diese LAI-Hinweise nur eine Empfehlung darstellen und deshalb nur in wenigen Bundesländern verbindlich zur Bewertung von Lichtimmissionen vorgeschrieben sind. Sie stellen aber den Stand der

Technik dar und können, wenn einige Änderungen an der Bewertungsmethodik vorgenommen werden, durchaus sinnvoll angewendet werden. Folgende Aspekte der LAI-Hinweise werden im Folgenden modifiziert bzw. neu aufgenommen:

- a. Es heißt in den LAI-Hinweisen-Lichtimmissionen, dass Immissionsorte, die sich weiter als ca. 100 m von einer Photovoltaikanlage entfernt befinden, erfahrungsgemäß nur kurzzeitige Blendwirkungen erfahren. Nur Immissionsorte, die vorwiegend westlich oder östlich einer Photovoltaikanlage liegen und nicht weiter als ca. 100 m von dieser entfernt sind, seien hinsichtlich einer möglichen Blendung als kritisch zu betrachten. Dieser Aussage ist nicht zuzustimmen, denn nach den Erfahrungen des Unterzeichners bei der Begutachtung anderer PV-Anlagen können PV-Anlagen auch dann eine unzumutbare Störwirkung entfalten, wenn ihre Entfernung wie im vorliegenden Fall von Immissionsort beträchtlich größer als 100 m ist, z.B. wenn sich die betroffenen Fenster sehr weit oberhalb des PV-Anlagengeländes befinden, das Anlagengelände ein Gefälle in Richtung Immissionsort aufweist oder die PV-Fläche sehr ausgedehnt ist. Deshalb wird die evtl. Blendwirkung für Anwohner vom Unterzeichner unabhängig von der Entfernung der betroffenen Gebäude berechnet.
- b. In den WEA-Schattenwurfhinweisen wird Schattenwurf für Sonnenstände $\gamma \leq 3^\circ$ Erhöhung über Horizont wegen Bewuchs, Bebauung und der zu durchdringenden Atmosphärenschichten in ebenem Gelände vernachlässigt. Gerade diese wichtige, sehr sinnvolle Einschränkung bzw. eine vergleichbare Regelung fehlt in den LAI-Hinweisen-Lichtimmissionen. Deshalb wird in diesem Gutachten folgende, den Schattenwurfhinweisen analoge Regelung verwendet: Sonnenlicht, das unter Winkeln $\gamma \leq 7,5^\circ$ von einer PV-Anlage in Richtung Immissionsort reflektiert wird, wird wegen dessen geringer Intensität (vergleichbar der Intensität des direkten Sonnenlichts, das unter $\gamma = 3^\circ$ reflektiert wird, d.h. unmittelbar nach Sonnenaufgang oder vor Sonnenuntergang) und wegen Bewuchs, Bebauung und der zu durchdringenden Atmosphärenschichten in ebenem Gelände nicht berücksichtigt.

9 Blend- und Störpotential der geplanten PV-Anlage für Kraftfahrer

9.1 Sehbedingungen eines Kraftfahrers

Um die evtl. von der PV-Anlage ausgehende Blendung zu bewerten, ist es zunächst notwendig, die Wahrscheinlichkeit dafür zu ermitteln, dass von der Anlage reflektiertes Licht in die Blickrichtung eines Kraftfahrers gelangt. Ist eine gewisse Wahrscheinlichkeit gegeben, muss die Intensität des reflektierten, ins Auge des Vorbeifahrenden gerichteten Lichts ermittelt werden. Das Blendrisiko insgesamt ergibt sich aus der Bewertung der Wahrscheinlichkeit des Auftretens und der Intensität des ins Auge eines Vorbeifahrenden reflektierten Sonnenlichts.

Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines Blendrisikos kann mithilfe eines so genannten Sonnenstandsdiagramms ermittelt werden. Die Bilder 3 bis 6 zeigen das Sonnenstandsdiagramm für Neu Schloen in Form eines Polardiagramms. Die roten Linien geben den Sonnenstand (Sonnenhöhe γ und Azimut α) für den 15. Tag jedes Monats in Abhängigkeit von der Uhrzeit an. Die Darstellung erfolgt für die Mitteleuropäische Zeit (MEZ) ohne Berücksichtigung der Mitteleuropäischen Sommerzeit (MESZ). Die Uhrzeit ist durch blaue und grüne Punkte gekennzeichnet.

Zunächst muss der im Raum liegende Winkel Blickwinkel θ zwischen Kraftfahrer und PV-Anlage ermittelt werden. θ ergibt sich aus folgender Formel:

$$\cos \theta = \cos \sigma \cdot \cos \lambda \cdot \cos \psi \quad (1)$$

Die in dieser Formel genannten Winkel müssen gemäß den Sehbedingungen für bestimmte Situationen der Vorbeifahrt von Kraftfahrern an der PV-Anlage ermittelt werden. Die Berechnungen wurden für die Sehbedingungen eines Lkw-Fahrers durchgeführt, die hinsichtlich einer Sonnenlichtreflexion ins Fahrerauge kritischer anzusehen sind als die Bedingungen für einen Pkw-Fahrer: Die maximale Augenhöhe eines Lkw-Fahrers beträgt ca. 2,40 m, die mittlere Augenhöhe eines Pkw-Fahrers ca. 1,12 m; deshalb kann eine PV-Anlage vom höher sitzenden Lkw-Fahrer u.U. zeitlich eher und auf größere Entfernungen gesehen werden, wodurch theoretisch die Sonnenlichtreflexion zum Kraftfahrer erhöht werden kann. Es kann angenommen werden, dass der Fahrer bei einer Fahrt auf einer Straße normalerweise auf einen Punkt auf der Fahrbahn blickt, der etwa 50 m vor ihm liegt. Daraus ergibt sich mit der mittleren Augenhöhe eines Lkw-Fahrers h_F von 2,50 m ein vertikaler Winkel σ von ca. $-2,9^\circ$ (Blick leicht nach unten). Dieser Winkel σ wurde bei den weiteren Berechnungen zugrunde gelegt.

9.2 Auswertung mittels des Sonnenstandsdiagramms

ψ ist der horizontale Winkel zwischen der momentanen Fahrtrichtung α und der horizontalen Blickrichtung τ Kraftfahrerauge - bestimmter Punkt der PV-Anlage. Fährt ein Kfz an der PV-Anlage vorbei, ändert sich ständig die Blickrichtung τ des Kraftfahrerauges zur Anlage und damit auch der Winkel ψ .

Damit Sonnenlicht in Richtung Kraftfahrerauge reflektiert werden kann, muss der vertikale Blickwinkel des Kraftfahrerauges λ dem vertikalen Winkel des von den Solarmodulen reflektierten Lichts δ entsprechen: $\lambda = -\delta$ (wenn λ abwärts gerichtet ist, muss δ aufwärts gerichtet sein und umgekehrt).

Für bestimmte Punkte der Annäherung eines Kfz an die bzw. Vorbeifahrt an der PV-Anlage werden nun mittels google earth die Winkel τ , α , ψ bestimmt, dann wird nach obiger Formel (1) der Winkel θ berechnet. Mit den weiteren Parametern momentane Neigung der Module ε , der Modulnischausrichtung ν und dem vertikalen Winkel λ werden dann die trigonometrischen Berechnungen zur Ermittlung des Sonnenazimuts α und der vertikalen Sonnenhöhenwinkel γ durchgeführt, unter denen das Sonnenlicht auf die PV-Module fallen müsste, damit das reflektierte Licht ins Auge eines Kraftfahrers fallen kann.

Die Ergebnisse der Berechnungen für α und γ werden in das Sonnenstandsdiagramm für Neu Schloen eingetragen. Da die Berechnungen für die gesamte Fläche oder eine Teilfläche der PV-Anlage von einem festen Beobachterstandort aus durchgeführt werden, stellen die ermittelten α/γ -Werte Flächen in Form von geschlossenen Polygonzügen dar, die im Folgenden als γ -Flächen bezeichnet werden. Haben diese γ -Flächen Schnittpunkte mit den roten Sonnenstandslinien, fällt Sonnenlicht ins Auge eines Kraftfahrers; die dazugehörigen Jahres- und Tageszeiten

können aus dem Polardiagramm abgelesen werden. Bei fehlenden Schnittpunkten ist keine Sonnenlichtreflexion zum Kraftfahrer möglich.

10 Zeitliche Wahrscheinlichkeit der Sonnenlichtreflexion in Richtung der Immissionsorte

10.1 Geometrische Bedingungen

Um die evtl. von der PV-Anlage ausgehende Störwirkung für Anwohner zu bewerten, ist es zunächst notwendig, die zeitliche Wahrscheinlichkeit dafür zu ermitteln, dass von der PV-Anlage reflektiertes Licht in die Fensterflächen bzw. die dahinterliegenden Räume der blendgefährdeten Gebäude gelangt. Diese Wahrscheinlichkeit kann ebenfalls mit dem Sonnenstandsdiagramm für Neu Schloen ermittelt werden.

10.2 Ergebnisse

10.2.1 Immissionsorte 2 und 3: Sonnenlichtreflexion vormittags

10.2.1.1 Modulneigung Ost

Für diese beiden Immissionsorte wurden die horizontalen und vertikalen Blickwinkel Anwohner - PV-Anlage ψ und λ ermittelt und daraus die horizontalen Sonnenwinkel α und die vertikalen Sonnenhöhenwinkel γ berechnet, unter denen das Sonnenlicht auf die PV-Module treffen müsste, damit es in die Fensterflächen der Wohngebäude an den Immissionsorten gelangen könnte. Weil die Reflexionszeit mit der Fensterhöhe zunimmt, werden die Berechnungen für das jeweilige Obergeschoss der Wohngebäude lt. Tabelle 1 durchgeführt. Die für die Immissionsorte berechneten γ -Flächen sind in den Bildern 3 und 4 eingezeichnet, und zwar für die Modulneigung Ost, da die Tracker die Module vormittags nach Osten neigen. Die γ -Fläche für 0° , also noch waagerechte Modulstellung, hat Schnittpunkte mit den Sonnenstandslinien, der Sonnenhöhenwinkel γ beträgt dabei maximal $2,4^\circ$ und liegt damit im γ -Bereich bis $7,5^\circ$, bei dem keine Blend- oder Störwirkung auftritt. Die γ -Flächen für 10° und 20° Modulneigung liegen außerhalb des Polardiagramms und haben keine Schnittpunkte mit den Sonnenstandslinien. auch bei diesen Modulneigungen wird kein Sonnenlicht zum Immissionsort reflektiert. Die γ -Flächen für die Modulneigungen bis 60° liegen noch weiter außerhalb des Polardiagramms, auf die Eintragung in den Bildern 3 und 4 kann daher verzichtet werden. Insgesamt wird kein Sonnenlicht von der PV-Anlage zu den Immissionsorten 2 und 3 reflektiert. Die geometrische Begründung für dieses Ergebnis ist, dass ein Beobachter, der vormittags von einem Wohngebäude an den Immissionsorten 2 und 3 zur PV-Anlage schaut, nur die Rückseiten der Module auf den Trackern sieht und das Sonnenlicht immer über das Wohngebäude hinweg reflektiert wird.

10.2.1.2 Modulneigung West

Da die Module vormittags von den Trackern nach Osten ausgerichtet werden, tritt diese Situation nicht auf.

10.2.2 Immissionsorte 2 und 3: Sonnenlichtreflexion nachmittags

Am Nachmittag werden die Module von den Trackern zwar nach Westen geneigt, aber von den westlich der PV-Anlage gelegenen Immissionsorten 2 und 3 hat ein Beobachter, der zu der im Osten gelegenen PV-Anlage schaut, die Sonne nachmit-

tags quasi im Rücken, so dass kein Sonnenlicht von der Anlage zu ihm reflektiert werden kann.

Fazit: Von der PV-Anlage wird kein Sonnenlicht zu den Immissionsorten 2 und 3 reflektiert.

10.2.3 Immissionsort 4: Sonnenlichtreflexion nachmittags

10.2.3.1 Modulneigung West

Die für diesen Immissionsort berechneten γ -Flächen sind in Bild 5 eingezeichnet, und zwar für die Modulneigung West, da die Tracker die Module nachmittags nach Westen neigen. Die γ -Fläche für 0° , also noch waagerechte Modulstellung, hat einen Schnittpunkt mit den Sonnenstandslinien, der Sonnenhöhenwinkel γ beträgt dabei maximal $0,4^\circ$ und liegt damit im γ -Bereich bis $7,5^\circ$, bei dem keine Blend- oder Störwirkung auftritt. Alle anderen Teile der γ -Fläche bei 0° und die γ -Flächen für 10° und 20° Modulneigung liegen außerhalb des Polardiagramms und haben keine Schnittpunkte mit den Sonnenstandslinien, auch bei diesen Modulneigungen wird kein Sonnenlicht zum Immissionsort reflektiert. Die γ -Flächen für die Modulneigungen bis 60° liegen noch weiter außerhalb des Polardiagramms, auf die Eintragung in Bild 5 kann daher verzichtet werden.

10.2.3.2 Modulneigung Ost

Da nachmittags die Module von den Trackern nach Westen ausgerichtet werden, tritt diese Situation nicht auf.

10.2.4 Immissionsort 4: Sonnenlichtreflexion vormittags

Am Vormittag werden die Module von den Trackern zwar nach Osten ausgerichtet, aber von dem östlich der PV-Anlage gelegenen Immissionsort 4 hat ein Beobachter, der in Richtung Westen zur PV-Anlage schaut, vormittags die Sonne quasi im Rücken, so dass kein Sonnenlicht von der Anlage zu ihm reflektiert werden kann.

Fazit: Von der PV-Anlage wird auch zu Immissionsort 4 kein Sonnenlicht reflektiert.

11 Zeitliche Wahrscheinlichkeit der Sonnenlichtreflexion ins Auge eines Kraftfahrers

Die Berechnungen wurden für die Blickpunkte eines Kraftfahrers bei den Markierungen A und C in Bild 1 durchgeführt. Von Markierung A bis Markierung B (Fahrtrichtung Ost) ändern sich die Fahrtrichtung und damit die Blicksituation des Kraftfahrers zur PV-Anlage nicht; bei Markierung B dreht die Fahrtrichtung nach links, also zu größeren, unkritischeren Blickwinkeln des Kraftfahrers zur PV-Anlage. Für die Fahrtrichtung West gilt spiegelbildlich das Gleiche. Die Berechnungen für die Markierungen A und C stellen daher hinsichtlich des Blendrisikos den worst case für die Vorbeifahrt an der ganzen PV-Anlage dar.

11.1 Sonnenlichtreflexion bei Blick zur Sonne

Bild 6 enthält die γ -Flächen für beide Fahrtrichtungen für die Vorbeifahrt an der PV-Anlage: Für die Fahrtrichtung Ost vormittags, d.h. für die Modulneigung nach Ost und für die Fahrtrichtung West nachmittags, für die Modulneigung nach West. In beiden Fällen blickt der Kraftfahrer in Richtung zur Sonne. Die γ -Flächen für die Modulneigungen 0° bis 20° haben keine Schnittpunkte mit den Sonnenstandslinien, Sonnenlicht kann nicht zum Kraftfahrer reflektiert werden. Die γ -Flächen für die Modulneigungen 30° bis 60° liegen noch weiter außerhalb des Solardiagramms, bei diesen Modulneigungen ist erst recht keine Sonnenlichtreflexion zum Kraftfahrer möglich. Insgesamt kann ein Kraftfahrer in diesen Situationen nicht geblendet werden. Die Begründung ist wieder, dass ein Kraftfahrer, der vormittags in Fahrtrichtung Ost/nachmittags in Richtung West zur PV-Anlage schaut, nur die Rückseiten der Module auf den Trackern sieht und das Sonnenlicht immer über das Kfz hinweg reflektiert wird.

11.2 Sonnenlichtreflexion entgegen der Sonne

Fährt der Kraftfahrer nachmittags in Richtung Ost oder vormittags in Richtung West, hat er die Sonne im Rücken und von der PV-Anlage reflektiertes Sonnenlicht kann nicht ins Kraftfahrerauge gelenkt werden, Blendung des Kraftfahrers ist ausgeschlossen.

12 Zusammenfassung

Es wurde untersucht, ob von der geplanten PV-Anlage Neu Schloen Lichtimmissionen an vier Immissionsorten in der Nähe der PV-Anlage auftreten und Blendwirkungen für Kraftfahrer auf der B 192 ausgehen.

Sonnenlicht kann von der PV-Anlage nicht zu vier Immissionsorten reflektiert werden, die sich in der Nähe der PV-Anlage befinden.

Auch zu Kraftfahrern auf der nördlich an der PV-Anlage vorbeiführenden B 192 wird von der PV-Anlage kein Sonnenlicht reflektiert, Kraftfahrerblendung ist ausgeschlossen.

Aus Sicht des Unterzeichners ist gegen die Errichtung des PV-Anlage Neu Schloen, deren Module auf einachsigen Trackern montiert werden sollen, nichts einzuwenden.



Dieses Gutachten wurde nach bestem Wissen und Gewissen angefertigt.

Anhang

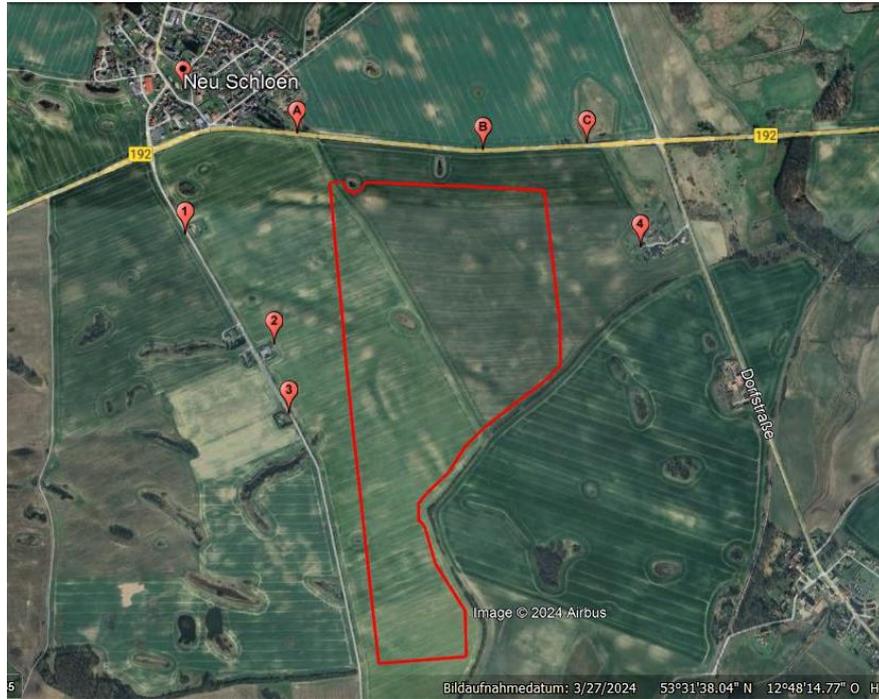
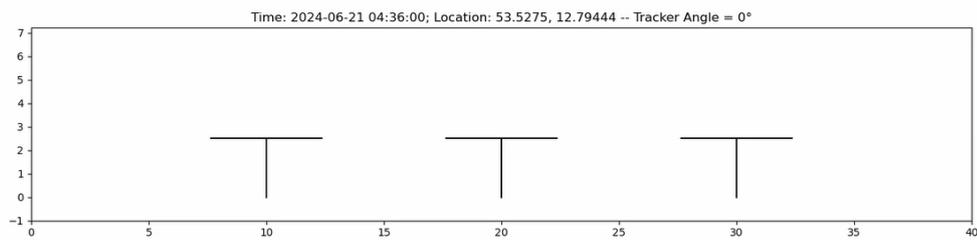
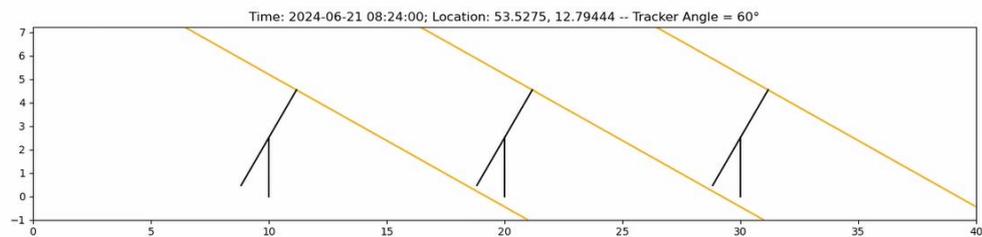


Bild 1: Übersicht der geplanten PV-Anlage Neu Schloen mit, den untersuchten Immissionsorten 1 bis 4 und den Kraftfahrerblickpunkten A bis C

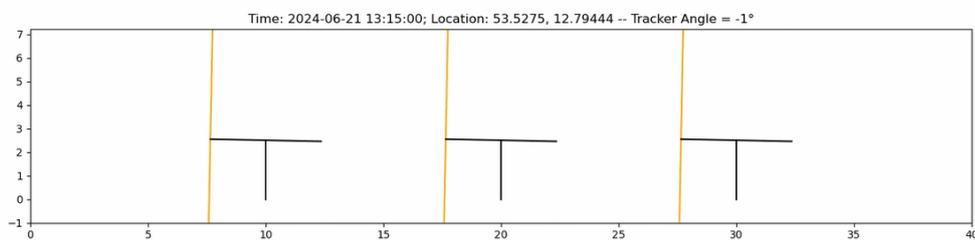
1a



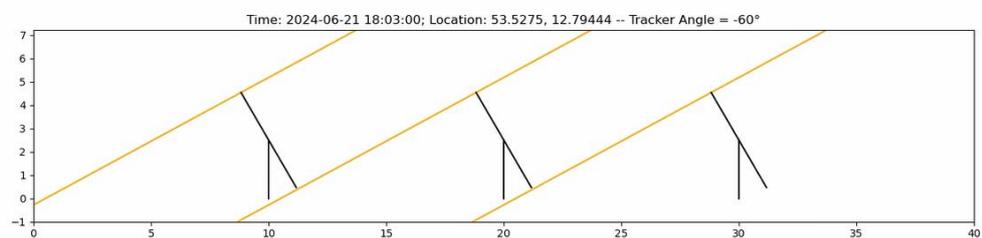
1b



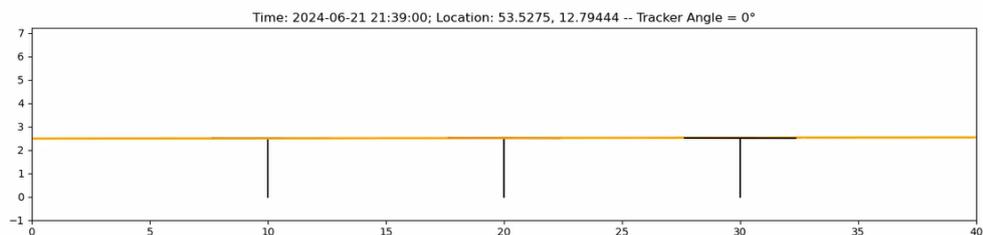
1c



1d



1e



Ost ← → West

Bild 2: Die zeitabhängige Drehung der Tracker

Bildquelle: Mounting Systems GmbH

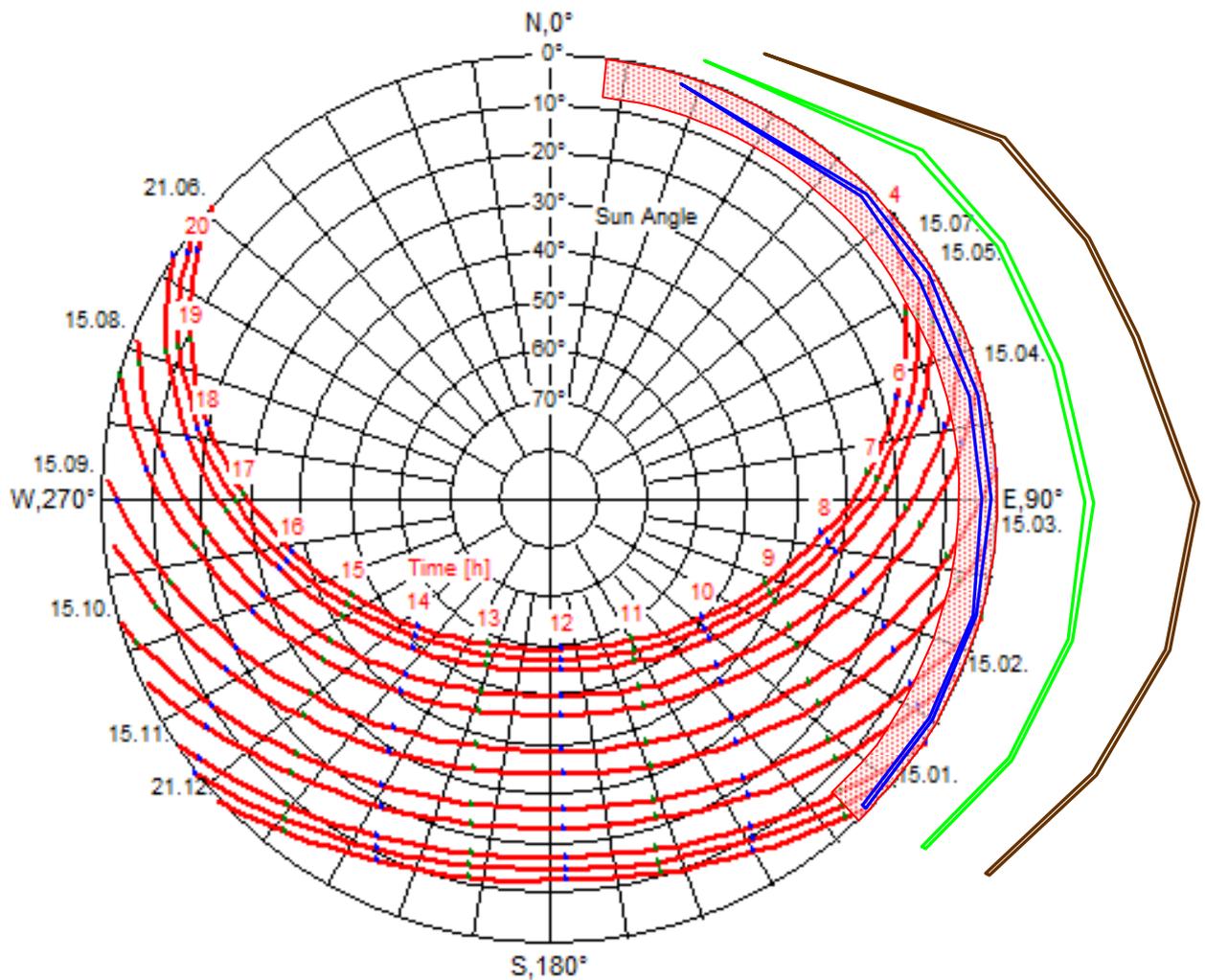


Bild 3: Monatlicher Sonnenstand (Sonnenhöhe und -richtung) für Neu Schloen mit γ -Flächen zur Bewertung der Reflexionszeiten zu Immissionsort 2 vormittags, Modulneigung Ost

- : Modulneigung 0°
- : Modulneigung 10°
- : Modulneigung 20°

Quelle des Sonnenstandsdiagramms: www.stadtklima-stuttgart.de;
Copyright: © Lohmeyer GmbH & Co. KG, Karlsruhe 2007

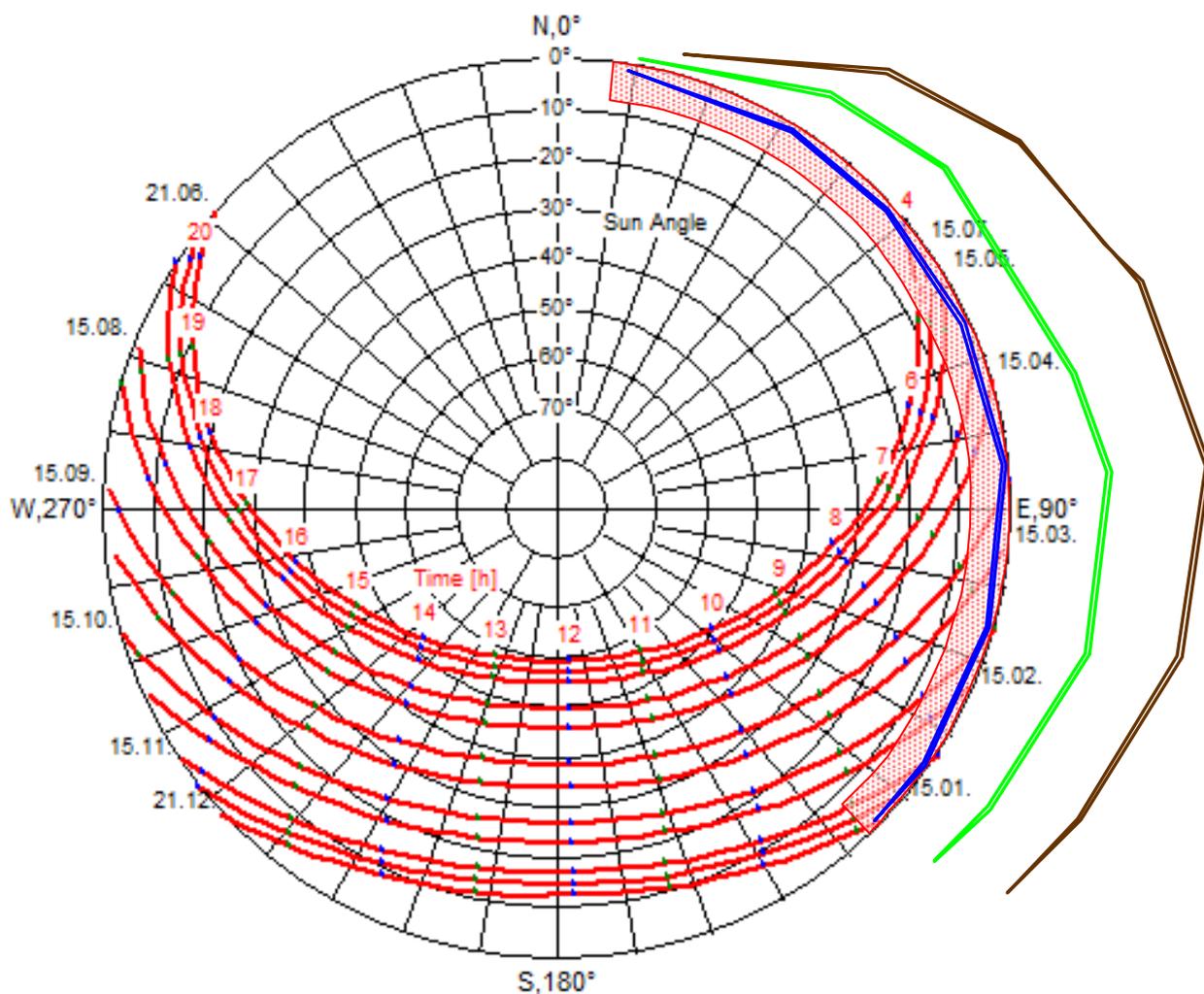


Bild 4: Monatlicher Sonnenstand (Sonnenhöhe und -richtung) für Neu Schloen mit γ -Flächen zur Bewertung der Reflexionszeiten zu Immissionsort 3 vormittags, Modulneigung Ost

- : Modulneigung 0°
- : Modulneigung 10°
- : Modulneigung 20°

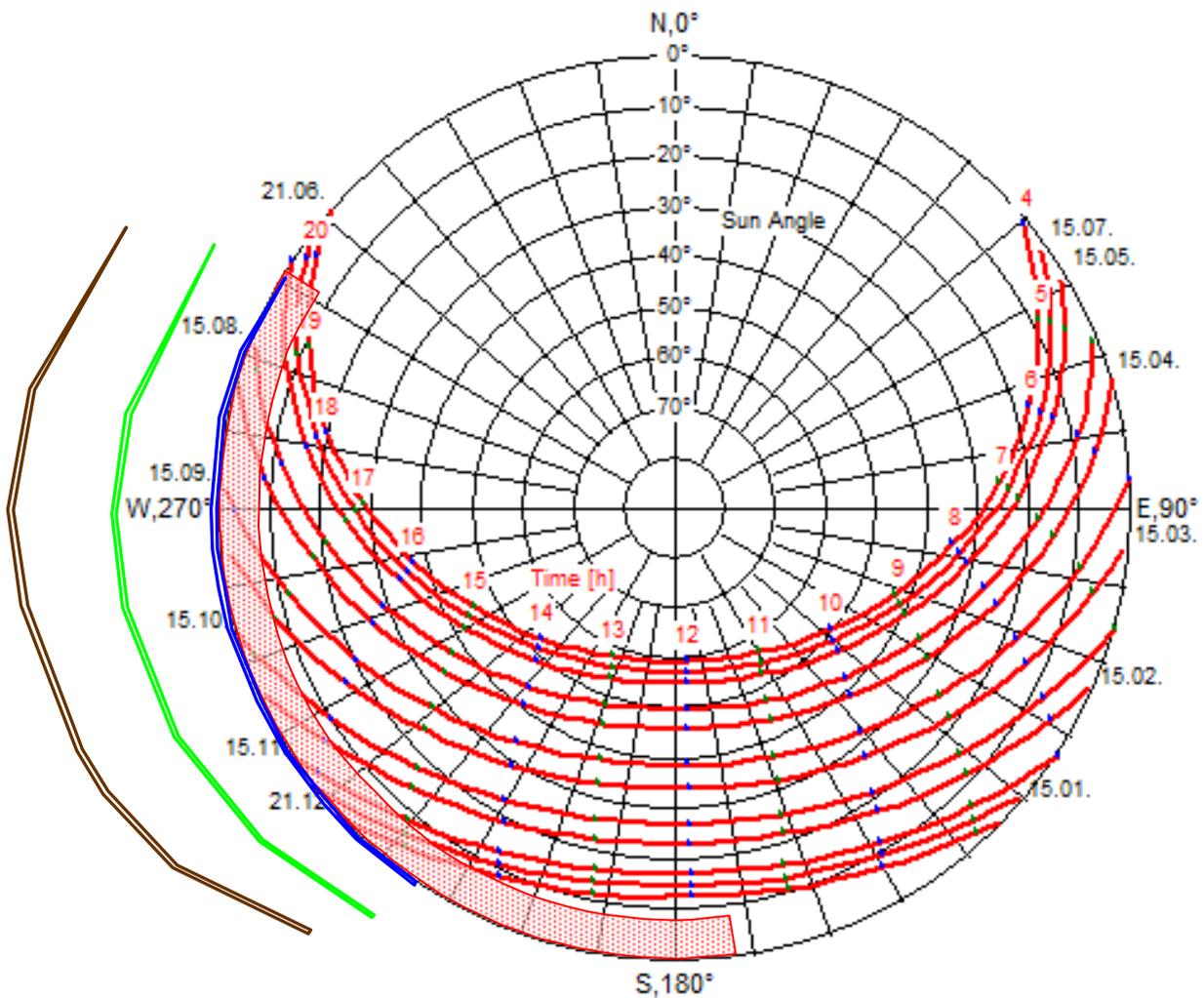


Bild 5 Monatlicher Sonnenstand (Sonnenhöhe und -richtung) für Neu Schloen mit γ -Flächen zur Bewertung der Reflexionszeiten zu Immissionsort 4 nachmittags, Modulneigung West

- : Modulneigung 0°
- : Modulneigung 10°
- : Modulneigung 20°

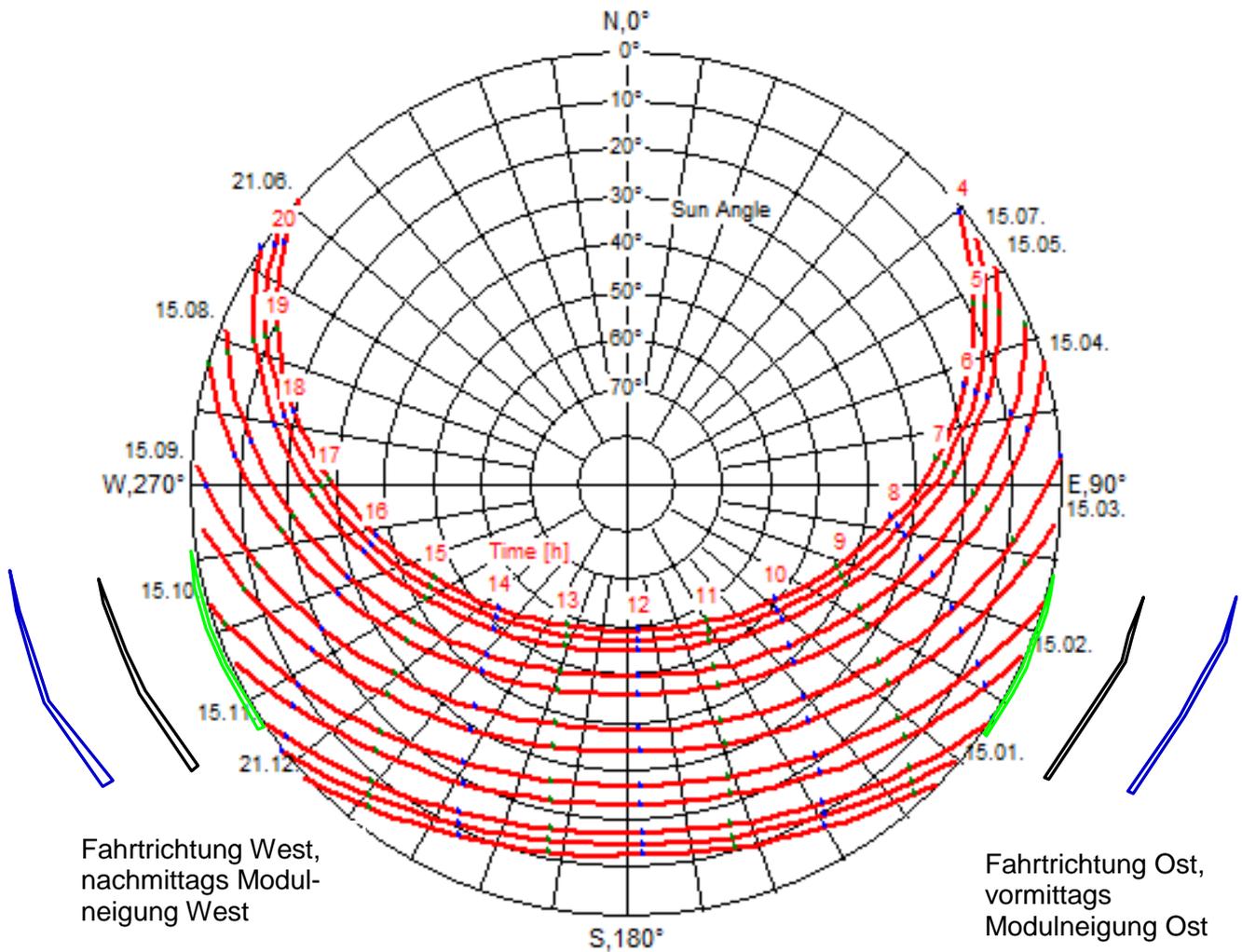


Bild 6: Monatlicher Sonnenstand (Sonnenhöhe und -richtung) für Neu Schloen mit γ -Flächen zur Bewertung der Vorbeifahrt eines Kfz auf der B 192 an der PV-Anlage

- : Modulneigung 0°
- : Modulneigung 10°
- : Modulneigung 20°