

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 24. 7. 2023

G u t a c h t e n G36/2023
zur Frage der eventuellen Blend- und Störwirkung durch eine
in Saarbrücken-Dudweiler zu installierende Photovoltaikanlage

(Dieses Gutachten besteht aus 11 Seiten
und einem Anhang mit weiteren 10 Seiten)

1 Auftraggeber

Den Auftrag zur Erarbeitung des Gutachtens erteilte die RAG Montan Immobilien GmbH, Postfach 10 30 52 in 45030 Essen.

Auftragsdatum: 4. 7. 2023

2 Auftragsache

Die RAG Montan Immobilien GmbH plant die Errichtung einer Photovoltaik-Freiflächenanlage in Saarbrücke auf dem Gelände einer früheren Bergehalde. Es besteht die Besorgnis, dass Anwohner der westlich der PV-Anlage gelegenen Häuser durch die PV-Anlage in unzumutbarer Weise gestört oder belästigt werden könnten. Dieses Gutachten dient der Untersuchung der Frage, ob und mit welcher Häufigkeit solche Situationen auftreten können und falls ja, welche Abhilfemöglichkeiten bestehen. Die Stör- und Blendwirkung wird anhand der „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“ der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) vom 13. 9. 2012, Anhang 2, bewertet.

Weiterhin ist zu klären, ob Nutzer der nordwestlich an der PV-Anlage vorbeiführenden BAB A 623, der nördlich der PV-Anlage verlaufenden Hirschbachstraße sowie Lokführer auf der südöstlich der PV-Anlage verlaufenden Bahnstrecke Bingen-Saarbrücken durch die PV-Anlage geblendet werden.

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)	α

Orientierung der Modulreihen gegen Ost oder West	ν
Neigung der PV-Module gegen Süd	ε
vertikaler Winkel des von den Solarmodulen reflektierten Lichts	δ
horizontaler Blickwinkel Mitte Fensterfläche/Straßennutzer/ Lokführer - PV-Anlage	τ
Differenz $\alpha - \tau$ (horizontaler Blickrichtung Anwohner - PV-Anlage	ψ
vertikaler Blickwinkel Anwohner Straßennutzer/Lokführer - PV-Anlage	λ

4 Informationen zur Photovoltaik-Anlage

Die topografischen und Anlagedaten sowie alle weiteren Informationen wurden von der WIRCON GmbH, Altenkesseler Straße 17 B5 in 66115 Saarbrücken zur Verfügung gestellt:

- Modulbelegungsplan
- Modultischquerschnitte
- Höhenplan
- Maßnahmenplan zum Landschaftspflegerischen Begleitplan
- Sammelmappe der im Rahmen der frühzeitigen Beteiligung eingegangenen Stellungnahmen
- Stellungnahme des LUA Saarland
- Gebäudequerschnitte der Immissionsorte
- Fotos

Die Geländehöhen der PV-Anlage wurden dem Höhenplan entnommen, die Höhen der Immissionsorte stellte die Landeshauptstadt Saarbrücken zur Verfügung. Die Höhen der Verkehrswege, die Entfernungen zwischen PV-Anlage und den Immissionsorten sowie die horizontalen Winkel wurden mit google earth ermittelt. Der monatliche Sonnenstand für SB-Dudweiler (Sonnenhöhe und -azimut) wurde mit der Website www.stadtklima-stuttgart.de bestimmt. Die Berechnung der Winkel des reflektierten Sonnenlichts erfolgte mit eigenen Excel-Programmen.

5 Beschreibung der PV-Anlage und topografische Daten

Die PV-Anlage wird auf einer sanierten Bergehalde errichtet. Die PV-Anlage besteht aus zwei unregelmäßig geformten Flächen. Bild 1a im Anhang zeigt ein google earth-Foto aufgenommen, im Mai 2023, auf der PV-Fläche ist der früher vorhandene Wald bereits gerodet. Nach Abschluss der Sanierung steigt die Geländeoberkante (GOK) auf der Nordfläche von Norden nach Süden von ca. 274 m über NHN (Normalhöhen-null) auf 276 m an der Südecke an. Die GOK der Südfläche liegt etwa auf 277 m \pm 21 m.

Auf der Nordfläche werden die Modultischreihen gemäß aktueller Planung in Nord-Süd-Richtung angeordnet. Die Modultischreihen sind abwechselnd nach Ost und West ausgerichtet („Satteldach“-Anordnung), die Modulneigung beträgt $\pm 10^\circ$. Modulober- und -unterkante liegen auf 2925 mm bzw. 1700 mm über GOK. Auf der Südfläche werden die Modultischreihen gemäß aktueller Planung in Ost-West-Richtung angeordnet, die Modulneigung beträgt 20° gegen Süd. Modulober- und -unterkante liegen auf 2925 mm bzw. 1700 mm über GOK. Die Gesamtleistung der Anlage beträgt 12,2265 MW_{peak}.

6 Die Immissionsorte

Potentiell blendgefährdet sind Immissionsorte im Westen der PV-Anlage, s. Bi Id 1a. In Tabelle 1 sind die Daten für vier Immissionsorte aufgeführt, die in die Untersuchungen einbezogen wurden.

Immissionsort	GOK über NHN	Höhe Fenstermitte oberstes Geschoss (OG) über GOK	Höhe Fenstermitte über NHN
A: Grühlingshöhe 3	287 m	11. OG: 29 m	316 m
B: Skalleyst. 1	284 m	8. OG: 23 m	307 m
C: Skalleyst. 4	287 m	12. OG: 32 m	319 m
D: Skalleyst. 8	278 m	7. OG: 18 m	296 m

Tabelle 1: Fensterhöhen der untersuchten Immissionsorte

7 Blend- und Störwirkung von sich in Gebäuden aufhaltenden Personen

Lichtimmissionen gehören nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BlmSchG) 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 BlmSchG 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 „schutzwürdige 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 sind die Sonne als punktförmig und die Solarmodule als ideal verspiegelt zu betrachten, so dass die Berechnungen gemäß dem Reflexionsgesetz Einfallswinkel = Ausfallswinkel 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 als die Intensität des Kernreflexes und erzeugt daher keine nennenswerte Störwirkung. Alle durchzuführenden Berechnungen beziehen sich daher nur auf den Kernreflex, die zusätzliche Reflexionszeit durch den Streureflex wird nach den LAI-Hinweisen nicht berücksichtigt.

In den LAI-Hinweisen wird ausgeführt: *„Wirkungsuntersuchungen oder Beurteilungsvorschriften zu diesen Immissionen sind bisher nicht vorhanden.“* Mangels solcher Untersuchungen wurde der Inhalt der Regelungen der LAI-Hinweise 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 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 führt dazu, dass die 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, 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 vieler PV-Anlagen können PV-Anlagen auch dann eine längere und damit unzumutbare Störwirkung entfalten, wenn ihre Entfernung 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 erhebliches Gefälle in oder gegen die Richtung Immissionsort aufweist oder die PV-Fläche sehr ausgedehnt ist. Die LAI-Hinweise enthalten auch keine Aussage, wie zu verfahren ist, wenn die PV-Anlage, wie in vorliegendem Fall, teilweise innerhalb und teilweise außerhalb der 100 m-Zone liegt. Deshalb wird vom Unterzeichner die evtl. Blendwirkung für Anwohner/Beschäftigte in Gewerbegebäuden generell 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. Deshalb wird vom Unterzeichner 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 generell nicht berücksichtigt.

- c. Sonnenlicht, das sehr streifend in die Fensterflächen betroffener Gebäude fällt, trifft nur auf das Mauerwerk der gegenüberliegenden Seite der Fensteröffnung und kann nicht in den dahinter liegenden Raum eindringen. Der (horizontale) Winkel δ zwischen Hausfassade bzw. Fensterfläche und der Einfallsrichtung des Sonnenlichts, unter dem das Sonnenlicht nicht in den Raum eindringen kann, hängt von der Fensterbreite und der Tiefe des Mauerwerks ab. Bei einer Mauerwerkstiefe von 0,41 m (zweischalige Bauweise) und einer Fensterbreite (nur verglaste Fläche, also ohne Fensterrahmen) von z.B. 1,20 m trifft das Sonnenlicht bei Winkeln bis zu ca. 19° , bezogen auf die Hausfassade, auf das Mauerwerk der gegenüberliegenden Seite der Fensteröffnung. Bei Mansardenfenstern mit einer Breite von z.B. nur 0,60 m Breite beträgt der entsprechende Winkel $\delta = 35^\circ$, bei schrägliegenden Dachgeschossfenstern ca. 10° .

8 Zeitliche Wahrscheinlichkeit der Sonnenlichtreflexion in Richtung der zu untersuchenden Gebäude

8.1 Berechnungsmethode

Um die evtl. von der PV-Anlage ausgehende Störf Wirkung für Anwohner/Beschäftigte in Gewerbegebäuden 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 mithilfe eines sogenannten Sonnenstandsdiagramms ermittelt werden. Die Bilder 2 bis 7 zeigen das Sonnenstandsdiagramm für SB-Dudweiler in Form eines Polardiagramms. Die roten Linien zeigen 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.

Zuerst werden mittels der geometrischen und topografischen Daten die Sonnenhöhe γ und das Sonnenazimut α , bei denen sich die Sonne befinden müsste, damit reflektiertes Sonnenlicht in die Fensterflächen von Gebäuden der Immissionsorte gelangen könnte, berechnet. Die Ergebnisse der Berechnungen werden in das Sonnenstandsdiagramm für SB-Dudweiler eingetragen. Da die Berechnungen für die gesamte Fläche der PV-Anlage durchgeführt werden, stellen die ermittelten α/γ -Werte Flächen in Form geschlossener Polygonzüge dar, die im Folgenden als γ -Flächen bezeichnet werden. Hat eine γ -Fläche Schnittpunkte mit den roten Sonnenstandslinien, fällt Sonnenlicht in die Fensterflächen; die dazugehörigen Jahres- und Tageszeiten können aus dem Polardiagramm abgelesen werden. Bei fehlenden Schnittpunkten ist keine Sonnenlichtreflexion in diese Fensterflächen möglich. Bei vorhandenen Schnittpunkten der γ -Fläche mit den Sonnenstandslinien müssen aus den Schnittflächen die Zeiten berechnet werden, zu denen Sonnenlicht von der PV-

Anlage in die Fensterflächen betroffener Gebäude an Immissionsorten reflektiert wird.

8.2 Ergebnisse

8.2.1 Nordfläche

Da die Reflexionszeiten mit der Fensterhöhe steigen, werden die Berechnungen für die Fenstermitte des jeweils höchsten Geschosses (s. Tabelle 1) durchgeführt. Die Berechnungen erfolgten für die Modulneigungen $\pm 10^\circ$. Dabei ist berücksichtigt, dass zwischen den Immissionsorten 1 und 2 und der Nordfläche mindestens 15 m hohe Bäume vorhanden sind, die den westlichen Teil der Nordfläche gegen den Einblick von den Immissionsorten A und B abschirmen. Deshalb kann von einem mindestens 100 m breiten Teil am Westrand der Nordfläche kein Sonnenlichtreflexion in Richtung der Immissionsorten A und B reflektiert werden. Dieser Bereich ist Bild 1b rot schraffiert dargestellt.

In Bild 2 sind die γ -Flächen für die Nordfläche für die Immissionsorte A und B und in Bild 3 für die Immissionsorte C und D eingezeichnet. Die γ -Flächen für den Immissionsort D, beide Modulneigungen, und für die Immissionsorte A bis C, Modulneigung Ost, haben keine Schnittpunkte mit den Sonnenstandslinien, in diesen Situationen kann kein Sonnenlicht zu den Immissionsorten gelenkt werden. Die γ -Flächen für die Immissionsorte A bis C, Modulneigung West, haben jedoch Schnittpunkte mit den Sonnenstandslinien, Sonnenlicht kann in den Monaten Mitte April bis Ende August zwischen 7 Uhr und 8.30 MEZ zu diesen Immissionsorten reflektiert werden. Die aus den γ -Flächen berechneten Reflexionszeiten sind in Tabelle 2 eingetragen.

Immissionsort	Reflexionstage pro Jahr	Maximale tägliche Reflexionszeit	Mittlere tägliche Reflexionszeit	Astronomisch mögliche jährliche Reflexionszeit im Kalenderjahr
A: Grünlingshöhe 3	71	11,0 min	6,46 min	$71 \cdot 6,46 \text{ min} = 7,6 \text{ Stunden}$
B: Skalleyst. 1	138	8,8 min	6,48 min	$138 \cdot 6,48 \text{ min} = 14,9 \text{ Stunden}$
C: Skalleyst. 4	92	12,0 min	8,54 min	$92 \cdot 8,54 \text{ min} = 13,1 \text{ Stunden}$

Tabelle 2: Maximale tägliche und jährliche Reflexionszeiten zu drei Immissionsorten für die Nordfläche, Modulneigung nach West 10°

Fazit: Die 30 Minuten-/30 Stunden-Regel der LAI-Hinweise werden erfüllt, auf der Nordfläche können die PV-Module mit dem geplanten Modullayout installiert werden.

8.2.2 Südfläche

Der Einblick von Immissionsort A zur Südfläche wird wegen der dazwischen befindlichen Bäume und wegen des Gebäudekomplexes Skalleyst. 1 bis 4 verhindert, dieser Immissionsort muss daher für die Südfläche nicht betrachtet werden.

In Bild 4 sind die γ -Flächen für die Südfläche für die Immissionsorte B bis D, Modulneigung 20° nach Süd, eingezeichnet. Nur die γ -Fläche für Immis-

sionsort D hat keine Schnittpunkte mit den Sonnenstandslinien, zu diesem Immissionsort wird kein Sonnenlicht reflektiert. Die γ -Flächen für die Immissionsorte B und C haben sehr ausgedehnte Schnittpunkte mit den Sonnenstandslinien, Sonnenlicht kann in den Monaten Mitte Februar bis Oktober zwischen 7.15 Uhr und 8.30 Uhr MEZ zu diesen Immissionsorten reflektiert werden. Die aus den γ -Flächen berechneten Reflexionszeiten sind in Tabelle 3 eingetragen.

Immissionsort	Reflexionstage pro Jahr	Maximale tägliche Reflexionszeit	Mittlere tägliche Reflexionszeit	Astronomisch mögliche jährliche Reflexionszeit im Kalenderjahr
B: Skalleyst. 1	181	61,2 min	40,0 min	181 · 40,4 min = 120,7 Stunden
C: Skalleyst. 4	243	84,0 min	54,5 min	243 · 54,5 min = 220,7 Stunden

Tabelle 3: Maximale tägliche und jährliche Reflexionszeiten zu zwei Immissionsorten für die Südfläche, Modulneigung nach Süd 20°

Fazit: Die Anforderungen der LAI-Hinweise werden beträchtlich überschritten. es ist nicht möglich, auf der Südfläche die PV-Module mit dem geplanten Modullayout zu installieren.

Abhilfemaßnahmen: Eine Änderung der Modulneigung oder der Modultischausrichtung verschiebt nur die Reflexionszeiten in andere Tages- oder Jahreszeiten, eine Erfüllung der Anforderungen der LAI-Hinweise ist auch dann nicht möglich. Zu wirk-samen Abhilfemaßnahmen s. folgenden Abschnitt.

8.2.3 Abhilfemaßnahmen zur Reduzierung der Reflexionszeiten bei der Südfläche

8.2.3.1 Ost-West-Ausrichtung der Module

Es wurde zunächst untersucht, wie sich ein Modullayout in Ost-West-Ausrichtung auf die Reflexionszeiten auswirkt. Es genügt, die Berechnungen nur für die Modulneigung West durchzuführen, da aus den Grafiken der Bilder 2 und 3 hervorgeht, dass bei Modulneigung Ost keine Sonnenlichtreflexion zu den Immissionsorten möglich ist.

In den Bildern 4 und 5 sind die γ -Flächen für die Immissionsorte C und D für die Modulneigung West 10° in grüner Farbe eingezeichnet. Beide γ -Flächen haben Schnittpunkte mit den Sonnenstandslinien, die Reflexionszeiten sind in Tabelle 4 wiedergegeben. Die Zeiten liegen nach wie vor weit über den Grenzwerten der LAI-Hinweise.

Immissionsort	Reflexions-tage pro Jahr	Maximale tägliche Reflexionszeit	Mittlere tägliche Reflexionszeit	Astronomisch mögliche jährliche Reflexionszeit im Kalenderjahr
C: Skalleyst. 4	197	77,3 min	48,7 min	197 · 48,7 min = 159,9 Stunden
D: Skalleyst. 8	197	82,7 min	55,5 min	197 · 55,5 min = 180,4 Stunden

Tabelle 4: Maximale tägliche und jährliche Reflexionszeiten zu zwei Immissionsorten für die Südfläche, Modulneigung nach West 10°

Dann wurde die Modulneigung sukzessive in Schritten von 1° erhöht, bis die Grenzwerte der LAI-Hinweise unterschritten wurden. Diese Modulneigung wurde bei 21° erreicht. In den Bildern 4 und 5 sind die γ -Flächen für diese Modulneigung in blauer Farbe eingetragen, die Reflexionszeiten zeigt Tabelle 5.

Immissionsort	Reflexions-tage pro Jahr	Maximale tägliche Reflexionszeit	Mittlere tägliche Reflexionszeit	Astronomisch mögliche jährliche Reflexionszeit im Kalenderjahr
C: Skalleyst. 4	45	12,0 min	6,0 min	45 · 6,0 min = 4,5 Stunden
D: Skalleyst. 8	78	18,6 min	10,8 min	78 · 10,8 min = 14,0 Stunden

Tabelle 5: Maximale tägliche und jährliche Reflexionszeiten zu zwei Immissionsorten für die Südfläche, Modulneigung nach West 21°

8.2.3.2 Gesamte PV-Fläche

Man könnte aus Tabelle 5 schließen, dass wegen der deutlichen Unterschreitung der Anforderungen der LAI-Hinweise auch eine kleinere Modulneigung West als 21° genügen würde, um diese Anforderungen zu erfüllen. Die LAI-Hinweise verlangen jedoch nicht nur die Erfüllung der Anforderungen für die einzelnen Teilflächen der PV-Anlage, sondern für die gesamte Anlage. In den Tabellen 6 und 7 sind die Reflexionszeiten für die Nord- und die Südfläche sowie für die Summe beider zusammengestellt.

Immissionsort	Maximale tägliche Reflexionszeit		
	Nordfläche Modulneigung 10° West	Südfläche Modulneigung 21° West	Summe
A: Grühlingshöhe 3	11,0	0	11,0
B: Skalleyst. 1	8,8	0	8,8
C: Skalleyst. 4	12,0	12,0	24,0
D: Skalleyst. 8	0	10,8	10,8

Tabelle 6: Maximale tägliche Reflexionszeiten zu allen Immissionsorten für die gesamte PV-Anlage

Immissionsort	Astronomisch mögliche jährliche Reflexionszeit im Kalenderjahr		
	Nordfläche Modulneigung 10° West	Südfläche Modulneigung 21° West	Summe
A: Grünlingshöhe 3	7,6 Stunden	0 Stunden	7,6 Stunden
B: Skalleyst. 1	14,9 Stunden	13,1 Stunden	28,0 Stunden
C: Skalleyst. 4	13,1 Stunden	4,5 Stunden	17,6 Stunden
D: Skalleyst. 8	0 Stunden	14,0 Stunden	14,0 Stunden

Tabelle 7: Jährliche Reflexionszeiten zu allen Immissionsorten für die gesamte PV-Anlage

Die Reflexionszeiten von Nord- und Südfläche müssen addiert werden, weil sie zu unterschiedlichen Tages- und Jahreszeiten auftreten und sich zeitlich nicht überlappen. Die tägliche Reflexionszeit liegt bei Immissionsort C mit 24 Minuten, die jährliche Reflexionszeit bei Immissionsort B mit 28 Stunden nicht sehr weit von den Grenzwerten entfernt. Das bedeutet, dass schon bei 20° Modulneigung West die Grenzwerte überschritten werden. Damit muss bei der Südfläche tatsächlich die Modulneigung West, und damit aus konstruktiven Gründen auch die Modulneigung Ost, auf 21° erhöht werden.

8.2.3.3 Reduzierung der Anlagenfläche

Bei der Ost-West-Ausrichtung der Module und 21° Modulneigung ist mit einer gewissen Ertragseinbuße zu rechnen. Deshalb wurde auch untersucht, wie sich die Reduzierung der Südfläche durch Verschiebung der westlichen Grenze der PV-Fläche in Richtung Ost, unter Beibehaltung der Modulneigung 20° nach Süd, auf die Reflexionszeiten auswirkt. Diese rechnerische Reduzierung wird vorgenommen, indem die westliche Grenze der Modulfläche immer weiter soweit nach Osten verschoben wird, bis die Anforderungen der LAI-Hinweise eingehalten werden. In Bild 7 sind die γ -Flächen für die Immissionsorte C und D für eine Situation eingezeichnet, bei der der Mindestabstand der PV-Fläche von der Ostfassade des Wohngebäudes Skalleyst. 4 250 m (s. gelbe Linie in Bild 1b) beträgt. Die dazugehörigen Reflexionszeiten enthält Tabelle 5. Man würde durch diese Maßnahme etwa die Hälfte der Modulfläche Süd für die Installation von PV-Modulen verlieren.

Immissionsort	Reflexionstage pro Jahr	Maximale tägliche Reflexionszeit	Mittlere tägliche Reflexionszeit	Astronomisch mögliche jährliche Reflexionszeit im Kalenderjahr
C: Skalleyst. 4	49	2,3 min	1,15 min	$49 \cdot 1,15 \text{ min} = 0,94 \text{ Stunden}$
D: Skalleyst. 8	199	12,7 min	7,63 min	$199 \cdot 7,63 \text{ min} = 25,3 \text{ Stunden}$

Tabelle 5: Maximale tägliche und jährliche Reflexionszeiten zu zwei Immissionsorten für die Südfläche, Modulneigung nach Süd 20°, Abstand der PV-Fläche von Skalleyst. 4: 220 m

8.2.3.4 Verwendung von blendfreien oder blendarmen Modulen

Bild 8 zeigt den Reflexionsgrad verschiedener PV-Module in Abhängigkeit vom Einfallswinkel des Sonnenlichts. 0° bedeutet senkrechter, 90° streifender Lichteinfall auf die Moduloberfläche. Alle herkömmlichen, auch die im Jahr 2023 handelsüblichen Module, haben soweit bekannt eine Reflexionscharakteristik, die der roten oder blauen Kurve in Bild 8 entspricht. Auch die sogenannten Antireflexbeschichtungen sind nur geeignet, die Reflexion bei etwa senkrechtem Sonnenlichteinfall etwas zu reduzieren, aber nicht bei streifendem Lichteinfall. Nur Module mit deutlich strukturierter, z.B. einer pyramidengeprägten Oberfläche, haben gemäß der grünen Kurve in Bild 8 auch bei streifendem Lichteinfall nur Reflexionsgrade von ca. 0,05 oder weniger und sind als blendfrei zu betrachten. Nach Kenntnis des Unterzeichners sind solche Module aber nicht (mehr) am Markt verfügbar.

In den LAI-Hinweisen wird die Lichtimmission leider nur nach Zeitdauer bewertet, die Intensität des von der PV-Anlage reflektierten Sonnenlichts spielt demnach keine Rolle. Es gibt jedoch sicher einen Grenzwert der Lichtintensität, bei dessen Unterschreitung zwar Sonnenlicht zum Immissionsort reflektiert werden kann, dessen Intensität aber so gering ist, dass keine Blend- und Störwirkung mehr vorhanden ist. (Beispiel: Die Intensität der untergehenden Sonne ist 10 min vor Sonnenuntergang so gering, dass man direkt in die Sonne schauen kann, ohne geblendet zu werden). Wenn es gelingt, ein herkömmliches Modul so zu modifizieren, dass der Reflexionsgrad im Winkelbereich 70° bis 90° nicht mehr als 0,15 bzw. 15 % Reflexion beträgt, kann man damit rechnen, dass das an den Fensterflächen eines Immissionsortes einfallende, von der PV-Anlage reflektierte Sonnenlicht keine Lichtimmission im Sinne der LAI-Hinweise mehr erzeugt. Allerdings muss der Reflexionsgrad durch einen Prüfbericht festgestellt worden sein, der von einem anerkannten lichttechnischen Labor ausgestellt ist. Eine Herstellererklärung genügt nicht. Bei Vorliegen eines solchen Prüfberichtes könnte der Unterzeichner untersuchen, ob damit die LAI-Hinweise bei der Südfläche unter Beibehaltung der Südausrichtung erfüllt werden können.

9 Blendrisiko auf Verkehrswegen

9.1 BAB 623

Diese Autobahn wird im Nordwesten der PV-Anlage in einer Mindestentfernung von ca. 480 m an der PV-Anlage vorbeigeführt. Die Fahrbahnoberkante der Autobahn liegt auf etwa 303 m bis 306 m. Zwischen Autobahn und PV-Anlage befindet sich im theoretisch blendkritischen Bereich ein Wald, mit mindestens 15 m hohen Bäumen, die den Einblick von der Autobahn zur PV-Anlage vollständig verhindern. Ein Blendrisiko für Autobahnnutzer besteht nicht.

9.2 Hirschbachstraße

Die Hirschbachstraße wird im Westen und Norden der PV-Anlage an der PV-Anlage vorbeigeführt. Im Westen beträgt die Mindestentfernung zur PV-Anlage ca. 300 m und sinkt im Norden auf ca. 110 m. Die Fahrbahnoberkante der Hirschbachstraße fällt von ca. 292 m im Westen auf 271 m im Norden. Auch bei dieser Straße verhindern die ca.15 m hohen Bäume zwischen Straße und PV-Anlage den Einblick von der Straße zur PV-Anlage vollständig, auch für Nutzer der Hirschbachstraße ist kein Blendrisiko vorhanden.

9.3 Bahnstrecke Bingen-Saarbrücken

Diese Bahnstrecke wird südlich bis südöstlich in einer Mindestentfernung von ca. 210 m an der PV-Anlage vorbeigeführt. Die Schienenoberkante steigt von ca. 241 m bei der Unterquerung der Straßenbrücke Moselstraße/Flitschstraße bis zum Gewerbegebiet im Norden auf 247 m. Auch in diesem Bereich befindet sich ein Waldstück mit mindestens 15 m hohen Bäumen, die keinen Einblick von der Bahnstrecke zur PV-Anlage ermöglichen. Ein Blendrisiko für Lokführer, die diese Strecke befahren, besteht nicht.

Zusammenfassung

Es wurde untersucht, ob von der geplanten zweiteiligen PV-Anlage Saarbrücken-Dudweiler Sonnenlicht in Richtung der Fensterflächen von vier Immissionsorten in Dudweiler reflektiert werden kann. Die Berechnungen ergeben, dass für die Nordfläche mit der geplanten Ost-West-Richtung der Module, Modulneigung $\pm 10^\circ$, die Anforderungen der „Hinweise zur Messung, Beurteilung und Minderung von Lichtimmissionen“ der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) (LAI-Hinweise) erfüllt werden.


Für die Südfläche ist eine Südausrichtung der Module mit einer Modulneigung von 20° geplant. Mit diesem Layout sind die Anforderungen der LAI-Hinweise nicht zu erfüllen. Diese werden erst dann eingehalten, wenn die Module in Ost-West-Richtung unter $\pm 21^\circ$ Modulneigung installiert werden oder wenn man unter Beibehaltung der Südausrichtung der Module auf die Installation von Modulen auf der westlichen Hälfte der Modulfläche verzichtet.

Werden die Module auf der Südfläche gemäß einer dieser beiden Vorschläge installiert, können die Anforderungen der LAI-Hinweise auf der PV-Anlage insgesamt eingehalten werden.

Ein Blendrisiko auf den an der PV-Anlage vorbeiführenden Verkehrswegen (BAB A 623, Hirschbachstraße, Bahnstrecke Bingen Saarbrücken) besteht nicht.

Bei Realisierung einer der beiden Vorschläge hinsichtlich der Südfläche ist gegen die Errichtung der PV-Anlage aus Sicht des Unterzeichners nichts einzuwenden.

Falls es gelingt, Module zur Verfügung zu stellen, die auch bei streifendem Lichteinfall einen Reflexionsgrad von höchstens 0,15 aufweisen, könnte untersucht werden, ob mit diesen Modulen die Anforderungen der LAI-Hinweise bei Beibehaltung der Südausrichtung der Module auf der Südfläche erfüllt werden können.




Anhang



Bild 1a: Die geplante PV-Anlage Saarbrücken-Dudweiler mit den untersuchten Immissionsorten A bis D



Bild 1b: Die geplante PV-Anlage Saarbrücken-Dudweiler mit den untersuchten Immissionsorten A bis D

-  : Bereich der Nordfläche, aus dem kein Sonnenlicht zu den Immissionsorten A und B reflektiert werden kann.
Der Bereich westlich der gelben Linie darf bei Beibehaltung der Modulsüdausrichtung nicht mit Modulen bestückt werden.

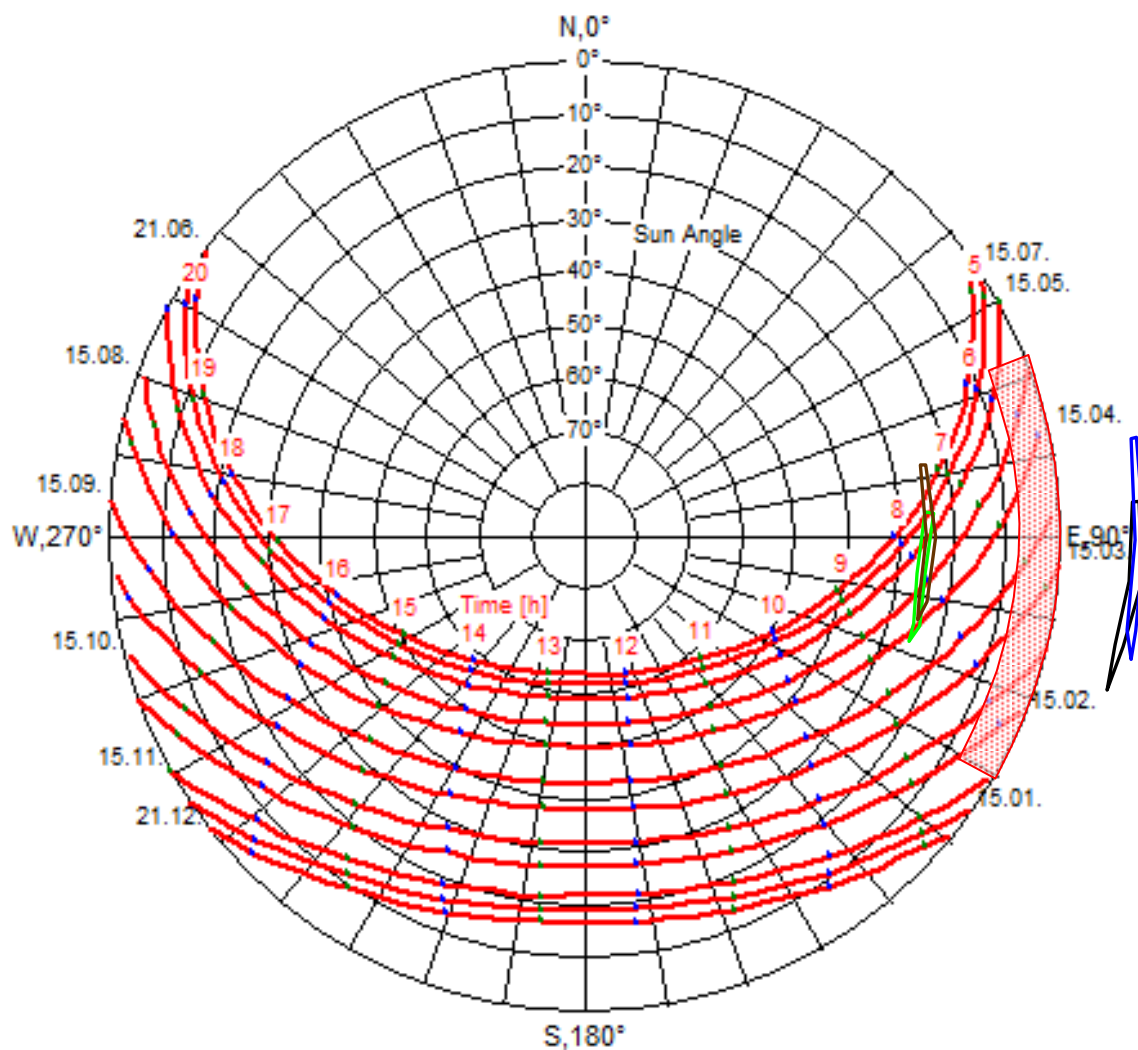


Bild 2: Monatlicher Sonnenstand (Sonnenhöhe und -richtung) für SB-Dudweiler mit γ -Flächen für die Immissionsorte A und B, Nordfläche

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

- : Immissionsort A, Modulneigung West, 10°
- : Immissionsort A, Modulneigung Ost, 10°
- : Immissionsort B, Modulneigung West, 10°
- : Immissionsort B, Modulneigung Ost, 10°

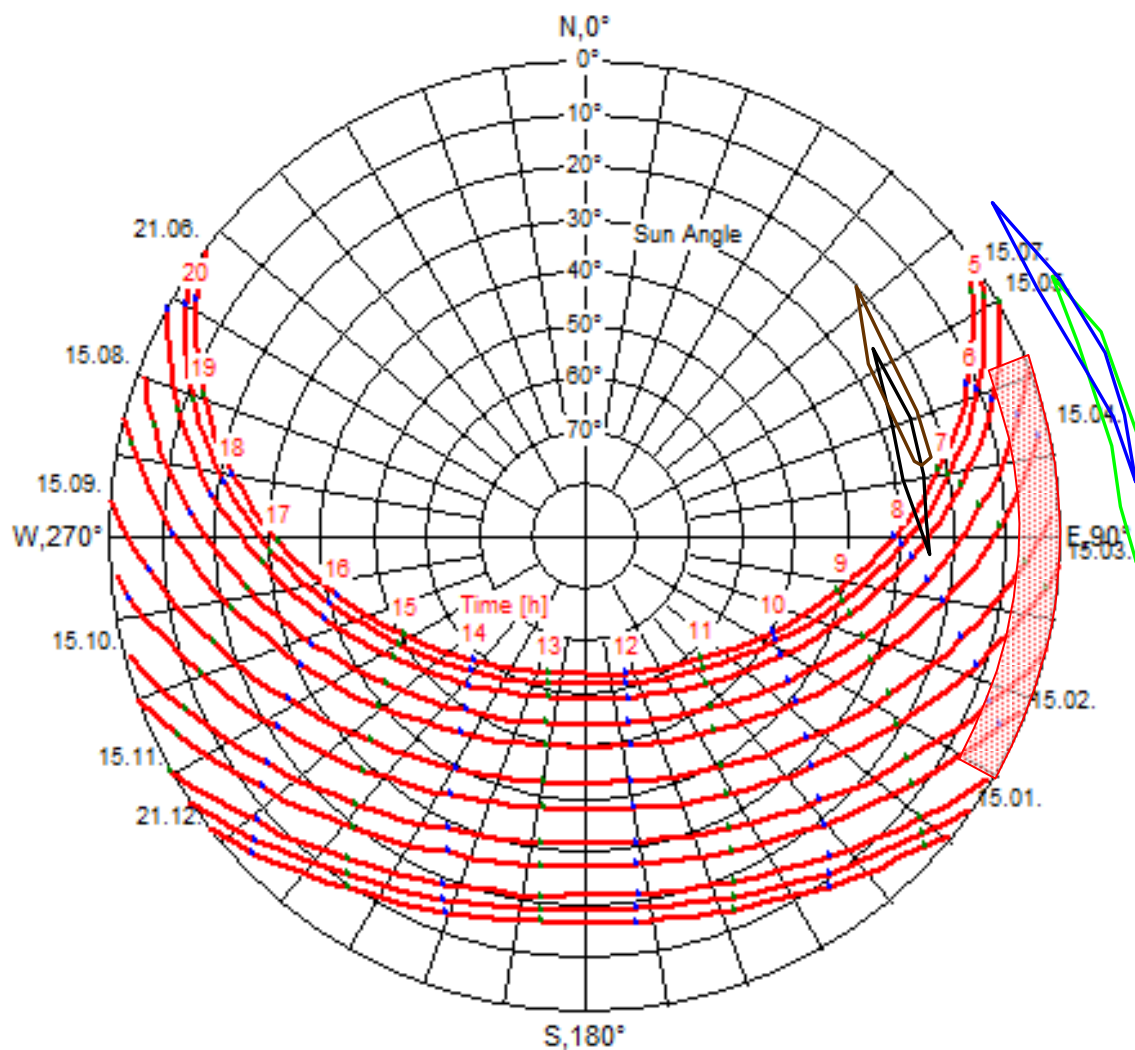


Bild 3: Monatlicher Sonnenstand (Sonnenhöhe und -richtung) für SB-Dudweiler mit γ -Flächen für die Nordfläche, Immissionsorte C und D

- : Immissionsort C, Modulneigung West, 10°
- : Immissionsort C, Modulneigung Ost, 10°
- : Immissionsort D, Modulneigung West, 10°
- : Immissionsort D, Modulneigung Ost, 10°

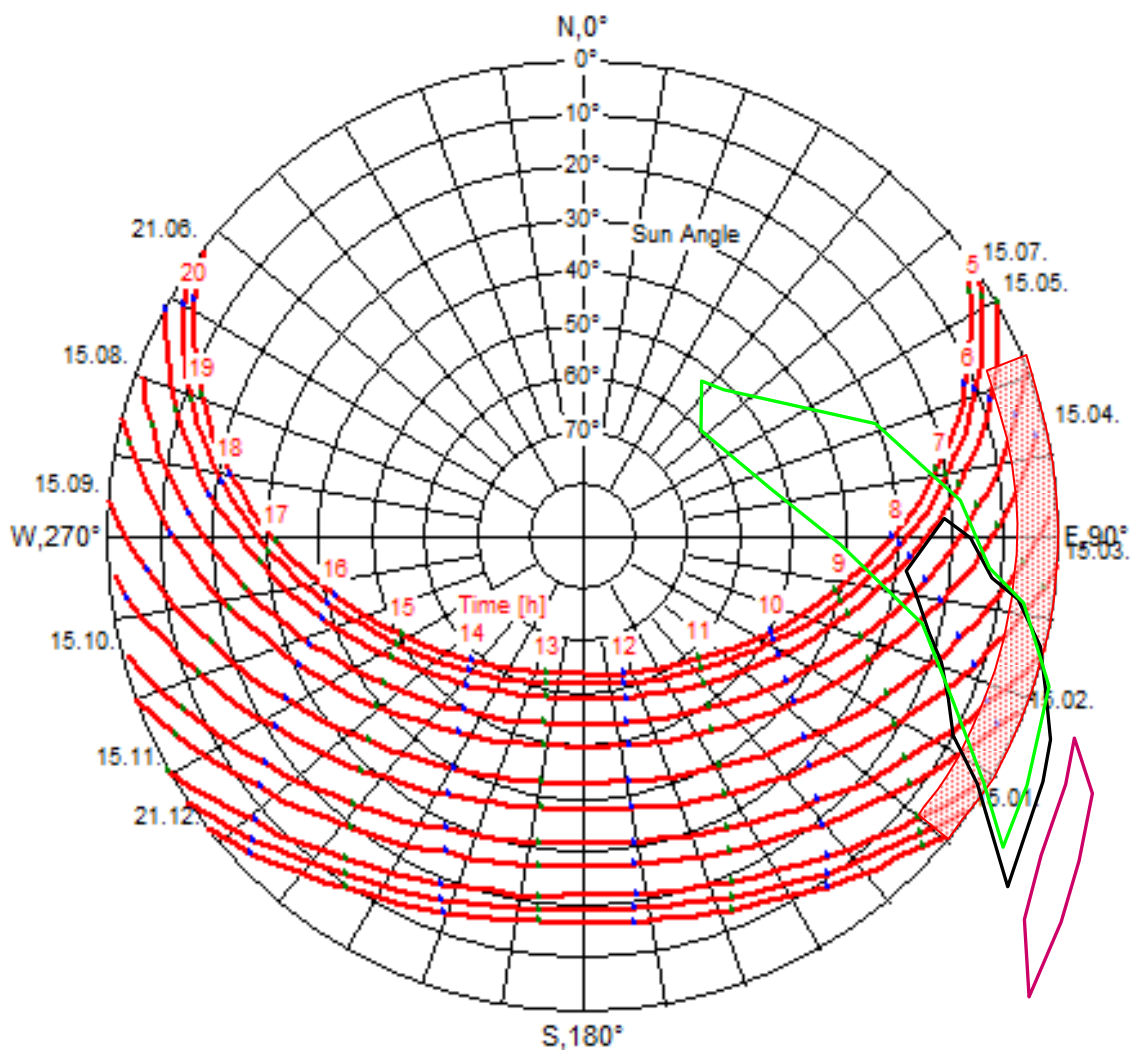


Bild 4: Monatlicher Sonnenstand (Sonnenhöhe und -richtung) für SB-Dudweiler mit γ -Flächen für Immissionsorte C und D, Südfläche, Modulneigung Süd 20°

- : Immissionsort B
- : Immissionsort C
- : Immissionsort D

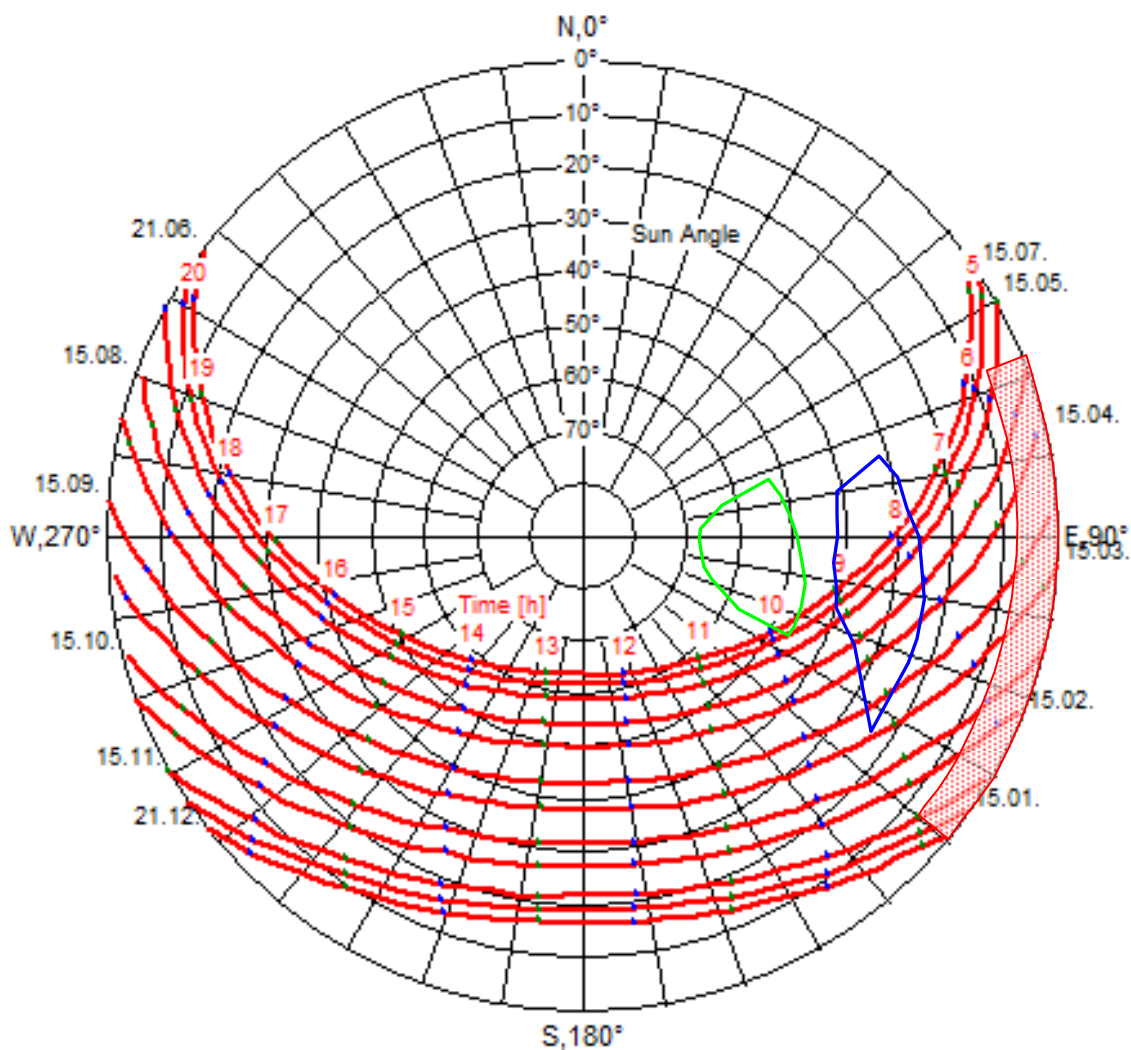


Bild 5: Monatlicher Sonnenstand (Sonnenhöhe und -richtung) für SB-Dudweiler mit γ -Flächen für Immissionsort C

- : Immissionsort C, Südfläche, Modulneigung West, 10°
- : Immissionsort C, Südfläche, Modulneigung West, 21°

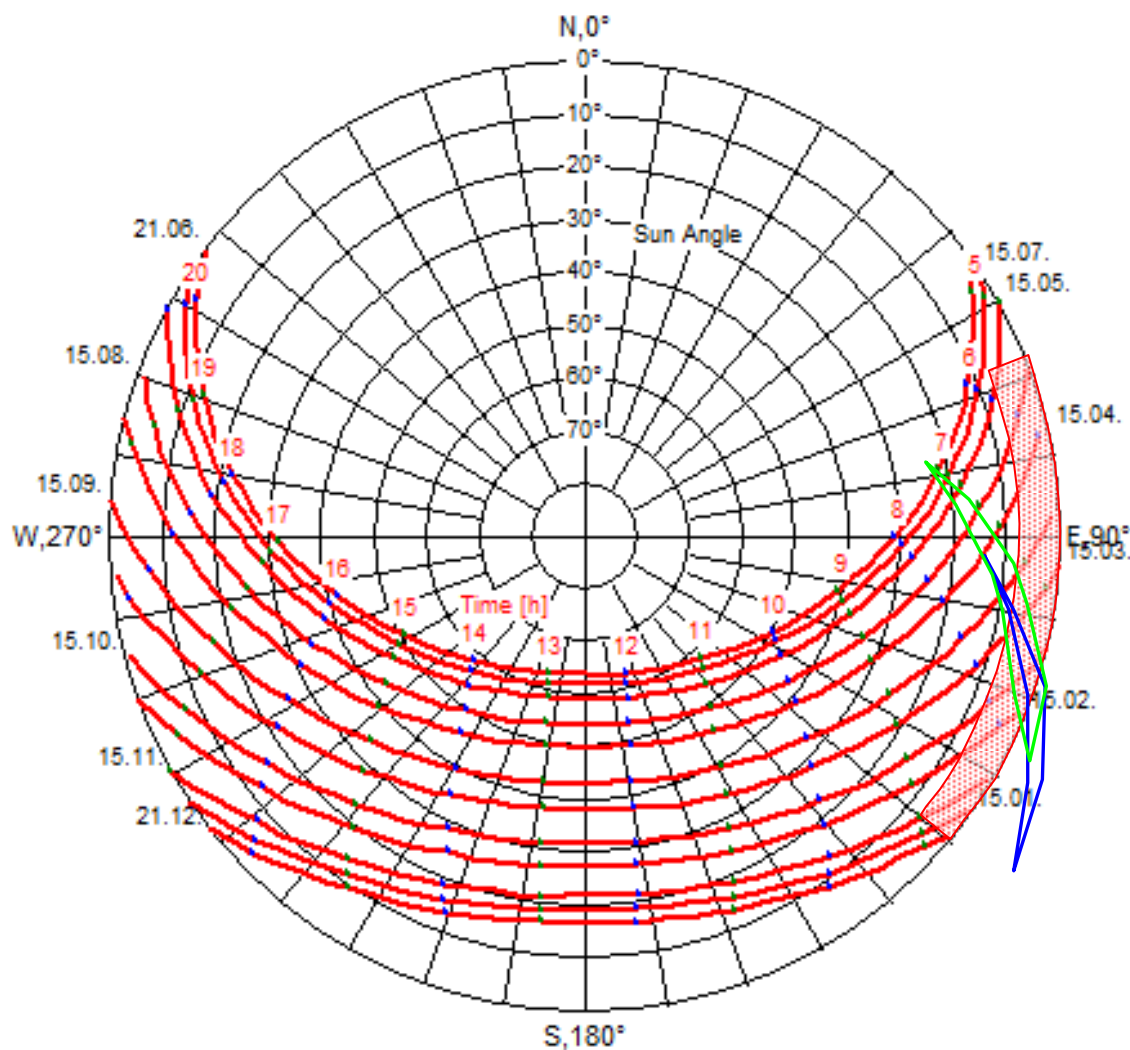


Bild 7: Monatlicher Sonnenstand (Sonnenhöhe und -richtung) für SB-Dudweiler mit γ -Flächen für Immissionsort C, Südfläche, Modulneigung Süd, 20°, reduzierte Fläche, Abstand Skallestr. 4 - westliche Grenze PV 220 m

- : Immissionsort C
- : Immissionsort D

Reflexionsgrad

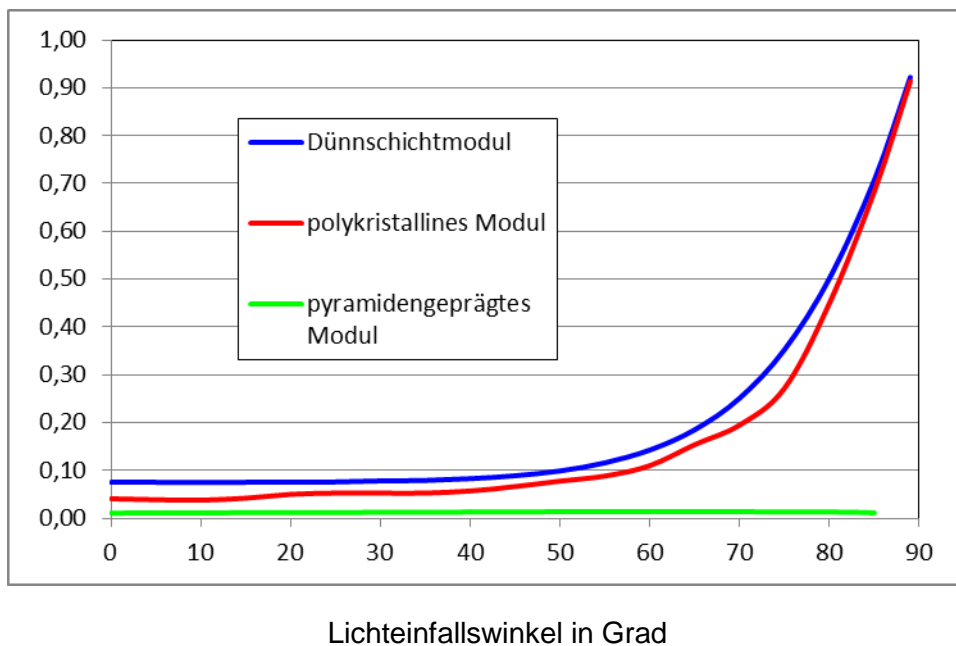


Bild 8: Reflexionsgrad von Solarmodulen in Abhängigkeit vom Sonnenlichteinfallswinkel