HAW HAMBURG

BACHELORARBEIT

Parametrierung bifazialer Agri-PV-Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung in der Ertragssimulation

vorgelegt am 11. August 2026

Frauke Gerritzen-Warnecke

1. Prüfer: Prof. Dr. Timon Kampschulte
2. Prüfer: Dipl.-Ing. (FH) André Schumann

HOCHSCHULE FÜR ANGEWANDTE WISSENSCHAFTEN HAMBURG
Fakultät Life Sciences
Department Umwelttechnik
Ulmenliet 20
21033 Hamburg

Für meinen Mann, meine Kinder und meine Mutter –
ohne euch hätte ich nicht die Kraft gefunden, diesen Weg zu Ende zu gehen.

Eidesstattliche Erklärung der Selbstständigkeit

Ich versichere, dass ich die vorliegende Arbeit ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind in allen Fällen unter Angabe der Quelle kenntlich gemacht.

Im Rahmen der Erstellung dieser Arbeit habe ich den Einsatz von Künstlicher Intelligenz wie folgt gehandhabt: Bei der Python-Programmierung für die Simulationen mit bifacial_radiance wurde ChatGPT von OpenAI unterstützend eingesetzt. Das Werkzeug diente der Generierung und Überarbeitung von Codevorschlägen sowie der Unterstützung bei der Fehlersuche. Sämtliche Vorschläge wurden eigenständig geprüft, angepasst und in die Simulationsumgebung integriert. Die fachliche Konzeption, Durchführung und Auswertung der Untersuchungen erfolgten eigenverantwortlich. Zudem wurde für die Erstellung einer Abbildung ein KI-basiertes Bildverarbeitungstool unterstützend eingesetzt. Grundlage war eine selbst angefertigte handschriftliche Skizze, die hochgeladen und mithilfe der KI grafisch überarbeitet wurde, um eine digital erstellte Darstellung zu erhalten. Die erzeugte Abbildung wurde anschließend eigenständig am Computer weiterbearbeitet und angepasst.

Adendorf, 08. August 2026

Inhaltsverzeichnis

Eidesstattliche Erklärung der Selbstständigkeit ... III
Abkürzungsverzeichnis ... VII
Symbolverzeichnis ... VIII
Abbildungsverzeichnis ... X
Tabellenverzeichnis ... XI
1 Einleitung ... 1
2 Theoretische Grundlagen ... 3
2.1 Agri-Photovoltaik ... 3
2.1.1 Definition und rechtlicher Rahmen ... 3
2.1.2 Kategorisierung von Agri-PV ... 4
2.1.3 Effekte von Agri-PV auf die Landwirtschaft ... 7
2.1.4 Einfluss einzelner PV-Parameter auf die landwirtschaftliche Nutzung ... 8
2.1.5 Zielkonflikte von Agri-PV ... 9
2.2 Bifaziale PV-Module ... 9
2.2.1 Definition und Abgrenzung gegenüber monofazialen PV-Modulen ... 9
2.2.2 Rückseitenertrag, Bifazialitätsfaktor und bifazialer Mehrertrag ... 10
2.2.3 Einflussfaktoren auf den Rückseitenertrag ... 10
2.3 Ost-West-Systeme bei PV-Anlagen ... 12
2.3.1 Grundprinzip von Ost-West-Anlagen ... 12
2.3.2 Bauliche Merkmale von Ost-West-Systemen ... 12
2.3.3 Tagesverlauf der Stromerzeugung ... 13
2.3.4 Einstrahlungsverhältnisse bei Ost-West-Systemen ... 13
2.4 Ertragssimulation von PV-Anlagen ... 15
2.4.1 Grundprinzip der Ertragssimulation ... 15
2.4.2 Simulationssoftware PVsyst ... 15
2.4.2.1 Berechnungskette der Ertragssimulation in PVsyst ... 15
2.4.2.2 Modellierung bifazialer PV-Systeme ... 16
2.4.2.3 View-Factor-Modell ... 17
2.4.3 Simulationssoftware bifacial_radiance ... 19
2.4.3.1 Berechnungskette der Ertragssimulation in bifacial_radiance ... 20
2.4.3.2 Raytracing-Modell ... 21
3 Methodisches Vorgehen ... 24
3.1 Untersuchungskonzept ... 24
3.1.1 Zielsetzung und übergeordnetes methodisches Vorgehen ... 24
3.1.2 Parametrierung über die Bodenalbedo ... 25

3.1.3 Standort und gemeinsame Wettergrundlage ... 25
3.1.4 Auswahl der simulierten Zeitpunkte ... 26
3.2 Aufbau der Referenzanlage ... 27
3.3 Aufbau und Durchführung der Simulation in PVsyst ... 29
3.3.1 Standort und Wetterdatensatz ... 30
3.3.2 Definition der Modulausrichtungen ... 30
3.3.3 PV-Modul und elektrische Systemdefinition ... 30
3.3.4 Aufbau der dreidimensionalen Verschattungsszene ... 31
3.3.5 Bifaziale Systemeinstellungen ... 32
3.3.6 Nahverschattungsberechnung ... 32
3.3.7 Feldverluste und IAM ... 33
3.3.8 Zusammenfassung der Modellierung ... 33
3.4 Aufbau und Durchführung der Simulation in bifacial_radiance ... 34
3.4.1 Standort und Wetterdatensatz ... 34
3.4.2 Zeitliche Zuordnung der Wetterdaten und Simulationszeitpunkte ... 34
3.4.3 Erstellung der Modulgeometrie ... 35
3.4.4 Bodenfläche und Materialdefinitionen ... 36
3.4.5 Modellierung der Unterkonstruktion ... 36
3.4.6 Erzeugung der Himmelszustände und Raytracing-Szene ... 38
3.4.7 Definition der Sensorpunkte ... 38
3.4.8 Kontrolle der Modul- und Sensororientierung ... 38
3.4.9 Auswahl und Eingrenzung der Simulationszeitpunkte ... 39
3.4.10 Zusammenfassung der Modellierung ... 39
3.5 Untersuchung geometrischer Einflussgrößen im bifacial_radiance-Modell ... 39
3.6 Vorgehen beim Vergleich der Simulationsergebnisse ... 43
3.7 Vorgehen zur Ableitung und Validierung der Albedokorrektur ... 44
3.7.1 Direkte Ableitung monatlicher Albedokorrekturen ... 45
3.7.2 Herleitung stündlicher Korrekturfaktoren ... 46
3.7.3 Aufbau und Auswahl des Regressionsmodells ... 47
3.7.4 Prüfung der stündlichen Funktionsgüte ... 47
3.7.5 Überführung in monatliche Albedowerte ... 48
3.7.6 Validierung der funktionsbasierten Albedokorrektur ... 48
3.7.7 Kontrolle der Vorderseitenbestrahlung ... 49
3.7.8 Gültigkeitsbereich ... 49
4 Ergebnisse ... 50
4.1 Ergebnisse der Ausgangssimulationen ... 50

4.1.1 Ergebnisse der PVsyst-Ausgangssimulation 50
4.1.2 Ergebnisse der bifacial_radiance-Ausgangssimulation 50
4.2 Vergleich der Vorderseitenbestrahlung 51
4.3 Vergleich der Rückseitenbestrahlung 53
4.4 Abhängigkeit der Modellabweichungen von der Anlagengeometrie 55
4.5 Abhängigkeit der Modellabweichungen von Sonnenstand und Strahlungsbedingungen 57
4.5.1 Abhängigkeit von der Sonnenhöhe 57
4.5.2 Abhängigkeit vom Sonnenazimut 58
4.5.3 Abhängigkeit von Diffusanteil der Globalstrahlung 59
4.6 Monatliche Albedokorrektur aus den Simulationsergebnissen 60
4.6.1 Ableitung der monatlichen Albedokorrektur 60
4.6.2 Ergebnisse der PVsyst-Neusimulation mit angepasster Monatsalbedo 62
4.7 Funktionsbasierte Albedokorrektur 64
4.7.1 Entwicklung der funktionsbasierten Albedokorrektur 64
4.7.2 Ergebnisse der PVsyst-Neusimulation mit funktionsbasierter Monatsalbedo 66
5 Diskussion und Ableitung von Parametrierungsempfehlungen 68
5.1 Bewertung der Übereinstimmung der Simulationsergebnisse 68
5.2 Ursachen der Abweichungen der Rückseitenberechnung 69
5.3 Bewertung des monatlichen Albedokorrekturansatzes 70
5.4 Empfehlungen für die PVsyst-Parametrierung 72
5.5 Übertragbarkeit auf hoch aufgeständerte Agri-PV-Anlagen 73
5.6 Grenzen der Untersuchung 74
6 Zusammenfassung 76
Literaturverzeichnis 79
Anhang XII

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	*Bezeichnung*
Agri-PV	Agri-Photovoltaik
BauGB	Maximum-Power-Point
BR	bifacial_radiance
CEC	California Energy Commission
DHI	Diffuse Horizonatl Irradiance
GHI	Global Horizontal Irradiance
IAM	Incidence Angle Modifier
MAE	Mean Absolute Error
MBE	Mean Bias Error
PV	Photovoltaik
RMSE	Root Mean Square Error

Symbolverzeichnis

Lateinische Formelzeichen

Symbol	*Bedeutung*
A	Betrag des Sonnenazimuts in °
E	Bestrahlungsstärke in W/m^2
e_t	Residuen der Regressionsfunktion
F	Regressionsfunktion
f	Direkt abgeleiteter Korrekturfaktor
$\bar{f}$	Mittlerer stündlicher Korrekturfaktor für die Klassenanalyse
$\hat{f}$	Mit Regressionsfunktion berechneter Korrekturfaktor
H	Bestrahlung in Wh/m^2
h_s	Sonnenhöhe in °
κ_d	Diffusanteil der Strahlung
n_rel	Für die relative Auswertung gültige Zeitschritte

Griechische Formelzeichen

Symbol	*Bedeutung*
Δ	Absolute Abweichung
δ	Relative Abweichung
α_s	Sonnenazimut in °
ρ	Bodenalbedo
β	Regressionskoeffizient
$\hat{\rho}_\mathrm{eff}$	Funktionsbasierte Albedo
ρ_eff	Direkt abgeleitete Albedo

Indizes

Index	*Bedeutung*
0	Ausgangswert
BR	bifacial_radiance
DHI	Diffusstrahlung auf der Horizontalen
eff	Effektiv
front	Vorderseite des Moduls
gem	Gemeinsame Simulation der Ost- und Westflächen
getr	Getrennte Simulation der Ost- und Westflächen
GHI	Globalstrahlung auf der Horizontalen
m	Monatlich

Index	*Bedeutung*
mUK	Mit Unterkonstruktion
Ost	Ostflächen der Anlage
oUK	Ohne Unterkonstruktion
OW	Ost-West-Geometrie
PVsyst	PVsyst
rear	Rückseite des Moduls
t	Zeitpunkt; stündlich
UK	Unterkonstruktion
West	Westflächen der Anlage

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Darstellung einer Agri-PV-Anlage Kategorie I 5
Abbildung 2: Schematische Darstellung einer Agri-PV-Anlage Kategorie II Variante 1 6
Abbildung 3: Schematische Darstellung einer Agri-PV-Anlage Kategorie II Variante 2 6
Abbildung 4: Schematische Darstellung der Sonneneinstrahlung bei Ost-West-Systemen anhand eines exemplarischen Sonnenstandes 14
Abbildung 5: Agri-PV-Anlage der Hofgemeinschaft Heggelbach 27
Abbildung 6: Technische Zeichnung zur Unterkonstruktion 29
Abbildung 7: Dreidimensionale Verschattungsszene der modellierten Referenzanlage in PVsyst 31
Abbildung 8: Perspektivische Darstellung der modellierten Modulgeometrie in bifacial_radiance 36
Abbildung 9: Perspektivische Darstellung der modellierten Unterkonstruktion in bifacial_radiance 37
Abbildung 10: Perspektivische Darstellung der modellierten Referenzanlage in bifacial_radiance 37
Abbildung 11: Vergleich der stündlichen Vorderseitenbestrahlungsstärken aus PVsyst und bifacial_radiance für 735 gemeinsame Auswertungszeitpunkte 52
Abbildung 12: Vergleich der stündlichen Rückseitenbestrahlungsstärken aus PVsyst und bifacial_radiance für 735 gemeinsame Auswertungszeitpunkte 54
Abbildung 13: Monatliche Rückseitenbestrahlung aus PVsyst und bifacial_radiance für die jeweils fünf ausgewählten Untersuchungstage 55
Abbildung 14: Rückseitenbestrahlung der untersuchten Modellvarianten 56
Abbildung 15: Monatliche Reduktion der Rückseitenbestrahlung durch geometrische Einflüsse 57
Abbildung 16: Mittlerer stündlicher Faktor der Rückseitenbestrahlungsstärke aus bifacial_radiance und PVsyst nach Sonnenhöhenklassen 58
Abbildung 17: Mittlerer stündlicher Faktor der Rückseitenbestrahlungsstärke aus bifacial_radiance und PVsyst nach Sonnenazimutklassen 59
Abbildung 18: Mittlerer stündlicher Faktor der Rückseitenbestrahlungsstärke aus bifacial_radiance und PVsyst nach Diffusanteilsklassen 60
Abbildung 19: Aus den energetischen Monatsfaktoren abgeleitete effektive Albedowerte 62
Abbildung 20: Monatliche Rückseitenbestrahlung der PVsyst-Ausgangssimulation, der bifacial_radiance-Simulation und der PVsyst-Neusimulation mit angepasster Monatsalbedo für die jeweils fünf ausgewählten Untersuchungstage. 63
Abbildung 21: Monatliche Rückseitenbestrahlung der PVsyst-Ausgangssimulation, der bifacial_radiance-Simulation sowie der PVsyst-Neusimulationen mit direkt und funktionsbasiert abgeleiteten Monatsalbedowerten für die jeweils fünf ausgewählten Untersuchungstage. 67

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Parameter der Referenzanlage 28
Tabelle 2: Zentrale Ergebnisse der Ausgangssimulationen für die 735 gemeinsam ausgewerteten Stunden 50
Tabelle 3: Kennwerte des Vergleichs der Vorderseitenbestrahlung 51
Tabelle 4: Kennwerte des Vergleichs der Rückseitenbestrahlung 53
Tabelle 5: Vergleich der mittleren Rückseitenbestrahlungsstärke und der Rückseitenbestrahlungssumme der untersuchten Modellvarianten 56
Tabelle 6: Monatliche Rückseitenbestrahlung, energetische Korrekturfaktoren und daraus abgeleitete effektive Albedowerte 61
Tabelle 7: Kennwerte des Rückseitenvergleichs vor und nach der PVsyst-Neusimulation mit angepasster Monatsalbedo 62
Tabelle 8: Koeffizienten des funktionsbasierten Regressionsmodells zur Vorhersage des stündlichen Korrekturfaktors 64
Tabelle 9: Vergleich der direkt und funktionsbasiert abgeleiteten Monatsfaktoren und effektiven Albedowerte 65
Tabelle 10: Kennwerte des Rückseitenvergleichs vor und nach Anwendung der funktionsbasiert abgeleiteten Monatsalbedo 66

1 Einleitung

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien geht ein zunehmender Flächenbedarf einher. Gleichzeitig müssen landwirtschaftlich nutzbare Flächen für die Nahrungsmittelproduktion erhalten bleiben. Diese Flächenkonkurrenz zwischen Energieerzeugung und Landwirtschaft ist besonders in dicht besiedelten Regionen relevant. Agri-Photovoltaik bietet einen Lösungsansatz, der beide Anforderungen miteinander verbindet. Dabei wird dieselbe Fläche für die landwirtschaftliche Produktion als Hauptnutzung und die zusätzliche Erzeugung von Solarstrom genutzt. Auf diese Weise kann die Landnutzungseffizienz gesteigert und der Ausbau erneuerbarer Energien vorangetrieben werden, ohne die landwirtschaftliche Nutzung vollständig zu verdrängen.

Eine mögliche Ausführungsform sind hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen. Durch die große lichte Höhe und die angepassten Reihenabstände ist eine Bewirtschaftung der Flächen unter und zwischen den Modulreihen mit landwirtschaftlichen Maschinen möglich. Gleichzeitig können sich aus der hohen Aufständerung auch Vorteile für den Betrieb bifazialer PV-Module ergeben. Diese Module nutzen neben der auf die Modulvorderseite fallenden Strahlung auch auf die Modulrückseite treffende Strahlung zur Stromerzeugung. Der Rückseitenbeitrag zum Gesamtertrag ist dabei maßgeblich abhängig von der Bodenreflexion, der Montagehöhe, dem Reihenabstand, der Modulneigung, der Ausrichtung der Module sowie den Verschattungsverhältnissen innerhalb der Anlage.

Hoch aufgeständerte Ost-West-Systeme stellen eine Form der Agri-Pv-Anlagen dar. Hierbei ergeben sich komplexe Einstrahlungsverhältnisse. Die entgegengesetzt geneigten Modulflächen beeinflussen sich gegenseitig, indem sie Teile des Himmels und des Bodens abschirmen und die Verteilung der direkten, diffusen und bodenreflektierten Strahlung verändern. Bauteile der Unterkonstruktionen können ebenso Verschattungen der Modulrückseiten und der für die Bodenreflexion wirksamen Flächen zur Folge haben. Daher ist die Berechnung der Rückseitenbestrahlung mit Unsicherheiten verbunden.

Für die Planung und wirtschaftliche Bewertung von PV-Anlagen werden Ertragssimulationen eingesetzt. Eine hierfür häufig eingesetzte Simulationssoftware ist PVsyst. Die bifaziale Rückseitenberechnung erfolgt hier anhand eines vereinfachten zweidimensionalen View-Factor-Modells. Dabei wird die Anlagengeometrie in einem Querschnitt senkrecht zu den Modulreihen betrachtet und entlang der Reihenlängsrichtung als regelmäßig und unbegrenzt angenommen. Diese Vorgehensweise ermöglicht eine vergleichsweise schnelle Berechnung, führt allerdings auch zu einer eingeschränkten Abbildung dreidimensionaler geometrischer Wechselwirkungen. Insbesondere endliche Modulreihen, komplexe Unterkonstruktionen und die gegenseitigen Einflüsse entgegengesetzt ausgerichteter Modulflächen werden nur begrenzt berücksichtigt.

Dem gegenüber ermöglicht die Open-Source-Software bifacial_radiance eine dreidimensionale Modellierung bifazialer PV-Systeme. Hier findet ein Raytracing-Verfahren auf Grundlage der Software RADIANCE statt, in dem Strahlungswege innerhalb einer räumlich definierten Szene verfolgt werden. Das Raytracing ermöglicht es, Lage und Ausrichtung der Modulflächen, die Unterkonstruktion, die Bodenfläche, Verschattungsverhältnisse sowie Reflexionsverhältnisse detailliert zu berücksichtigen. bifacial_radiance wurde in dieser Arbeit deshalb als geometrisch detailliertes Vergleichsmodell genutzt. Da keine realen Messdaten erhoben wurden, stellt die Software jedoch keine experimentell validierte Referenz dar.

Ziel dieser Arbeit ist es, eine geeignete Parametrierung für die Simulation einer hoch aufgeständerten bifazialen Agri-PV-Anlage mit Ost-West-Ausrichtung in PVsyst abzuleiten. Dazu wird untersucht, in welchem Umfang sich die mit bifacial_radiance und PVsyst berechneten Vorder- und Rückseitenbestrahlungsstärken unterscheiden. Der Schwerpunkt liegt auf der Rückseitenbestrahlung, da diese einem starken Einfluss der Anlagengeometrie und der Modellannahmen unterworfen ist. Darauf basierend soll eine praktisch anwendbare Korrektur entwickelt werden, mit der sich die Rückseitenberechnung in PVsyst an die Rückseitenberechnung von bifacial_radiance annähern lässt, ohne die bereits gut übereinstimmende Vorderseitenberechnung wesentlich zu verändern.

Hierfür wurde eine hoch aufgeständerte, dachförmige Ost-West-Referenzanlage definiert und in beiden Simulationsprogrammen möglichst einheitlich abgebildet. Standort, Wetterdaten, Modulabmessungen, Ausrichtung, Neigung, Montagehöhe, Reihenabstand sowie Bodenalbedo wurden aufeinander abgestimmt. Anschließend wurden die stündlich berechneten Bestrahlungsstärken für die Vorder- und Rückseiten gegenübergestellt und anhand statistischer und energetischer Kennwerte ausgewertet. Ergänzende Modellvarianten in bifacial_radiance dienten dazu, den Einfluss der Unterkonstruktion sowie den Einfluss der gemeinsamen dreidimensionalen Modellierung der Ost- und Westflächen zu untersuchen und einzugrenzen. Außerdem wurde untersucht, wie die Abweichungen der berechneten Rückseitenbestrahlungsstärke mit der Sonnenhöhe, dem Sonnenazimut und dem Diffusanteil der Globalstrahlung zusammenhängen.

Für die Anpassung des PVsyst-Modells wurde die Bodenalbedo als effektiver Korrekturparameter ausgewählt. Zunächst wurde die Eignung der Albeo als Korrekturparameter untersucht. Dafür wurden monatliche effektive Albedowerte aus den Rückseitenbestrahlungssummen beider Programme abgeleitet und die daraus resultierende Parametrierung durch eine erneute PVsyst-Simulation überprüft. Im Anschluss wurde eine Regressionsfunktion entwickelt, die es ermöglichen sollte, die zustandsabhängigen Korrekturfaktoren nur anhand von Sonnenstands- und Strahlungsgrößen zu bestimmen. Die so gewonnenen Korrekturfaktoren wurden wiederum zu monatlichen Albedowerten zusammengeführt. Auch diese so entstandene Parametrierung wurde durch eine erneute PVsyst-Simulation überprüft.

Kapitel 2 stellt zunächst die theoretischen Grundlagen zur Agri-Photovoltaik, zu bifazialen PV-Modulen, zu Ost-West-Systemen sowie zur Ertragssimulation mit PVsyst und bifacial_radiance dar. Das methodische Vorgehen wird in Kapitel 3 beschrieben. Das Kapitel enthält das Untersuchungskonzept, die Definition der Referenzanlage, die in den Programmen erstellten Simulationsmodelle, das Vorgehen zum Programmvergleich und die Ableitung der Albedokorrektur. In Kapitel 4 werden die Ergebnisse der Ausgangssimulationen, der geometrischen Untersuchungen und der Korrekturansätze beschrieben. In Kapitel 5 werden die Ergebnisse bewertet, mögliche Ursachen der Modellabweichungen diskutiert und Parametrierungsempfehlungen für PVsyst vorgestellt. Die wesentlichen Erkenntnisse dieser Arbeit und mögliche weiterführende Untersuchungen sind in Kapitel 6 zusammengefasst.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Agri-Photovoltaik

2.1.1 Definition und rechtlicher Rahmen

Unter Agri-Photovoltaik (Agri-PV) wird die „kombinierte Nutzung ein und derselben Landfläche für landwirtschaftliche Produktion als Hauptnutzung und für Stromproduktion mittels einer PV-Anlage als Sekundärnutzung“ verstanden (DIN SPEC 91434, S.7). Hierbei handelt es sich um Photovoltaik-Anlagen, die auf einer landwirtschaftlich genutzten Fläche betrieben werden. Diese Kombination erneuerbarer Energie mit der Nahrungsmittelproduktion auf einer Fläche bietet die Möglichkeit, PV-Anlagen im Freiland zu realisieren und gleichzeitig Böden für die Nahrungsmittelproduktion zu erhalten (Trommsdorff et al. 2025, S. 4). So soll eine nachhaltige Landnutzung ermöglicht und die Landnutzungseffizienz gesteigert werden (Gerhards et al. 2021, S. 6).

Den gesetzlichen Rahmen für Agri-PV bilden in Deutschland das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 (EEG), das Baugesetzbuch (BauGB) und die fachspezifischen DIN-Normen. Laut § 48 Abs. 1 Nr. 5 a) - c) EEG fällt eine Agri-PV-Anlage unter die „besonderen Solaranlagen“. Nach § 35 Abs. 1 Nr. 9 BauGB kann eine Agri-PV-Anlage auf dem Außengelände als privilegiertes Vorhaben zulässig sein, wenn folgende Voraussetzungen erfüllt sind. Die Anlage muss in einem räumlich-funktionalen Zusammenhang mit dem Betrieb stehen. Die Art eines solchen Betriebes wird in § 35 Abs. 1 Nr. 1 & 2 BauGB als landwirtschaftlich, forstwirtschaftlich oder gartenbaulich vorausgesetzt. Außerdem darf die Gesamtfläche der besonderen Solaranlage 25.000 Quadratmeter nicht überschreiten und es darf je Hofstelle oder Betriebsstandort nur eine Anlage betrieben werden.

Die kombinierte Nutzung einer Landfläche für Stromerzeugung und Landwirtschaft trägt dem Umstand Rechnung, dass es gerade in dicht besiedelten Gebieten eine immer weiter zunehmende Flächenkonkurrenz gibt. Durch die wachsende Bevölkerung gibt es einen erhöhten Bedarf an Lebensmitteln und damit einen erhöhten Bedarf an landwirtschaftlich genutzter Fläche. Um die Auswirkungen der Klimakrise zu begrenzen, muss jedoch im Rahmen der hierfür notwendigen Energiewende – weg von den fossilen, hin zu den erneuerbaren Energien – zeitgleich ein Ausbau der Photovoltaik-Kapazitäten als ein Baustein der erneuerbaren Energien erfolgen und Flächen müssen hierfür ausgewiesen werden. Eine Möglichkeit, beide Aspekte miteinander zu verbinden, ist Agri-PV (Trommsdorff et al. 2025, S. 4).

Die DIN SPEC 91492 und die DIN SPEC 91434 definieren Agri-PV als die „kombinierte Nutzung ein und derselben Landfläche für landwirtschaftliche Produktion als Hauptnutzung und für Stromproduktion mittels einer PV-Anlage als Sekundärnutzung“. Als landwirtschaftliche Flächen gelten hier Ackerland, Dauergrünland, Dauerweideland oder eine mit Dauerkulturen genutzte Fläche (DIN SPEC 91434, S. 6-7 und DIN SPEC 91492, S. 6-8).

Grundsätzlich muss bei offenen Agri-PV-Systemen zwischen bodennahen und hoch aufgeständerten Anlagen unterschieden werden. Bei einer hoch aufgeständerten Anlage liegt die Modulunterkante in mindestens 2,1 m Höhe, sodass eine Bewirtschaftung auch mit großen Landmaschinen unter und zwischen den Modulen möglich ist. Bei einer bodennahen Anlage findet die Bewirtschaftung entweder unter und zwischen den Modulen (z. B. zur Geflügel- oder Schafhaltung) oder nur zwischen den Modulreihen statt (DIN SPEC 91434, S. 10).

Es gilt der Anspruch der landwirtschaftliche Hauptnutzung. Das bedeutet, dass die Fläche, auf der die Solaranlage steht, hauptsächlich für die landwirtschaftliche Bewirtschaftung genutzt werden muss und die Stromerzeugung nur sekundär sein darf (DIN SPEC 91434, S. 6). In der DIN SPEC 91434 werden die Anforderungen an die landwirtschaftliche Hauptnutzung weiter spezifiziert. So darf der Verlust an landwirtschaftlich nutzbarer Ackerfläche durch die Aufbauten und Unterkonstruktionen der Anlage je nach Aufständerungshöhe nur 10 % (bei einer Aufständerungshöhe von unter 2,1 m) beziehungsweise 15 % (bei einer Aufständerungshöhe von über 2,1 m) der Gesamtfläche betragen. Durch den Verlust an landwirtschaftlich nutzbarer Fläche und Folgen der Agri-PV-Anlage wie verminderte Wasserverfügbarkeit oder vermehrten Schattenwurf durch die Module ist von einer Reduktion des landwirtschaftlichen Ertrages auszugehen. Der Ertrag nach Inbetriebnahme der Anlage darf jedoch

maximal um ein Drittel des Referenzertrages sinken. Der Referenzertrag ergibt sich aus dem tatsächlichen Ertrag der letzten drei Jahre bzw. drei Fruchtfolgen. Falls unter der PV-Anlage eine für den Betrieb neue Kultur angebaut wird, so ist der Referenzertrag aus einschlägiger Literatur zu ermitteln (DIN SPEC 91434, S. 16).

Darüber hinaus muss die ökologische Qualität der Bodenstruktur erhalten bleiben. Außerdem muss die Agri-PV-Anlage einschließlich ihrer Fundamente rückstandlos wieder entfernt werden können, sobald diese ihre Lebensdauer überschritten hat (DIN SPEC 91434, S. 16).

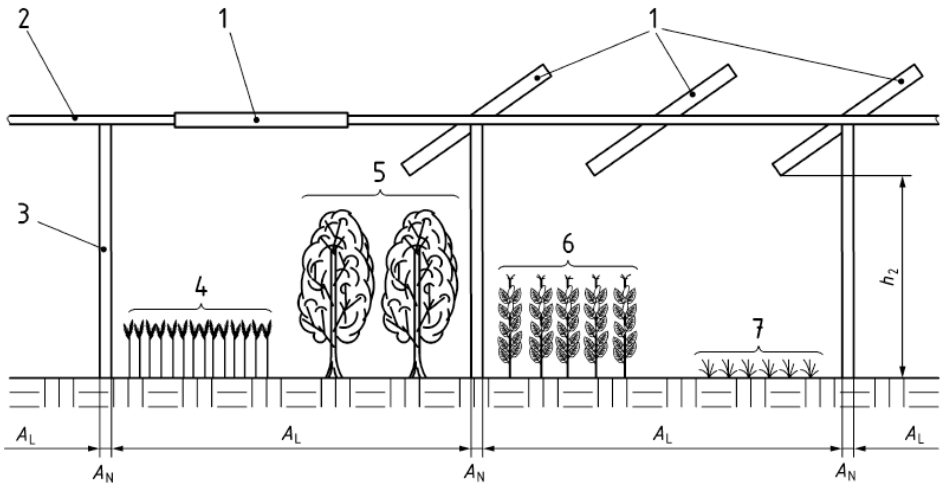
Eine Agri-PV-Anlage kann auch in Kombination mit einer Nutztierhaltung betrieben werden. Ein solcher Aufbau kann neben der Stromerzeugung verschiedene Zwecke erfüllen. Das auf der Fläche angebaute Tierfutter kann vor extremen Witterungsbedingungen geschützt werden – aber auch die Tiere können von der Anlage profitieren. Zum einen können auch sie vor extremen Witterungsbedingungen geschützt werden, zum anderen können die Modultische aber auch als Prädatoren-Schutz vor Beutegreifern aus der Luft für Geflügel oder Jungtiere dienen. Außerdem können unterhalb der Agri-PV-Anlage auch Ruhebereiche und Liegeflächen für die Tiere geschaffen werden (DIN SPEC 91492, S. 6).

Die DIN SPEC 91492 konkretisiert darüber hinaus die speziellen Vorgaben einer Agri-PV-Anlage in Kombination mit einer Nutztierhaltung. Der Flächenverlust der landwirtschaftlich nutzbaren Fläche darf durch die Installation eines Agri-PV-Systems maximal 15 % betragen. Dabei spielt die Höhe der Aufständerung hier – im Gegensatz zu den Systemen, die auf Ackerflächen installiert sind – keine Rolle. Außerdem muss auf der Gesamtprojektfläche ein Flächenbesatz von mindestens 85 % im Vergleich zum Referenzbesatz umgesetzt werden. Der Referenzwert wird entweder aus vorherigen Nutztierhaltungen des Betriebes oder aus Datenbanken ermittelt (DIN SPEC 91492, S. 3-14).

2.1.2 Kategorisierung von Agri-PV

Die DIN SPEC 91434 unterteilt Agri-PV-Anlagen grundsätzlich nach ihrer Aufständerungshöhe in zwei Kategorien. In Kategorie I fallen hoch aufgeständerte Anlagen. Sie haben eine lichte Höhe, also den vertikalen Abstand von der landwirtschaftlichen Nutzungsfläche bis zur Unterkante des niedrigsten Bauteils des Agri-PV-Systems, von mindestens 2,1 m. Kategorie II beschreibt die bodennahen Anlagen, deren lichte Höhe unter 2,1 m liegt (DIN SPEC 91434, S. 9).

Abbildung 1 zeigt schematisch den Aufbau einer Anlage der Kategorie I.



Legende

A_L	landwirtschaftlich nutzbare Fläche
A_N	landwirtschaftlich nicht nutzbare Fläche
h_2	lichte Höhe über 2,10 m
1	Beispiele zu Solarmodulen
2	Verstrebung
3	Aufständerung
4 bis 7	Beispiele landwirtschaftlicher Kulturen

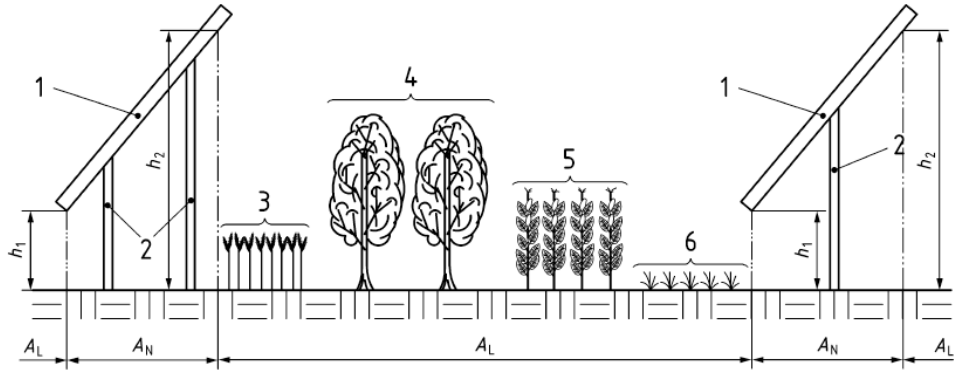
Abbildung 1: Schematische Darstellung einer Agri-PV-Anlage Kategorie I
Quelle: DIN SPEC 91434, S. 11

Anlagen der Kategorie I sind hoch aufgeständert – sie haben also eine lichte Höhe von mindestens 2,1 m. Dadurch, dass auch Landmaschinen unter den Modulen arbeiten können, kann die Bewirtschaftung hier zwischen und unter den Modulen stattfinden. Dabei können die PV-Module die landwirtschaftliche Fläche teilweise oder komplett überdachen. Die landwirtschaftlich nicht nutzbare Fläche ergibt sich nur aus den Teilflächen, auf denen eine herkömmliche Bearbeitung aufgrund der Aufständerung nicht mehr möglich ist. Die Solarmodule können in unterschiedlichen Winkeln und Positionen angebracht werden, solange die lichte Höhe von 2,1 m in keiner der möglichen Positionen der Module unterschritten wird (DIN SPEC 91434, S. 10).

Zwar führt eine Aufständerungshöhe von 2,1 m zu einer Einordnung der Anlage in die Kategorie I, für große Landmaschinen, wie z. B. einen Mähdrescher, wird jedoch eine Durchfahrtshöhe von 5 m benötigt (Schindele et al. 2020, S. 6). Durch so hohe Aufständerungen sind diese Anlagen mit höheren statischen und wirtschaftlichen Herausforderungen verbunden (Trommsdorff et al. 2025, S. 15). Die aufwendigere Unterkonstruktion zieht deutlich höhere Investitionskosten nach sich als die Unterkonstruktion einer bodennah aufgeständerten Anlage (Schindele et al. 2020, S. 11). Davon abgesehen können sowohl PV-Anlage als auch Landwirtschaft hier von möglichen Synergieeffekten profitieren (Frey et al. 2024, S. 8). Außerdem erreichen Agri-PV-Anlagen mit einer hohen Aufständerung meistens eine höhere Landnutzungseffizienz, da mehr Solarmodule aufgestellt werden können, ohne dass zu viel landwirtschaftlich nutzbare Fläche wegfällt (Trommsdorff et al. 2025, S. 10).

Die Agri-PV-Anlagen, die unter Kategorie II fallen, sind bodennah aufgeständert – sie haben also eine lichte Höhe von unter 2,1 m. Hier findet eine weitere Unterteilung in Variante 1 und Variante 2 statt (DIN SPEC 91434, S. 12).

Abbildung 2 zeigt den schematischen Aufbau einer Anlage der Kategorie II Variante 1.



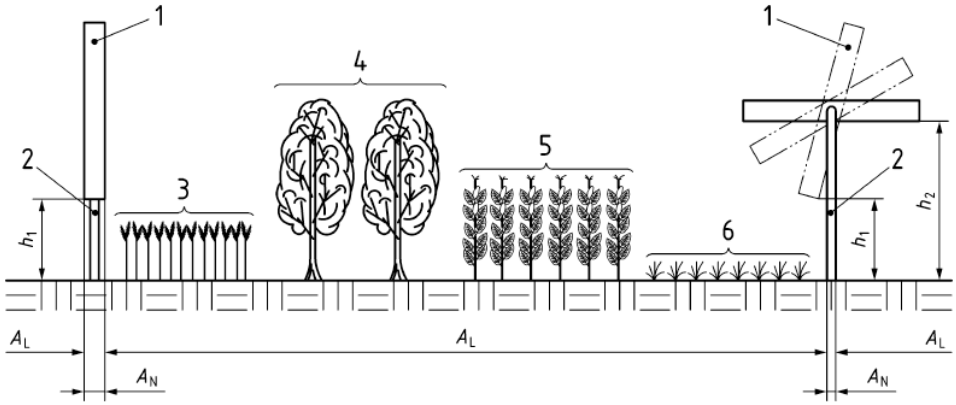
Legende

A_L	landwirtschaftlich nutzbare Fläche
A_N	landwirtschaftlich nicht nutzbare Fläche
h_1	lichte Höhe unter 2,10 m
h_2	lichte Höhe über 2,10 m
1	Beispiele zu Solarmodulen
2	Aufständerung
3 bis 6	Beispiele landwirtschaftlicher Kulturen

Abbildung 2: Schematische Darstellung einer Agri-PV-Anlage Kategorie II Variante 1
Quelle: DIN SPEC 914344, S. 13

Bei einer Agri-PV-Anlage der Kategorie II Variante 1 sind die Solarmodule in einem festen Winkel auf einem oder zwei Pfosten fest montiert. Die landwirtschaftliche Nutzung findet zwischen den Modulen und an den Stellen, an denen die lichte Höhe unterhalb der Module mindestens 2,1 m beträgt, statt. Die landwirtschaftlich nicht nutzbare Fläche ergibt sich aus der Aufständerung und den Bereichen unter den Modulen, in denen die lichte Höhe unterhalb der 2,1-m-Grenze liegt (DIN SPEC 91434, S. 12).

Abbildung 3 zeigt den schematischen Aufbau einer Agri-PV-Anlage der Kategorie II Variante 2.



Legende

A_L	landwirtschaftlich nutzbare Fläche
A_N	landwirtschaftlich nicht nutzbare Fläche
h_1	lichte Höhe unter 2,10 m
h_2	lichte Höhe über 2,10 m
1	Beispiele zu Solarmodulen
2	Aufständerung;
3 bis 6	Beispiele landwirtschaftlicher Kulturen

Abbildung 3: Schematische Darstellung einer Agri-PV-Anlage Kategorie II Variante 2
Quelle: DIN SPEC 91434, S. 13

In der Variante 2 der Kategorie II sind die Solarmodule nachführbar oder senkrecht montiert. Auch hier gilt, dass die Fläche als landwirtschaftlich nicht nutzbar gilt, wenn die lichte Höhe unter 2,1 m liegt (DIN SPEC 91434, S. 12).

Die senkrechten Agri-PV-Anlagen können sehr flexibel an die Bewirtschaftung angepasst werden. Häufig werden sie als Weidezaun eingesetzt (Gerhards et al. 2021, S. 44). Darüber hinaus sind die Anforderungen an die Aufständerung weniger komplex und die Einschränkungen für die Landmaschinen sind gering (Gerhards et al. 2021, S. 13).

Bodennahe Agri-PV-Anlagen zeichnen sich durch deutlich geringere Investitionskosten aus als hoch aufgeständerte Anlagen (Frey et al. 2024, S. 8). Sie eignen sich besonders für landwirtschaftliche Sonderkulturen, bei denen kleinere Landmaschinen zum Einsatz kommen (Schindele et al. 2020, S. 12). Außerdem beeinflussen sie das Landschaftsbild weniger stark (Frey et al. 2024, S. 8). Zusätzlich kann die Fläche unter den PV-Modulen je nach Art der Begrünung und Bewirtschaftung gegebenenfalls als ökologische Ausgleichsfläche angerechnet werden (BMWK 2024, S. 2).

2.1.3 Effekte von Agri-PV auf die Landwirtschaft

Die Kombination aus Solarstromerzeugung und Landwirtschaft bietet viele Vorteile. Die Doppelnutzung der Fläche kann zu einer höheren Landnutzungseffizienz führen als bei getrennter Nutzung von Photovoltaik und Landwirtschaft. Gemeint ist damit, dass bei getrennter Nutzung mehr Fläche für die gleiche Gesamtleistung aus Stromerzeugung und landwirtschaftlichem Ertrag benötigt würde als bei einer Agri-PV-Anlage. Zwar könnte derselbe landwirtschaftliche Ertrag ohne Überbauung unter Umständen auf einer kleineren Fläche erwirtschaftet werden. Ebenso könnten bei einer reinen PV-Freiflächenanlage die PV-Module mit einem geringeren Reihenabstand aufgestellt werden und dadurch auf einer kleineren Fläche denselben Stromertrag erzielen. Trotzdem kann die kombinierte Nutzung in Agri-PV-Systeme eine höhere Landnutzungseffizienz aufweisen, weil beide Nutzungsformen auf derselben Fläche miteinander kombiniert werden (Trommsdorff et al. 2025, S. 4-5).

Für die landwirtschaftlichen Betriebe ergibt sich aus der PV-Anlage auch ein wirtschaftlicher Vorteil. Der Betrieb kann den gewonnenen Solarstrom direkt auf dem Hof nutzen und so den Bezug von teurem Netzstrom reduzieren. Alternativ kann der Strom auch verkauft werden, wodurch sich das Einkommen diversifiziert und damit krisensicherer wird (Trommsdorff et al. 2025, S. 6).

Durch eine Agri-PV-Anlage verändert sich das Mikroklima unter der Anlage. Neben der Sonneneinstrahlung werden die Niederschlagsverteilung und die Bodentemperatur am stärksten beeinflusst (Trommsdorff et al. 2025, S. 37). Diese Effekte machen sich vor allem im Frühling und Sommer bemerkbar. Der Schatten der Solarmodule sorgt dafür, dass die Verdunstung von Wasser aus dem Boden verringert wird (Frey et al. 2024, S. 14). Während die Lufttemperatur gleich bleibt, ist die Bodentemperatur niedriger als auf der Referenzfläche (Trommsdorff et al. 2025, S. 37). Durch die höhere Bodenfeuchtigkeit wird auch der Bewässerungsbedarf reduziert. Das Fraunhofer-Institut geht von einer Reduktion des Bewässerungsbedarfes von bis zu 20 % aus (Trommsdorff et al. 2025, S. 6). Andererseits jedoch kann eine Agri-PV-Anlage die Pflanzen auch von Niederschlagswasser abschirmen. Diesem Umstand kann mit einem geeigneten Wassermanagement entgegengewirkt werden (Frey et al. 2024, S. 10).

Durch die mikroklimatischen Veränderungen sowie die verringerte Sonneneinstrahlung werden auch die landwirtschaftlichen Erträge beeinflusst (DIN SPEC 91434, S. 16). In den meisten Fällen ist eine Ertragsreduktion im Vergleich zur Referenzfläche zu erwarten. Gerade in heißen und trockenen Sommern liegen die Erträge unter eine Agri-PV-Anlage jedoch häufig über den Erträgen auf einer vergleichbaren rein landwirtschaftlich genutzten Fläche. In diesen Fällen wirken sich die Veränderungen des Mikroklimas und die Tatsache, dass die photosynthetisch aktive Sonneneinstrahlung im Vergleich zur Referenzfläche um bis zu 30 % reduziert ist (Trommsdorff et al. 2025, S. 37), positiv auf die landwirtschaftliche Produktion aus (Schindele et al. 2020, S. 12).

Gerade bei Wetterextremen profitieren die Kulturen von der Agri-PV-Anlage. Durch die Teilüberdachung durch die Module sind die Pflanzen vor Hagel- oder Regenschäden geschützt (Trommsdorff et al. 2025, S. 6). Dadurch, dass die Temperatur unter den Modulen konstanter bleibt, besteht in begrenztem Umfang auch ein Frostschutz (Frey et al. 2024, S. 14). Je nach Aufständerungsart können die Module auch einen gewissen Windschutz bieten und die Bodenerosion aufgrund starker Winde reduzieren (Trommsdorff et al. 2025, S. 40).

Die Anlage an sich erfüllt nicht nur eine Schutzfunktion, die Unterkonstruktion kann auch noch zur Anbringung von Schutznetzen und -folien genutzt werden, so dass keine separaten Pfosten oder Tragekonstruktionen erforderlich sind (Trommsdorff et al. 2025, S. 6).

Weitere Synergieeffekte ergeben sich aus der höheren Aufständerung und den größeren Reihenabständen im Vergleich zur PV-Freiflächenanlage. Dadurch entsteht eine verbesserte konvektive Kühlung und die Solarmodule können effizienter arbeiten. Auch bei bifazialen Modulen kann der Ertrag gerade auf der Rückseite höher ausfallen als bei einer herkömmlichen Freiflächenanlage. Das liegt daran, dass durch den größeren Reihenabstand mehr Licht die Rückseite der Module erreichen kann (Trommsdorff et al. 2025, S. 6).

2.1.4 Einfluss einzelner PV-Parameter auf die landwirtschaftliche Nutzung

Die Modulhöhe ist der zentrale Faktor, wenn es um die Bewirtschaftbarkeit mit großen Landmaschinen geht. Gerade Fahrzeuge wie z. B. ein Mähdrescher brauchen Durchfahrtshöhen von 5 m, damit sie unter der Anlage arbeiten können (Schindele et al. 2020, S. 6). Neben der besseren Befahrbarkeit hat eine große Modulhöhe auch eine homogenere Lichtverteilung zur Folge, wovon die Pflanzen profitieren (Trommsdorff et al. 2025, S. 53). Auch der Rückseitenertrag bei bifazialen Modulen fällt bei höherer Aufständerung größer aus (Schindele et al. 2020, S. 6). Die mikroklimatischen Veränderungen sind gerade bei niedriger Aufständerung stärker (Trommsdorff et al. 2025, S. 39).

Der größere Reihenabstand bei Agri-PV-Anlagen im Vergleich zu herkömmlichen PV-Freiflächenanlagen ergibt sich auf der einen Seite aus der besseren Befahrbarkeit mit den üblichen Landmaschinen und auf der anderen Seite aus der Tatsache, dass sowohl Lichtverfügbarkeit als auch Lichthomogenität bei größeren Reihenabständen besser sind (Frey et al. 2024, S. 9). Gerade bei hoch aufgeständerten Anlagen werden die Reihenabstände häufig vergrößert, damit den Pflanzen ausreichend Licht und Niederschlag zur Verfügung steht (Trommsdorff et al. 2025, S. 50). Größere Reihenabstände haben jedoch auch zur Folge, dass die installierbare Leistung pro Fläche sinkt. Bifaziale Module können diesen Verlust an installierbarer Leistung durch ihren Rückseitenertrag teilweise ausgleichen (Schindele et al. 2020, S. 6). Insgesamt bedeutet aber ein größerer Reihenabstand einen größeren Flächenbedarf und somit höhere Kosten im Verhältnis zum Stromertrag (Trommsdorff et al. 2025, S. 53).

Gerade bei bodennahen Agri-PV-Systemen ist die Modulneigung für die Bewirtschaftbarkeit maßgeblich entscheidend. Bei vertikaler Aufständerung wird der Großteil der Fläche für die landwirtschaftliche Nutzung erhalten (Gerhards et al. 2021, S. 9) und die Bewirtschaftung wird deutlich erleichtert. Die Schutzwirkung durch die Module für die darunter befindliche Fläche wird jedoch bei horizontalen Modulen erhöht (Frey et al. 2024, S. 9). Grundsätzlich wird über die Modulneigung mitbestimmt, wie viel Licht die Pflanzen zur Verfügung haben und wie viel der aktuellen Sonneneinstrahlung zur Stromproduktion genutzt wird (Schindele et al. 2020, S. 6). Durch nachgeführte Systeme kann das Lichtmanagement optimiert werden (Frey et al. 2024, S. 9). Allerdings sind Tracking-Systeme auch mit höheren Anschaffungs- und Wartungskosten verbunden (Trommsdorff et al. 2025, S. 55).

Neben der Modulneigung ist die Ausrichtung entscheidend für den für die Stromproduktion genutzten Anteil der Sonneneinstrahlung (Schindele et al. 2020, S. 6). Bei einer Ost-West-Ausrichtung ist die Schattenwanderung über den Tag hinweg maximal, was zu einer gleichmäßigen Verteilung der Lichtverhältnisse führt (Trommsdorff et al. 2025, S. 55). Die Ausrichtung der Anlage sollte allerdings mit der Bearbeitungsrichtung im landwirtschaftlichen Betrieb übereinstimmen, was die spätere Bewirtschaftung deutlich erleichtert (Trommsdorff et al. 2025, S. 38). In der Planungsphase muss bezüglich der Ausrichtung zwischen einer gleichmäßigen Lichtverfügbarkeit für die Pflanzen und einem möglichst großen PV-Ertrag abgewogen werden (Weselek et al. 2019, S. 7).

Grundsätzlich können alle PV-Modultypen für Agri-PV genutzt werden (Trommsdorff et al. 2025, S. 52). In der Praxis werden am häufigsten monokristalline, bifaziale und semitransparente PV-Module eingesetzt (Frey et al. 2024, S. 12). Bifaziale Module haben den Vorteil, dass sie auch über ihre Rückseite Solarstrom erzeugen können (Schindele et al. 2020, S. 6), während

semitransparente Module durch transparente Glaseinsätze in und zwischen den Modulflächen eine erhöhte Lichtdurchlässigkeit aufweisen (Frey et al. 2024, S. 12). Gerade semitransparente Module können die Pflanzen vor Umwelteinflüssen schützen, ohne die Lichtverfügbarkeit zu stark einzuschränken (Trommsdorff et al. 2025, S. 52). Als Spezialanwendung sind organische Photovoltaikfolien zu nennen, die flexibel in landwirtschaftliche Folientunnel integriert werden können (Frey et al. 2024, S. 12).

2.1.5 Zielkonflikte von Agri-PV

Ein zentraler Zielkonflikt besteht darin, dass eine höhere PV-Moduldichte den Stromertrag erhöht, aber gleichzeitig die für Pflanzen verfügbare Sonneneinstrahlung reduziert (Weselek et al. 2019, S. 2). Durch den Grundsatz, dass die landwirtschaftliche Nutzung die Hauptnutzung des Agri-PV-Systems bleibt, kann der PV-Teil nur an zweiter Stelle optimiert werden (DIN SPEC 91434, S. 7). Die Tatsache, dass die Anlage auch weiterhin die bisherige Landnutzung, den Pflanzenanbau und die Befahrbarkeit mit Landmaschinen gewährleisten muss, führt dazu, dass die technische Optimierung sehr eingeschränkt ist (Frey et al. 2024, S. 9). Die Wahl der PV-Module, Anlagenhöhe, Ausrichtung, Unterkonstruktion und Fundamente muss an die Bewirtschaftung und die Bedürfnisse der Pflanzen angepasst werden (Trommsdorff et al. 2025, S. 50).

Das hat zur Folge, dass Agri-PV-Anlagen im Vergleich zu klassischen PV-Freiflächenanlagen eine geringere installierte Leistung pro Hektar haben (Schindele et al. 2020, S. 6). Während Freiflächenanlagen je nach Typ 700 kWp bis 1100 kWp pro Hektar erreichen, liegt die installierte Leistung bei hoch aufgeständerten Agri-PV-Anlagen bei 500 kWp bis 800 kWp. Bodennahe Agri-PV-Systeme kommen sogar nur auf etwa 250 kWp bis 430 kWp installierter Leistung pro Hektar (Trommsdorff et al. 2025, S. 56).

Während der gesamten Nutzungsdauer der Agri-PV erfährt auch der landwirtschaftliche Betrieb eine Abhängigkeit von den Gegebenheiten durch die Anlage selbst. Die landwirtschaftliche Flexibilität wird durch die Festlegung auf bestimmte Maschinenbreiten, Bewirtschaftungsabläufe und Kulturen, die gut unter der Anlage wachsen können, deutlich reduziert (Frey et al. 2024, S. 15).

Grundsätzlich muss bei Agri-PV ein Kompromiss gefunden werden aus Verschattung und Lichtverfügbarkeit, der dazu führt, dass einerseits Solarstrom erzeugt wird und andererseits die landwirtschaftliche Produktion nicht wesentlich beeinträchtigt wird (Frey et al. 2024, S. 9).

2.2 Bifaziale PV-Module

2.2.1 Definition und Abgrenzung gegenüber monofazialen PV-Modulen

Bei bifazialen PV-Modulen handelt es sich um PV-Module, die sowohl auf der Vorderseite als auch auf der Rückseite Solarstrom erzeugen können (Stein et al. 2021, S. 16). Monofaziale PV-Module können ausschließlich aus der auf die Vorderseite einfallende Sonneneinstrahlung Solarstrom erzeugen und haben eine lichtundurchlässige Rückseite. Dabei wird sowohl die direkte als auch die diffuse Einstrahlung genutzt (Rodríguez-Gallegos et al. 2018, S. 415-417). Bei bifazialen Solarmodulen wird sowohl die Vorderseite mit der direkten und diffusen Sonneneinstrahlung als auch die Rückseite zur Stromerzeugung genutzt. Dabei macht, neben der direkten und diffusen Sonneneinstrahlung, die vom Boden reflektierte Strahlung den größten Anteil aus (Rodríguez-Gallegos et al. 2018, S. 416). Damit das rückseitig einfallende Licht in die Solarzelle gelangen kann, muss eine für die bifaziale Nutzung geeignete Zelltechnologie verwendet werden. Die führenden Technologien sind PERC (Passivated Emitter and Rear Cell), TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact) und HJT (Heterojunction Technology).

PERC, TOPCon und HJT basieren alle auf Silizium-Solarzellen, der Unterschied liegt jedoch in der technischen Umsetzung zur Reduzierung von Energieverlusten. Die PERC-Technologie nutzt unter anderem lokalisierte Metallkontakte und eine teilweise Passivierung auf der Rückseite der Zelle, um Energieverluste durch rückseitige Rekombination und Verluste durch infrarotes Licht zu verringern

(Stein et al. 2021, S. 17). In der TOPCon-Technologie wird dieses Prinzip durch passivierende Kontakte, die aus einer sehr dünnen Grenzflächen-Siliziumoxidschicht und einer hochdotierten Polysiliziumschicht bestehen, weiterentwickelt. Dadurch sollen Rekombinationsverluste weiter reduziert und der Wirkungsgrad gesteigert werden (Stein et al. 2021, S. 18-20). HJT kombiniert kristallines Silizium mit amorphen Siliziumschichten, was zu einer sehr guten Oberflächenpassivierung und selektiven Ladungsträgerkontakten führt. Das wiederum führt zu einer deutlichen Reduktion von Rekombinationsverlusten und einer Wirkungsgradsteigerung (Stein et al. 2021, S. 20). Insgesamt steigt von PERC über TOPCon zu HJT die technische Komplexität und der erreichbare Wirkungsgrad parallel zu den Anforderungen an die Herstellung (Stein et al. 2021, S. 18-20).

2.2.2 Rückseitenertrag, Bifazialitätsfaktor und bifazialer Mehrertrag

Als Rückseitenertrag wird der Energiebeitrag verstanden, der durch die Einstrahlung auf der Rückseite eines bifazialen PV-Moduls entsteht (Gostein et al. 2021, S. 1). Er ist stark davon abhängig, wie viel Strahlung an der Modulrückseite ankommt und wie homogen diese Strahlung über die Rückseite verteilt ist (Stein et al. 2021, S. 44).

Der Bifazialitätsfaktor wird in der Norm IEC TS 60904-1-2 (Photovoltaische Einrichtungen) als das Verhältnis der elektrischen Leistung der Modulrückseite zur Vorderseite unter denselben Standardtestbedingungen beschrieben.

$$\varphi_{\mathrm{Pmax}} = \frac{P_{\mathrm{max,Rückseite}}}{P_{\mathrm{max,Vorderseite}}}$$

Er wird häufig in Prozent angegeben. Er kann auch über das Verhältnis der Kurzschlussströme oder seltener über das Verhältnis der Leerlaufspannungen zueinander angegeben werden. Der Bifazialitätsfaktor trägt dem Umstand Rechnung, dass die Rückseite eines bifazialen PV-Moduls in der Regel nicht die gleiche Leistungsfähigkeit besitzt wie die Vorderseite. Typische Werte des leistungsbezogenen Bifazialitätsfaktors liegen je nach verwendeter Zelltechnologie zwischen 60 % und 90 %, wobei HJT die leistungsstärkste Technologie ist (Stein et al. 2021, S. 30).

Der bifaziale Mehrertrag (auch „bifacial gain“ genannt) beschreibt den zusätzlichen Leistungsgewinn eines bifazialen PV-Systems im Vergleich zu einem monofazialen System mit gleicher Ausrichtung und gleichem Design. Somit stellt der bifaziale Mehrertrag nicht eine direkte Moduleigenschaft dar, sondern hängt stark von Umweltbedingungen und der konkreten Anlagengeometrie ab. Näherungsweise kann der bifaziale Mehrertrag aus dem Verhältnis der rückseitigen Einstrahlung zur vorderseitigen Einstrahlung berechnet werden, wobei die rückseitige Einstrahlung mit dem Bifazialitätsfaktor gewichtet wird (Stein et al. 2021, S. 44).

2.2.3 Einflussfaktoren auf den Rückseitenertrag

In der Realität ist der bifaziale Mehrertrag jedoch noch weiteren Einflussfaktoren, wie z. B. Verschattung, Albedo, Modulhöhe und Neigung, unterworfen.

Die Albedo beschreibt, welcher Anteil der einfallenden Sonneneinstrahlung von einer Oberfläche reflektiert wird. Eine Albedo von 1 bedeutet, dass 100 % der auf die Oberfläche treffenden Einstrahlung reflektiert würde. Die Albedo verschiedener Untergründe unterscheidet sich stark. Gras hat einen typischen Albedo-Wert von 0,15-0,26, schwarzer Boden liegt bei 0,08-0,13 und Schnee bei 0,55-0,98. Helle Untergründen liefern also deutlich mehr reflektierte Strahlung als feuchte und damit dunklere Untergründe. Für bifaziale PV-Module spielt die Albedo eine zentrale Rolle. Die Höhe der rückseitigen Einstrahlung hängt maßgeblich von der Albedo ab und damit auch der mögliche Rückseitenertrag. Grundsätzlich steigt also mit der Albedo auch das Potenzial für Rückseitenertrag. Einen direkt proportionalen Zusammenhang gibt es allerdings nicht, da der Rückseitenertrag auch noch von anderen Parametern beeinflusst wird. (Stein et al. 2021, S. 42 und S. 56)

Das Reflexionsverhalten von Vegetation kann sehr stark variieren. Grüne Vegetation nimmt Licht im Wellenlängenbereich von 400-700 nm für die Photosynthese auf. Daher reflektiert die grüne Vegetation

deutlich weniger als nicht grüne Vegetation, was sich in einem geringeren Albedo-Wert widerspiegelt. Ein weiterer Einflussfaktor ist die Bodenfeuchte. Feuchte Böden sind dunkler und reflektieren weniger Licht als trockene Böden. Daher kann die Bodenreflexion nach Regen oder Bewässerung geringer sein als in Trockenphasen. Auch die Oberflächenstruktur verändert die Reflexionseigenschaften. Strukturierte Oberflächen beschatten sich oft selbst und reflektieren so einen geringeren Anteil der Sonneneinstrahlung als glatte Böden. (Stein et al. 2021, S. 42)

In der Agri-PV unterliegt die Albedo besonders starken Schwankungen. Das liegt vor allem an der Bewirtschaftung des Landes. Je nach Kultur, Wachstumsphase, Erntezeitpunkt, Feuchtigkeit und Bearbeitungszustand verändert sich das Reflexionsverhalten des Untergrundes und damit auch die Rückseiteneinstrahlung (Stein et al. 2021, S. 42 und Garrod und Ghosh 2023, S. 719). Auch im Jahresverlauf verändert sich die Bepflanzung einer landwirtschaftlich genutzten Fläche stark. Durch Fruchtfolgen mit Phasen von abgeerntetem Boden dazwischen variiert der Rückseitenertrag. Durch eine geeignete Wahl der Kulturen und Fruchtfolgen kann die landwirtschaftliche Nutzung der Agri-PV-Fläche auch an einen möglichst hohen Rückseitenertrag angepasst werden (Garrod und Ghosh 2023, S. 719). Insgesamt verändert die Landwirtschaft den nutzbaren Anteil des Potenzials an Rückseitenertrag (Trommsdorff et al. 2025, S. 50).

Die Anlagengeometrie hat ebenfalls einen Einfluss auf die rückseitige Einstrahlung. Eine größere Modulhöhe sorgt dafür, dass sich der Anteil des sichtbaren Bodens und damit auch der reflektierten Einstrahlung erhöht (Gostein et al. 2021, S. 3 und Garrod und Ghosh 2023, S. 719). Ein weiterer Vorteil von einer höheren Aufständerung ist die homogenere Lichtverteilung der rückseitigen Einstrahlung (Trommsdorff et al. 2025, S. 50). Inhomogenität in der Einstrahlung führt zu elektrischen Mismatch-Verlusten innerhalb der Module, weshalb eine homogene Verteilung vorteilhaft ist (Gostein et al. 2021, S. 3). Durch den Reihenabstand wird maßgeblich beeinflusst, wie viel Sonneneinstrahlung den Boden erreicht. Somit beeinflusst der Reihenabstand auch, wie viel Strahlung wieder reflektiert werden kann und an der Rückseite der Module ankommen kann, da enge Reihenabstände zu einer größeren gegenseitigen Verschattung führen (Stein et al. 2021, S. 44 und S. 55-56). Simulationen haben gezeigt, dass auch die Anzahl der Module in einer Reihe einen Einfluss hat. Bei Modulen am Rand der Reihe kann ein größerer Rückseitenertrag erzielt werden, da die Module in der Reihenmitte stärker verschattet werden. Je kürzer die Reihe an sich ist, desto weniger Verschattungsverluste gibt es durch solche Effekte – allerdings fällt natürlich der Ertrag an sich durch die geringere Anzahl an Modulen niedriger aus (Stein et al. 2021, S. 56).

Der Neigungswinkel der Module beeinflusst, wie stark die Module den Boden oder sich gegenseitig beschatten und damit auch, wie viel reflektierte Strahlung die Modulrückseite erreicht (Stein et al. 2021, S. 44 und S. 55). Ein kleiner Neigungswinkel ist tendenziell von Nachteil für die Menge der rückseitigen Einstrahlung (Garrod und Ghosh 2023, S. 714). Mit nachgeführten Systemen kann diesem Problem Rechnung getragen werden und es kann sowohl der Pflanzertrag als auch der Stromertrag innerhalb der Systemgrenzen optimiert werden. Mit der Komplexität der Anlage steigen jedoch auch der Aufwand und die Kosten (Trommsdorff et al. 2025, S. 53).

Anlagen unterschiedlicher Ausrichtung unterscheiden sich in ihrem Ertrags-Tagesprofil. Der Stand der Sonne ist entscheidend dafür, wie viel Sonneneinstrahlung auf die Module und den Boden, und damit auch auf die Modulrückseite, trifft (Stein et al. 2021, S. 55 und S. 65-66). Die verwendete Zelltechnologie der verbauten Module hat zwar keinen Einfluss auf die rückseitige Einstrahlung, allerdings beeinflusst sie maßgeblich den daraus resultierenden Rückseitenertrag. Dadurch dass die verschiedenen Zelltechnologien unterschiedlich hohe Bifazialitätsfaktoren erreichen, wird auch der Rückseitenertrag bei ansonsten gleichen Bedingungen je nach Technologie unterschiedlich hoch ausfallen. Bei einer Anlage mit PERC-Modulen, deren Bifazialitätsfaktor im Bereich von 65-75 % liegt, ist ein geringerer Rückseitenertrag zu erwarten als bei einer identischen Anlage mit TOPCon-Modulen mit 80-85 % oder HJT-Modulen mit einem Bifazialitätsfaktor von ungefähr 90 % (Stein et al. 2021, S. 139).

In der Agri-PV ist der Rückseitenertrag sehr standort- und nutzungsspezifisch, da die Albedo ständigen Veränderungen durch unter anderem Kulturpflanzen, Wachstumsphase, Bewässerung und Bodenbeschaffenheit unterworfen ist (Stein et al. 2021, S. 42 und Garrod und Ghosh 2023, S. 719). Die Wahl der Art der Agri-PV-Anlage macht ebenfalls einen großen Unterschied. Bei hoch aufgeständerten

Anlagen ist das Rückseitenertragspotenzial durch die große Modulhöhe größer als bei bodennah aufgeständerten Systemen. Der Rückseitenertrag kann also nicht isoliert betrachtet werden, da so viele Einflussfaktoren mit hineinspielen. Er muss immer im Zusammenspiel mit Standortbedingungen, landwirtschaftlicher Nutzung und Anlagengeometrie betrachtet werden.

2.3 Ost-West-Systeme bei PV-Anlagen

2.3.1 Grundprinzip von Ost-West-Anlagen

Bei Ost-West-Anlagen ist die installierte Leistung auf zwei entgegengesetzte Ausrichtungen verteilt. Die Modulflächen sind anteilig nach Osten und Westen ausgerichtet (Khatib und Deria 2022, S. 1). Im Gegensatz dazu sind klassische Anlagen meistens nach Süden hin ausgerichtet und auf eine reine Ertragsmaximierung ausgelegt. Bei Ost-West-Anlagen stehen andere Eigenschaften im Fokus (Hartner et al. 2015, S. 95).

Auf der Nordhalbkugel erzielen südausgerichtete PV-Anlagen typischerweise den höchsten Jahresertrag bezogen auf die installierte Leistung (Khatib und Deria 2022, S. 1). Für jeden Standort gibt es eine Kombination aus Neigungswinkel und Azimut, bei der der Jahresertrag maximiert wird. Wird von diesen optimalen Werten abgewichen, ist mit Ertragseinbußen zu rechnen – was bei Betrachtung des gesamten Systems aber dennoch sinnvoll sein kann (Hartner et al. 2015, S. 95). Gerade in Bezug auf den Flächenbedarf, die Unterkonstruktion, die Netzintegration, den Eigenverbrauch und eine mögliche landwirtschaftliche Mitnutzung können Ost-West-Anlagen vorteilhaft sein (Khatib und Deria 2022, S. 1 und S. 14).

2.3.2 Bauliche Merkmale von Ost-West-Systemen

Bei Ost-West-Anlagen werden die Modulreihen typischerweise in gegenläufiger Ausrichtung angeordnet, sodass ost- und westorientierte Modulreihen alternieren. Daraus ergeben sich andere Verschattungsverhältnisse als bei klassischen südausgerichteten Anlagen. Ost-West-Systeme können häufig kompakter geplant werden als Südanlagen, da bei diesen größere Reihenabstände erforderlich sind, um eine gegenseitige Verschattung der hintereinanderliegenden Modulreihen zu begrenzen. Durch den alternierenden Aufbau liegen jeweils gleich ausgerichtete Modulflächen nicht direkt hintereinander, sondern werden durch eine in die entgegengesetzte Richtung zeigende Modulreihe voneinander getrennt. Dadurch vergrößert sich der Abstand zwischen gleich ausgerichteten Modulen, die sich potenziell gegenseitig beschatten könnten, während der tatsächliche Reihenabstand innerhalb des Systems kleiner ausfallen kann (Khatib und Deria 2022, S. 5).

In der Praxis werden Ost-West-Systeme häufig mit kleinen Neigungswinkeln im Bereich von etwa 10-15° ausgeführt. Durch einen kleineren Neigungswinkel kann der Effekt der geringeren Verschattung auf den Reihenabstand noch verstärkt werden. Je kleiner der Neigungswinkel der Module ist, desto kleiner ist auch deren Schattenwurf. Das hat zur Folge, dass die Modulreihen dichter gestellt werden können. So wird der Flächenbedarf der Anlage insgesamt reduziert bzw. die Flächeneffizienz erhöht. Das bedeutet, dass die installierte Leistung pro Fläche bei Ost-West-Anlagen höher ausfallen kann als bei Südanlagen.

Ein weiterer Vorteil des kleineren Neigungswinkels sind reduzierte Anforderungen an die Unterkonstruktion. Flachere PV-Systeme haben weniger Angriffsflächen für Wind und können daher mit weniger aufwendigen und damit auch günstigeren Unterkonstruktionen realisiert werden (Khatib und Deria 2022, S. 4-5). Der optimale Neigungswinkel fällt unterschiedlich aus, je nach dem, auf welchen Parameter er bezogen wird. Der Neigungswinkel, der für ein System als Ganzes optimal ist, ergibt sich aus der Abwägung der optimalen Werte für die einzelnen Systemparameter. Hier spielen der Modulwirkungsgrad, die Verschattung, die Flächenausnutzung und die Systemkosten eine entscheidende Rolle.

Auch bei Ost-West-Anlagen würde der Ertrag pro Modul mit einem größeren Neigungswinkel zwar steigen – das hätte jedoch auch zur Folge, dass die Reihenabstände wegen der gegenseitigen

Verschattung größer werden müssten, wodurch wiederum weniger Module auf die Fläche passen würde (Stein et al. 2021, S. 61-62). Gerade die kompakte Bauform ist ein zentraler Vorteil von Ost-West-Anlagen. Khatib und Deria (2022, S. 14) beschreiben in ihrer Fallstudie, dass bei Ost-West-Anlagen gegenüber Südanlagen mit einer Flächenersparnis von etwa 10 % zu rechnen ist.

2.3.3 Tagesverlauf der Stromerzeugung

Im Vergleich zu südausgerichteten Anlagen ist die Stromproduktion bei Ost-West-Anlagen im Tagesverlauf verschoben. Östlich orientierte Module erzeugen auf der Nordhalbkugel am Vormittag am meisten Strom, während westlich orientierte Module am Nachmittag bis in den Abend ein Produktionsmaximum aufweisen (Hartner et al. 2015, S. 95). Somit ist die Stromerzeugung über den Tag hinweg breiter verteilt als bei Südanlagen, bei denen eine Mittagsspitze typisch ist. Die flachere Leistungskurve von Ost-West-Anlagen führt dazu, dass auch die Einspeisung ins Netz geglättet ist (Khatib und Deria 2022, S. 2-4). Das kann sich vorteilhaft auf die Anforderungen an den Netzanschluss auswirken. Bei geringeren Leistungsspitzen, die ins Netz eingespeist werden, kann auch die erforderliche Netzanschluss- beziehungsweise Umspannwerksleistung reduziert werden (Khatib und Deria 2022, S. 14).

Neben der gleichmäßigeren Einspeisung kann die zeitliche Verlagerung der Stromproduktion trotz eines meist geringeren Jahresertrages im Vergleich zu Südanlagen auch wirtschaftliche Vorteile haben (Khatib und Deria 2022, S. 3-4). Mit zunehmendem Anteil des Solarstroms im Strommix können die Börsenstrompreise während der Einspeisungsspitzen am Mittag sinken. Da Ost-West-Anlagen einen größeren Teil ihrer Energie am Vormittag und Nachmittag erzeugen, kann der Strom zu Zeiten eingespeist werden, in denen die Marktpreise höher sind. Ob das tatsächlich zu einem höheren wirtschaftlichen Gewinn führt, hängt jedoch von den stündlichen Strompreisen und den jeweiligen Marktbedingungen ab (Baricchio et al. 2024, S. 8).

In der Agri-PV können Ost-West-Systeme interessant sein, weil die Stromerzeugung breiter verteilt ist und gleichzeitig eine hohe installierte Leistung pro Fläche möglich ist (Khatib und Deria 2022, S. 3-5). Bedingt durch den Anspruch der landwirtschaftlichen Hauptnutzung und die damit verbundene Tatsache, dass nur 10 % beziehungsweise 15 % der Fläche durch das PV-System verdeckt sein dürfen, kann die höhere Flächenausnutzung von Ost-West-Anlagen besonders vorteilhaft sein. Je nach Art des landwirtschaftlichen Betriebes kann durch die breitere Stromverteilung im Tagesverlauf der Eigenverbrauch des Solarstroms optimiert werden. In Betrieben, die morgens und nachmittags/abends einen erhöhten Strombedarf, zum Beispiel durch das Melken von Kühen, haben, passt das Verbrauchsprofil gut zum Produktionsprofil einer Ost-West-Anlage (Upton et al. 2024, S. 7).

2.3.4 Einstrahlungsverhältnisse bei Ost-West-Systemen

Ein zentraler Faktor in Agri-PV-Systemen sind die Lichtverhältnisse sowohl auf der landwirtschaftlich genutzten Fläche als auch auf den Solarmodulen. Die am Boden verfügbare Globalstrahlung setzt sich aus direkter und diffuser Strahlung zusammen. Die direkte Strahlung erreicht nur unverschattete Bodenbereiche, während diffuse Strahlung auch in teilweise verschattete Bereiche gelangen kann (Imran und Riaz 2021, S. 3-4). Durch die installierten PV-Module wird die Bodenbestrahlung auf zwei Arten reduziert. Einerseits wird durch den Schattenwurf ein Teil der direkten Strahlung blockiert. Andererseits schränken die Module auch den sichtbaren Himmelsausschnitt ein, sodass weniger diffuse Strahlung am Boden ankommt (Riaz et al. 2022, S. 3). So sinkt die am Boden verfügbare Strahlung mit zunehmender Anlagendichte.

Abbildung 4 stellt schematisch die Einstrahlungsverhältnisse bei Ost-West-Systemen dar.

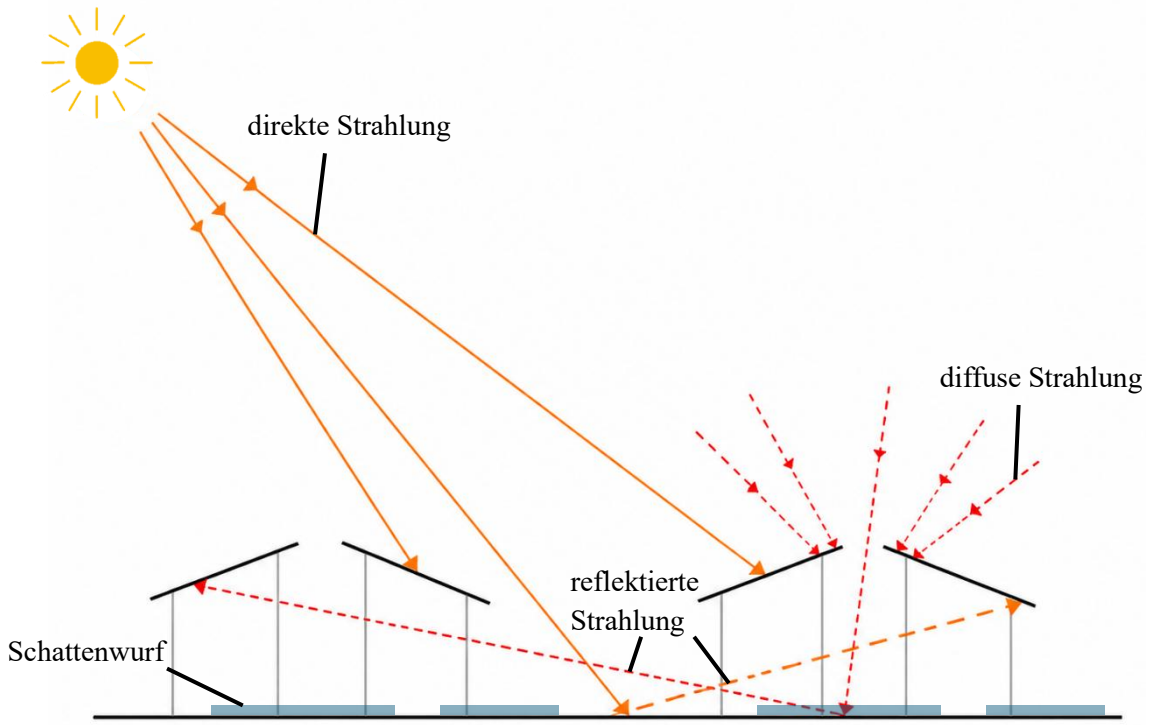


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Sonneneinstrahlung bei Ost-West-Systemen anhand eines exemplarischen Sonnenstandes
Quelle: eigene Darstellung, Visualisierung mithilfe von KI

Morgens trifft die direkte Sonneneinstrahlung vor allem auf die nach Osten orientierten Modulflächen. Die westorientierten Modulflächen sind der Sonne abgewandt und erhalten deutlich weniger direkte Strahlung. Am Nachmittag kehrt sich dieses Verhältnis um. Das führt zu dem für Ost-West-Anlagen typischen Tagesprofil in der Stromproduktion. Am Vormittag und Nachmittag gibt es jeweils einen Peak in der Stromproduktion, während diese in der Mittagszeit etwas zurückgeht. Da die direkte Einstrahlung die Modulflächen in der Mittagszeit aber dennoch erreicht, geht die Stromproduktion hier nicht ganz zurück.

Die diffuse Strahlung kommt aus allen Himmelsrichtungen und kann daher auch die der Sonne abgewandten Modulflächen treffen. So erzeugen die PV-Module auch dann noch Strom, wenn sie keine direkte Strahlung erreicht.

Sowohl die direkte als auch die diffuse Strahlung werden vom Boden diffus reflektiert. Ein Teil dieser reflektierten Strahlung trifft auf die Modulrückseiten. In einem bifazialen PV-System kann hierdurch ein zusätzlicher Ertrag erzeugt werden.

Durch die alternierende Ausrichtung der Modulreihen kommt es nicht zu einer gegenseitigen Verschattung der Module selbst. Im Tagesverlauf wandert der Schattenwurf. Am Morgen liegen die Schatten westlich der Module, mit höher werdendem Sonnenstand werden die Schatten kürzer. Im weiteren Tagesverlauf wandern die Schatten in Richtung Osten. In der Agri-PV ist dieser Umstand von Vorteil, weil er bedeutet, dass einzelne Bodenbereiche nicht dauerhaft gleich stark verschattet sind. Direkte Einstrahlung und Schattenphasen wechseln sich im Tagesverlauf ab.

Für die Pflanzen, die unter einer Agri-PV-Anlage wachsen, ist nicht nur die verfügbare Strahlung generell relevant, sondern die photosynthetisch aktive Strahlung (PAR). Unter diesem Begriff wird Strahlung in einem Wellenlängenbereich von 400 nm bis 700 nm verstanden, die von den Pflanzen für die Photosynthese und Biomasseproduktion genutzt werden kann (Stein et al. 2021, S. 42). Da die am Boden verfügbare PAR mit zunehmender Anlagendichte abnimmt, ist die in klassischen

Freiflächenanlagen übliche Verdichtung von Ost-West-Systemen nur eingeschränkt auf Agri-PV übertragbar. Obwohl Ost-West-Anlagen grundsätzlich dichter gebaut werden können als südausgerichtete Anlagen, muss der Reihenabstand in der Agri-PV so gewählt werden, dass die landwirtschaftliche Hauptnutzung weiterhin gewährleistet ist. Ost-West-Agri-PV-Anlagen können daher nicht so kompakt gebaut werden wie reine Freiflächenanlagen (Riaz et al. 2022, S. 4-5).

2.4 Ertragssimulation von PV-Anlagen

2.4.1 Grundprinzip der Ertragssimulation

Reale PV-Systeme können mithilfe von Modellen vereinfacht nachgebildet werden, um damit ihr Verhalten besser vorhersagen zu können. Unter Anwendung dieser Modelle kann durch Ertragssimulationen die elektrische Leistung bzw. der Energieertrag einer PV-Anlage unter unterschiedlichen Umwelt-, Standort- und Anlagenbedingungen abgeschätzt werden. Gerade für die Planung und Bewertung von PV-Anlagen sind Ertragssimulationen relevant. Ein Großteil der Investitionen erfolgt bereits, bevor die PV-Anlage gebaut wird und Strom erzeugt. Die Wirtschaftlichkeit eines Projekts hängt also maßgeblich von der Genauigkeit des prognostizierten Energieertrags ab. Gerade bei langfristigen Ertragsberechnungen führen Unsicherheiten zu einem erhöhten Investitions- und Finanzierungsrisiko. Diese können durch eine möglichst nachvollziehbare und zuverlässige Modellierung verringert bzw. besser eingeordnet werden. Darüber hinaus können Ertragssimulationen dazu genutzt werden, verschiedene Anlagenkonfigurationen miteinander zu vergleichen (Stein und Farnung 2017, S. 11-15).

2.4.2 Simulationssoftware PVsyst

PVsyst ist eine Software zur Auslegung, Simulation und Analyse photovoltaischer Systeme (PVsyst o.J.a). Sie wird durch das Schweizer Unternehmen PVsyst SA vertrieben und kontinuierlich weiterentwickelt (PVsyst o.J.b). Neben netzgekoppelten PV-Anlagen können unter anderem Inselanlagen, Pumpsysteme und Systeme mit Nachführung oder bifazialen PV-Modulen abgebildet werden. Die Software wird insbesondere für die Abschätzung des langfristigen Energieertrags sowie für die Analyse der innerhalb einer PV-Anlage auftretenden Verluste genutzt (PVsyst o.J.a).

2.4.2.1 Berechnungskette der Ertragssimulation in PVsyst

Die Ertragssimulation in PVsyst erfolgt als zeitlich aufgelöste Berechnungskette. Zunächst werden die meteorologischen Daten des jeweiligen Standorts als Eingangsgröße benötigt. Hierzu zählen vor allem die Global- und Diffusstrahlung auf der horizontalen Ebene sowie die Umgebungstemperatur (PVsyst o.J.c). Wenn in den verwendeten Daten weitere Größen, wie etwa die Windgeschwindigkeit, vorgegeben werden, können diese in der Berechnung ebenfalls berücksichtigt werden (PVsyst o.J.d). Des Weiteren müssen die Ausrichtung und Neigung der Module, die geometrische Anordnung der Anlage, die verwendeten PV-Module und Wechselrichter sowie verschiedene Verlustparameter definiert werden (PVsyst o.J.e, PVsyst o.J.i, PVsyst o.J.j). Die Simulation wird in der Regel mit stündlichen meteorologischen Daten durchgeführt (PVsyst o.J.f). Für jeden Zeitschritt wird dann aus den jeweiligen Einstrahlungs- und Temperaturbedingungen die auf die Modulebene auftreffende Strahlung und anschließend die daraus resultieren elektrische Leistung berechnet (PVsyst o.J.a).

Die vorliegenden meteorologischen Strahlungsdaten beziehen sich in der Regel auf die horizontale Ebene (PVsyst o.J.c). Da Module jedoch meist geneigt oder vertikal sind, muss die horizontale Einstrahlung auf die Modulebene umgerechnet werden. Dieser Rechenschritt wird Transposition genannt. PVsyst bietet für die Transposition das Hay-Davies-Modell und das Perez-Modell an. Während das Hay-Davies-Modell ein vergleichsweise einfaches Rechenmodell ist, beschreibt das Perez-Modell die Verteilung der diffusen Himmelsstrahlung differenzierter. Damit geht auch eine erhöhte Anforderung an die Qualität der Eingangsdaten einher (PVsyst o.J.g).

Die Globalstrahlung in der Modulebene setzt sich zusammen aus der direkten Einstrahlung, der diffusen Einstrahlung sowie der bodenreflektierten Einstrahlung (PVsyst o.J.c). Die direkte Strahlung trifft die Module aus Richtung der Sonne, während die diffuse Strahlung aus verschiedenen Bereichen der Himmelshalbkugel kommt (PVsyst o.J.g). Die bodenreflektierte Einstrahlung ist abhängig von der Globalstrahlung, von der Anlagengeometrie sowie vom Reflexionsvermögen des Untergrunds. Das Maß für das Reflexionsvermögen des Untergrunds ist die Albedo (PVsyst o.J.h). PVsyst bestimmt die Globalstrahlung in der Modulebene aus den einzelnen Strahlungskomponenten (PVsyst o.J.c).

Anschließend werden die optischen Verluste berücksichtigt (PVsyst o.J.i). Zu optischen Verlusten kommt es aufgrund von Verschattungseffekten durch den Horizont, die benachbarten Modulreihen und weitere Objekte (PVsyst o.J.j). Außerdem treten Verluste durch die Reflexion der einfallenden Strahlung an der Moduloberfläche auf (PVsyst o.J.k). Zusätzlich können Verluste durch Verschmutzung der Module oder Schnee auftreten (PVsyst o.J.i). Die Reflexionsverluste werden in PVsyst über den Incidence Angle Modifier abgebildet, der dem Umstand Rechnung trägt, dass die Reflexionsverluste mit größer werdendem Einfallswinkel der Strahlung zunehmen (PVsyst o.J.k). Das Ergebnis der Berechnungen ist die wirksame Einstrahlung auf der Moduloberfläche nach Abzug der Verluste (PVsyst o.J.l).

Die Umwandlung der Einstrahlung in elektrische Leistung erfolgt in PVsyst über das Ein-Dioden-Modell (PVsyst o.J.m). Hierbei wird die Strom-Spannungs-Kennlinie unter Berücksichtigung der jeweiligen Einstrahlungs- und Temperaturbedingungen nachgebildet (PVsyst o.J.c). Die Werte für den Kurzschlussstrom, die Leerlaufspannung, den Strom im Punkt maximaler Leistung (MPP – Maximum Power Point) sowie die Spannung im MPP des verwendeten PV-Moduls werden aus dem Moduldatenblatt übernommen (PVsyst o.J.n). Weitere Modellparameter, die benötigt werden, sind der Serienwiderstand und der Parallelwiderstand (PVsyst o.J.o). Eine wichtige Eingangsgröße ist die Modultemperatur (PVsyst o.J.d). Sie nimmt insbesondere Einfluss auf die Modulspannung und ebenfalls auf den Modulwirkungsgrad (PVsyst o.J.p). In PVsyst wird die Modultemperatur aus der Umgebungstemperatur, den Einstrahlungsverhältnissen und dem thermischen Verhalten der Modulmontage berechnet (PVsyst o.J.d).

Die Gleichstromleistung des PV-Generators wird aus der wirksamen Einstrahlung und der Modultemperatur ermittelt (PVsyst o.J.c). Auf der Gleichstromseite treten noch weitere Verluste auf. Hierzu zählen Verluste aufgrund von Abweichungen zwischen der Nennleistung und der tatsächlichen Modulleistung, Mismatchverluste zwischen Modulen und Strings, also eine Reihenschaltung von mehreren Modulen, ohmsche Leitungsverluste und Verluste durch Teilverschattung (PVsyst o.J.i). Bei der Umwandlung in Wechselstrom kommt es zu Wechselrichterverlusten (PVsyst o.J.q). Auch auf der Wechselstromseite können ggf. weitere Verluste, wie Transformatorverluste, Eigenverbrauchsverluste, Abregelungsverluste und Verfügbarkeitsverluste, abgezogen werden (PVsyst o.J.i). PVsyst liefert als Simulationsergebnis unter anderem die erzeugte Wechselstrom-Energie, den spezifischen Ertrag sowie die Performance Ratio (PVsyst o.J.r). Die Abfolge der Berechnung lässt sich vereinfacht als Umwandlung der horizontalen Einstrahlung in die wirksame Einstrahlung auf der Modulebene und anschließend in die elektrische Gleich- beziehungsweise Wechselstromenergie beschreiben (PVsyst o.J.c).

2.4.2.2 Modellierung bifazialer PV-Systeme

Bei bifazialen PV-Systemen wird neben der Einstrahlung auf die Vorderseite auch die Einstrahlung auf die Rückseite der Module berücksichtigt (PVsyst o.J.s). Mögliche Bestandteile der Rückseiteneinstrahlung sind die direkte Sonnenstrahlung, die diffuse Himmelsstrahlung und die vom Boden reflektierte Strahlung. In der Regel macht die reflektierte Strahlung bei fest aufgeständerten Systemen einen wesentlichen Anteil der Rückseiteneinstrahlung aus. Wie hoch die reflektierte Strahlung ausfällt, hängt maßgeblich von der Albedo sowie von der Anlagengeometrie ab (PVsyst o.J.t).

Die Rückseiteneinstrahlung wird in PVsyst über ein zweidimensionales View-Factor-Modell modelliert. Dabei wird die Anlage in einem Querschnitt senkrecht zu den Modulreihen betrachtet. In dem Modell wird die Annahme getroffen, dass die Geometrie der Anlage entlang der Längsachse der Reihen gleichbleibt und dass die Reihen in dieser Richtung unbegrenzt ausgedehnt sind. Diese

Modellvorstellung wird in PVsyst „unlimited sheds“ genannt (PVsyst o.J.u). Bei nachgeführten Anlagen arbeitet das entsprechende Modell mit unbegrenzt langen Trackern (PVsyst o.J.v). Für die Verschattungsberechnung arbeitet PVsyst mit einer dreidimensionalen Anlagenszene, für die bifaziale Berechnung wird jedoch ein angenähertes zweidimensionales Teilsystem generiert, das die wesentlichen geometrischen Eigenschaften der realen Anlage abbilden soll (PVsyst o.J.w).

Das zweidimensionale Modell für die bifazialen Berechnungen ist insbesondere für große Anlagen mit regelmäßig aufgebauten Modulfeldern geeignet. Die Berechnung geht davon aus, dass ein repräsentativer Ausschnitt innerhalb vieler gleichartig angeordneter Modulreihen betrachtet wird. Das führt dazu, dass Randeffekte an den Enden der Modultische vernachlässigt werden. Ebenso werden die Effekte vernachlässigt, die durch abweichende Strahlungsverhältnisse an der ersten sowie der letzten Modulreihe entstehen (PVsyst o.J.w). Die Güte des Modells hängt also auch von den Gegebenheiten der Anlage ab, die nachgebildet werden soll (PVsyst o.J.w). Gerade bei Anlagen mit nur wenigen Modulreihen oder einer stark variierenden Anlagengeometrie nimmt die Modellgüte ab (PVsyst o.J.w).

2.4.2.3 View-Factor-Modell

Ein View Factor (auch Sichtfaktor oder Formfaktor) beschreibt den Anteil der von einer Fläche ausgehenden Strahlung, der eine andere Fläche erreicht. Im bifazialen Modell von PVsyst wird der View Factor genutzt, um zu bestimmen, welcher Anteil der bodenreflektierten Strahlung die Modulrückseite trifft. Der View Factor ergibt sich aus der geometrischen Beziehung zwischen Boden und Modulrückseite. Mögliche Einflussfaktoren sind die Modulhöhe, der Neigungswinkel, die Tischbreite, der Abstand zwischen den Modulreihen sowie die Position des betrachteten Bodenbereiches (PVsyst o.J.t).

Um die bodenreflektierte Rückseiteneinstrahlung zu berechnen, sind mehrere Schritte notwendig. Zunächst wird die auf den Boden zwischen den Modulreihen treffende Einstrahlung bestimmt. Im nächsten Schritt wird bestimmt, welcher Strahlungsanteil vom Boden reflektiert wird und anschließend wird mithilfe des View Factors der auf die Modulrückseite treffende Anteil davon bestimmt (PVsyst o.J.t).

Im ersten Schritt wird der Boden zwischen zwei Modulreihen in einzelne Berechnungspunkte bzw. Bodenabschnitte unterteilt. Durch die zeitweise Verschattung durch die Modulreihen ergeben sich entlang des Bodens unterschiedliche Einstrahlungsbedingungen. Daher muss die Berechnung, ob direkte Sonnenstrahlung auftrifft und welcher Anteil der Himmelshalbkugel sichtbar ist, für jeden Bodenpunkt separat erfolgen (PVsyst o.J.t).

Die direkte Einstrahlung auf den Boden ist sowohl vom Sonnenstand als auch vom Schattenwurf der Modulreihen abhängig. In jedem Simulationsschritt wird jeder Bodenpunkt entweder von der direkten Einstrahlung getroffen oder durch eine Modulreihe verschattet. Da sich die Verschattungssituation durch die Veränderung des Sonnenstandes im Tagesverlauf ändert, wird die direkte Sonnenstrahlung für jeden Zeitschritt unter Berücksichtigung der Anlagengeometrie und des Sonnenstandes neu berechnet (PVsyst o.J.t).

Zusätzlich zur direkten Strahlung trifft auch die diffuse Himmelsstrahlung auf den Boden. Im Berechnungsmodell von PVsyst wird von einer isotropen Verteilung der Strahlung ausgegangen. Das bedeutet, dass unterstellt wird, dass die Strahlungsintensität auf der gesamten Himmelshalbkugel gleich ist. Daher wird für jeden Bodenpunkt der durch Modulreihen verdeckte Anteil und der sichtbare Anteil der Himmelshalbkugel berechnet. Je nach Position des Bodenpunktes verändern sich die Anteile. Unterhalb oder unmittelbar neben einem Modultisch ist der sichtbare Himmelsausschnitt kleiner, während er im offenen Bereich zwischen den Modulreihen größer ist. Durch den isotropen Ansatz lässt sich die diffuse Himmelsstrahlung direkt mit dem sichtbaren Himmelsanteil verknüpfen. Darüber kann die diffuse Einstrahlung auf den jeweiligen Bodenpunkt ermittelt werden (PVsyst o.J.t).

PVsyst ermöglicht darüber hinaus noch die Berücksichtigung des Transmissionsanteils der Strahlung. Mit Transmissionsstrahlung ist der Anteil der Strahlung gemeint, der durch die Zwischenräume zwischen den Modulen und durch die Zwischenräume zwischen den Zellen auf den Boden gelangt.

Somit setzt sich die Gesamtstrahlung, die auf einem Bodenpunkt auftrifft, aus der direkten Strahlung, der diffusen Strahlung und transmittierter Strahlung zusammen (PVsyst o.J.w).

Die auf den Boden fallende Strahlung wird entsprechend der Albedo des Untergrunds reflektiert. Die Albedo beschreibt das Verhältnis zwischen reflektierter und einfallender Strahlung. Dementsprechend führt eine höhere Albedo zu einem größeren reflektierten Anteil und damit grundsätzlich zu einer höheren Rückseiteneinstrahlung (PVsyst o.J.h). In PVsyst wird die Annahme einer diffusen Bodenreflexion getroffen. Das bedeutet, dass sich gemäß dieses Reflexionsmodells die reflektierte Strahlung gleichmäßig über eine gedachte oberhalb des Bodens liegende Halbkugel verteilt (PVsyst o.J.t).

Für jeden Bodenpunkt wird der Anteil der reflektierten Strahlung, der auf die Modulrückseite trifft, ermittelt. Diese geometrische Größe wird in PVsyst als „Reemission Form Factor“ bezeichnet. Der Reemission Form Factor ist ausschließlich von geometrischen Faktoren abhängig. Dazu zählen die geometrische Beziehung zwischen dem betrachteten Bodenpunkt und der Modulrückseite, der sichtbare Anteil der Modulrückseite und der Winkel zwischen Boden und Modulfläche (PVsyst o.J.t).

Ein Bodenpunkt trägt dann besonders zur Rückseiteneinstrahlung bei, wenn dort die Einstrahlung hoch ist, der Untergrund eine hohe Albedo hat und es zwischen Bodenpunkt und Modulrückseite großen geometrischen Sichtkontakt (View Factor) gibt. Eine hoher Einstrahlungswert allein führt nicht zu einem großen Beitrag zum Rückseitenertrag, wenn eine eingeschränkte Sichtbarkeit des Bodenbereichs von der Modulrückseite zu einem kleinen View Factor führt. Andersherum ist auch ein hoher View Factor allein nicht ausreichend, wenn die Strahlungsintensität auf dem Bodenpunkt gering ist oder nur wenig Strahlung reflektiert wird. Generell kommt es bei der rückseitigen Einstrahlung zu einem Zusammenspiel der drei Einflussgrößen Einstrahlung, Albedo und View Factor (PVsyst o.J.t).

Die einzelnen Beiträge aller Bodenpunkte werden anschließend über die gesamte Bodenfläche zusammengeführt. Daraus ergibt sich die gesamte vom Boden auf die Modulrückseite reflektierte Strahlungsleistung. Um daraus im nächsten Schritt eine auf die Modulfläche bezogene Einstrahlung in Watt pro Quadratmeter Modulfläche zu erhalten, wird das Verhältnis zwischen der betrachteten Bodenfläche und der zugehörigen Kollektorfläche berücksichtigt. Bei PV-Anlagen mit einer regelmäßigen Geometrie entspricht dieses Verhältnis zwischen zugeordneter Bodenfläche und Kollektorfläche dem Kehrwert der Ground Coverage Ratio (PVsyst o.J.t). Die Ground Coverage Ratio beschreibt die Belegungsdichte der Anlage (PVsyst o.J.u). Bei einer geringen Ground Coverage Ratio kommt also eine vergleichsweise große Bodenfläche auf die zugehörige Modulfläche. Eine geringe Ground Coverage Ratio führt nicht automatisch zu einer erhöhten Rückseiteneinstrahlung, da sich gleichzeitig auch die Bodenverschattung und die geometrischen Sichtbeziehungen verändern. Da jedoch mehr bestrahlte und sichtbare Bodenfläche pro Modulfläche zur Verfügung steht, kann die Rückseiteneinstrahlung begünstigt werden (PVsyst o.J.t).

Zusätzlich zur bodenreflektierten Strahlung kann diffuse Strahlung auch direkt auf die Modulrückseite treffen. Die Berechnung hiervon erfolgt in PVsyst analog zur Berechnung der diffusen Einstrahlung auf den Boden über den View Factor. Es wird bestimmt, welcher Anteil der Himmelshalbkugel von verschiedenen Positionen auf der Modulrückseite sichtbar ist. Nicht sichtbare Anteile können durch benachbarte Modulreihen verdeckt sein. Somit hängt der direkt sichtbare Himmelsanteil von der Modulhöhe, dem Neigungswinkel, der Tischbreite und dem Reihenabstand ab (PVsyst o.J.t).

Bei bestimmten Sonnenständen, gerade in den frühen Morgenstunden und späten Abendstunden, kann auch direkte Sonnenstrahlung direkt auf die Modulrückseite treffen. Dieser Effekt ist stark abhängig von der Modulneigung. Die direkte Strahlung, die diffuse Himmelsstrahlung und die bodenreflektierte Strahlung werden schließlich zusammengeführt zur gesamten Rückseiteneinstrahlung (PVsyst o.J.t).

Dadurch, dass die Modulrückseite durch Bestandteile der Unterkonstruktion verschattet werden kann, können Verluste auftreten. Die Strukturverschattung wird nur vereinfacht berücksichtigt, da die geometrischen Gegebenheiten in dem zweidimensionalen Modell nicht vollständig abgebildet werden können. In PVsyst ist es möglich, die Rückseiteneinstrahlung über einen allgemein gesetzten Strukturverschattungsfaktor zu reduzieren (PVsyst o.J.t). Auch der Verschattungseffekt von weiteren Objekten der 3D-Verschattungsszene werden für die Berechnung der Rückseiteneinstrahlung nicht automatisch berücksichtigt (PVsyst o.J.w).

Zur weiteren Verrechnung wird die ermittelte Rückseiteneinstrahlung mit dem Bifazialitätsfaktor des verwendeten Moduls gewichtet und zur ermittelten Vorderseitenstrahlung hinzuaddiert. Als Summe aus der gewichteten Rückseiteneinstrahlung und der Vorderseiteneinstrahlung ergibt sich die äquivalente Gesamteinstrahlung. Das Ein-Dioden-Modell wird auf die äquivalente Gesamteinstrahlung angewandt. Es findet also keine separate elektrische Berechnung von Vorder- und Rückseite statt (PVsyst o.J.t).

Auf der Modulrückseite ist die Einstrahlung häufig räumlich ungleichmäßiger verteilt als auf der Vorderseite. Gerade bei den oberen und unteren Modulbereichen unterscheiden sich die Sichtanteile des reflektierenden Bodens und des Himmels. Dadurch ergeben sich unterschiedliche Ströme innerhalb der Zellen und Module, was wiederum zu elektrischen Mismatchverlusten führt. Im View-Factor-Modell wird die elektrische Zellverschaltung auf der Rückseite nicht vollständig abgebildet, weshalb dieser Effekt vereinfacht über einen pauschal gesetzten zusätzlichen rückseitigen Mismatchverlust abgebildet werden kann (PVsyst o.J.t).

Mit dem View-Factor-Modell ist eine vergleichsweise schnelle Berechnung der Rückseiteneinstrahlung möglich, die insbesondere bei regelmäßig aufgebauten bifazialen Anlagen angewandt werden kann (PVsyst o.J.u). Die Berechnungskette besteht im Wesentlichen aus der Bestimmung der Einstrahlung auf den Boden, der Reflexion entsprechend der Albedo mit anschließender geometrischer Übertragung auf die Modulrückseite mithilfe des View Factors und der abschließenden Gewichtung des Rückseitenbeitrags mit dem Bifazialitätsfaktor. Damit werden die wichtigsten Zusammenhänge zwischen Anlagengeometrie, Bodenreflexion und bifazialem Energieertrag abgebildet (PVsyst o.J.t).

Gleichzeitig werden innerhalb des Verfahrens auch vereinfachende Annahmen gemacht (PVsyst o.J.w). Dazu gehören insbesondere die zweidimensionale Darstellung der Anlage, die Vernachlässigung von Randeffekten, die Annahme regelmäßig wiederkehrender Modulreihen, die isotrope Behandlung der diffusen Himmelsstrahlung und die diffuse Reflexion des Bodens (PVsyst o.J.t). Darüber hinaus wird die Albedo im Modell üblicherweise als räumlich einheitlicher Wert angegeben. Dadurch werden Bodenunterschiede durch Unterschiede im Bewuchs und feuchte oder trockene Bodenbereiche nur eingeschränkt abgebildet (PVsyst o.J.h).

Gerade im Kontext von Agri-PV-Anlagen sind diese Einschränkungen relevant. Der Untergrund unterhalb einer Agri-PV-Anlage ist geprägt durch sowohl räumlich als auch jahreszeitlich veränderliche Vegetation, Bodenbedeckung und damit auch Reflexionseigenschaften. Auch Anlagen mit komplexen Unterkonstruktionen, einer unregelmäßigen Reihenanordnung und Anlagen mit wenigen Modulreihen können in dem vereinfachten Modell nur begrenzt dargestellt werden (PVsyst o.J.w). Für große und regelmäßig aufgebaute Anlagen stellt das Modell allerdings einen guten Kompromiss zwischen physikalischer Beschreibung und Rechenaufwand dar. Im Gegensatz zu dem dreidimensionalen Raytracing-Verfahren erfolgt hier keine Verfolgung vieler einzelner Strahlenwegen (PVsyst o.J.u). Stattdessen werden die Strahlungsübertragungen zwischen Boden, Himmel und Modulflächen über geometrisch bestimmte Sichtfaktoren beschrieben (PVsyst o.J.t).

2.4.3 Simulationssoftware bifacial_radiance

Die Simulationssoftware bifacial_radiance ist eine Python-basierte Open-Source-Software zur Modellierung bifazialer PV-Systeme. Die Software wurde am National Renewable Energy Laboratory (heutiger Name: National Laboratory of the Rockies) entwickelt und dient dazu, mithilfe der Raytracing-Software RADIANCE Einstrahlungsverhältnisse und Leistungsbedingungen bifazialer PV-Anlagen zu untersuchen. Bifacial_radiance ist keine klassische kommerzielle Simulationssoftware mit grafischer Benutzeroberfläche, sondern ein Python-Paket zur automatisierten Erstellung und Auswertung von Simulationsszenen. Dabei verfügt die Software über Funktionen zur Definition von unter anderem PV-Systemlayouts, Modulflächen, reflektierenden Bodenflächen, Verschattungsobjekten und Sensorpunkten (Pelaez und Deline 2020, S. 1).

Der Schwerpunkt von bifacial_radiance liegt auf der detaillierten Berechnung der Einstrahlung sowohl auf der Vorder- als auch auf der Rückseite bifazialer Module. Die Software ist insbesondere geeignet für Fragestellungen zu der räumlichen Verteilung der Einstrahlung, zu Ursachen des bifazialen Mehrertrags und zu detaillierten Einstrahlungsverhältnissen im Jahresverlauf (bifacial_radiance o.J.a).

bifacial_radiance ist eng verknüpft mit RADIANCE. RADIANCE ist ein physikalisch basiertes Lichtsimulationssystem, das ursprünglich für Tageslichtsimulationen und Beleuchtungssimulationen entwickelt wurde. Mithilfe eines rückwärtsgerichteten Raytracing-Verfahrens ist RADIANCE in der Lage, verschiedene optische Effekte, wie diffuse, gerichtete diffuse oder spiegelnde Reflexion sowie Transmission in komplexen dreidimensionalen Geometrien abzubilden (Ward 1994, S. 459). bifacial_radiance stellt hier die PV-spezifische Schnittstelle zu RADIANCE dar. PV-spezifische Eingaben, wie die Modulgeometrie, das Anlagenlayout, die Albedo oder Wetterdaten, werden durch die Software in eine von RADIANCE verwendbare Szenenbeschreibung umgewandelt. Anschließend werden die berechneten Einstrahlungswerte für die weiterführende Analyse bifazialer PV-Systeme aufbereitet (Pelaez und Deline 2020, S. 1).

2.4.3.1 Berechnungskette der Ertragssimulation in bifacial_radiance

Die Ertragssimulation in bifacial_radiance erfolgt über eine mehrstufige Berechnungskette. Im ersten Schritt werden Wetter- und Standortdaten benötigt. Für die Berechnung der Einstrahlungsverhältnisse in bifacial_radiance sind insbesondere die meteorologischen Größen der direkten Normalstrahlung, der diffusen Horizontalstrahlung und der Globalstrahlung auf der Horizontalen relevant. Weitere Größen wie die Umgebungstemperatur und die Windgeschwindigkeit können ebenfalls berücksichtigt werden (bifacial_radiance o.J.b).

Auf Grundlage der Wetterdaten wird der Sonnenstand berechnet und eine Himmelsbeschreibung erzeugt. In bifacial_radiance können einzelne Zeitpunkte oder längere Zeiträume dargestellt werden. Für die Berechnung einzelner Zeitpunkte kann eine zeitpunktbezogene Himmelsbeschreibung verwendet werden. Für die Betrachtung längerer Zeiträume kann hingegen ein kumulativer Himmel genutzt werden. In der Dokumentation wird dafür die Funktion gencumsky beschrieben. Hierfür wird die Himmelshalbkugel in 145 Bereiche unterteilt, für die die stündlichen Strahlungswerte über den betrachteten Zeitraum summiert werden. Das Ergebnis ist eine Himmelsbeschreibung mit einer Verteilung der Strahlung über verschiedene Bereiche der Himmelshalbkugel im Gegensatz zu einer reinen Betrachtung eines einzelnen Globalwerts (bifacial_radiance o.J.b).

Neben dem Himmel wird auch der Boden als Bestandteil der Szene definiert. Ein wichtiger Parameter des definierten Bodens ist das Reflexionsverhalten. Dieses wird über die Albedo abgebildet. Die Albedo ist gerade für bifaziale PV-Systeme von hoher Relevanz. Zu Beginn der Simulation, noch vor dem Aufbau der vollständigen Szene, muss daher die Albedo festgelegt werden. Im einfachen Simulationsverlauf werden die Berechnungen mit einem einheitlichen Albedowert für den gesamten Boden durchgeführt. Da bifacial_radiance jedoch auf RADIANCE aufbaut, ist es möglich, komplexe Szenen aufzubauen. So können verschiedene Bodenbereiche mit unterschiedlichen Reflexionseigenschaften definiert und simuliert werden. Räumlich veränderliche Albedobedingungen können aufgrund von Vegetation, Wegen oder anderen reflektierenden Materialien vorliegen (bifacial_radiance o.J.b).

Der nächste Schritt ist die Definition des PV-Moduls. Neben den Modulabmessungen werden weitere geometrische Eigenschaften beschrieben, wie die Anordnung der Module zueinander und die Abstände zwischen den einzelnen Modulen. Darüber hinaus werden noch Angaben zur Modulneigung, Orientierung und der Position der Module im Raum gemacht. Aus den bisher definierten Modul- und Anlagenparametern wird anschließend eine Szene erzeugt. Diese Szene beinhaltet Angaben über die Anzahl der Modulreihen, die Anzahl der Module pro Reihe, den Azimut, den Neigungswinkel, den Reihenabstand sowie die lichte Höhe zwischen Boden und Modulunterkante. Damit liegt der Schwerpunkt von bifacial_radiance auf der geometrisch-optischen Modellierung einer PV-Anlage sowie der Bestimmung von Einstrahlungswerten auf Vorder- und Rückseite der Module unter Anwendung von Raytracing-Berechnungen (bifacial_radiance o.J.b).

Durch nachgelagerte Leistungsberechnung über die Funktion calculatePerformance ist die Software jedoch nicht vollständig auf die optische Betrachtung beschränkt. Durch einen Zugriff auf die Datenbank der California Energy Commission (CEC) können elektrische Modulparameter von gängigen PV-Modulen abgerufen werden. Durch die Eingangsgrößen der CEC-Datenbank, der berechneten mittleren Vorderseitenbestrahlungsstärke, der berechneten mittleren Rückseitenbestrahlungsstärke sowie dem

Bifazialitätsfaktor des verwendeten Moduls kann eine begrenzte elektrische Berechnung des angelegten PV-Systems erfolgen. Der Schwerpunkt der Software liegt jedoch weiterhin auf der räumlich aufgelösten Berechnung der Bestrahlungsstärke. So erfolgt eine elektrische Systemsimulation nicht im gleichen Umfang wie in PVsyst (bifacial_radiance o.J.c).

Die zuvor definierten Bestandteile von Boden, Himmel und PV-Szene werden in eine gemeinsame RADIANCE-Szene überführt. Das geschieht über die Erstellung einer sogenannten Oct-Datei. Diese beinhaltet sämtliche Informationen über die dreidimensionale Geometrie der Anlage, die Materialeigenschaften der genutzten Flächen sowie die Himmelsbeschreibung. Erst mit der erstellten Oct-Datei liegt ein vollständiges Simulationsmodell vor, in dem die Strahlungswege zwischen Himmel, Boden, Modulen und allen weiteren Objekten der Szene berechnet werden können (bifacial_radiance o.J.b).

Die Auswertung der Berechnungen erfolgt über definierte Sensorpunkte auf den Modulflächen. Diese können sowohl an der Modulvorderseite als auch -rückseite platziert werden. Mithilfe der Funktion analysis lassen sich die von den Sensoren gemessenen Bestrahlungsstärken berechnen. Dafür müssen die exakten Positionen jedes Sensorpunkts auf den Modulflächen definiert werden. Die Sensoren können in einer Linie oder rasterartig angeordnet sein. Es ist auch möglich, die Sensoren frei zu platzieren (bifacial_radiance o.J.b).

Als Ergebnis der Berechnungen von bifacial_radiance sind somit nicht nur gemittelte Bestrahlungsstärken möglich, sondern auch die Werte entlang der einzelnen Sensorpunkte. So kann auch untersucht werden, wie gleichmäßig die Einstrahlungsverteilung über die Modulfläche ist. Nachgelagert können in bifacial_radiance sowohl elektrische als auch statistische Auswertungen der erzeugten Werte durchgeführt werden (bifacial_radiance o.J.b).

2.4.3.2 Raytracing-Modell

Das zentrale Berechnungsprinzip von bifacial_radiance ist das Raytracing. In mehreren Punkten unterscheidet es sich grundlegend von View-Factor-Modellen. View-Factor-Modelle werden darüber kategorisiert, dass sie die Strahlungsübertragung über geometrische Sichtfaktoren bestimmen. Dabei wird die Streuung der reflektierten Strahlung als isotrop angenommen und die Einstrahlung über eine Integration berechnet. Im Gegensatz dazu werden in Raytracing-Modellen dreidimensionale Szenen erstellt, innerhalb derer eine rechnerische Verfolgung von Strahlungswegen und der Ausbreitung der Strahlung stattfindet. Somit können die konkreten Vorteile von Raytracing als die detaillierte Berücksichtigung komplexer Geometrien, Verschattungseffekten und Reflexionen benannt werden (Peláez et al. 2019, S. 4-5).

Eine solche dreidimensionale Szene besteht aus dem Himmel, dem Boden, den PV-Module und gegebenenfalls weiteren Objekten. Darunter fallen Dinge, wie Unterkonstruktionen, Gebäude, Zäune oder Vegetation. Jedem Objekt der Szene werden eine geometrische Lage und optische Eigenschaften zugeordnet. Durch die geometrische Lage wird sowohl die Position als auch die Orientierung einer Fläche im Raum definiert. Durch die optischen Eigenschaften kann festgelegt werden, wie eine vorhandene Fläche mit auftreffender Strahlung interagiert. Während in den View-Factor-Modellen von einer idealisierten Fläche ausgegangen wird, können in Raytracing-Modellen mögliche Strahlungswege innerhalb einer konkreten dreidimensionalen Szene untersucht werden, wobei auch die Wechselwirkungen zwischen Szenenbestandteilen Berücksichtigung finden.

Im Raytracing besteht keine reine Sichtbeziehung zwischen Boden und Modulrückseite. Stattdessen wird jeder Auswertungspunkt auf der Modulfläche untersucht. Dabei wird geprüft, aus welcher Richtung ein Strahlungsweg die Modulfläche erreichen kann. RADIANCE nutzt dafür ein rückwärtsgerichtetes Raytracing. Das bedeutet, dass keine Aussendung von Strahlen von Sonne oder Himmel in alle Richtungen erfolgt. Stattdessen werden die Strahlen vom Sensorpunkt in die Szene zurückverfolgt. Für jeden Sensorpunkt wird also geprüft, welche Strahlungswege in der definierten Szene überhaupt möglich sind (Ward 1994, S. 459).

Durch das rückwärtsgerichtete Raytracing wird ein entscheidender Vorteil erzielt – nur die relevanten Strahlenwege werden betrachtet und müssen berechnet werden. Beim vorwärtsgerichteten Raytracing

werden Strahlen von Sonne und Himmel in alle Richtungen ausgesandt. Davon trifft allerdings nur ein kleiner Teil auf die untersuchten Sensorpunkte. Um diesen enormen Rechenaufwand zu verkleinern, wird die Fragestellung in RADIANCE also umgekehrt. Somit lassen sich für einen konkreten Punkt auf dem Modul feststellen, aus welchen Richtungen und über welche Reflexionswege die Strahlen diesen Punkt erreichen können (Ward 1994, S. 459).

Dazu werden je Sensorpunkt mehrere mögliche Strahlenrichtungen betrachtet. Ein von einem Sensorpunkt ausgehender Strahl kann auf die Himmelshalbkugel, den Boden, ein benachbartes Modul oder ein anderes Objekt treffen. Trifft der Strahl auf die Himmelshalbkugel, wird für den Sensorpunkt in Abhängigkeit des momentanen Sonnenstandes die direkte oder diffuse Himmelsstrahlung des betrachteten Zeitpunkts berücksichtigt. Trifft der Strahl auf den Boden oder eine andere Fläche, wird das Reflexionsverhalten der Fläche relevant. In den Simulationseinstellungen kann definiert werden, wie viele Reflexionen für einen einzelnen Strahl berechnet werden. So können auch Verschattungseffekte direkt in der dreidimensionalen Szene berücksichtigt werden, wenn ein Strahlenweg durch ein Objekt blockiert wird (Ward 1994, S. 459 und Peláez und Deline 2020, S. 1-3).

Die Rückseiteneinstrahlung ergibt sich daher aus mehreren Anteilen. Die Strahlung kann von der diffusen Himmelsstrahlung kommen, je nach Sonnenstand und Orientierung der Modulrückseite ist auch eine direkte Einstrahlung mögliche. Den größten Anteil macht meistens die bodenreflektierte Strahlung aus. Diese ist von mehreren Faktoren abhängig. Dazu zählen die Albedo, die Bestrahlung des jeweiligen Bodenbereichs, die Verschattung des Bodenbereichs durch Module oder andere Objekte, der geometrische Sichtkontakt zwischen Bodenbereich und Modulrückseite sowie die Unterbrechung des Strahlungswegs durch weitere Objekte (Marion et al. 2017, S. 3-4).

Im Raytracing ergibt sich der Zusammenhang zwischen Boden und Modulrückseite somit indirekt aus den möglichen Strahlungswegen durch die dreidimensionale Szene. Ein Bodenbereich trägt dann besonders zu der auf der Rückseite gemessenen Bestrahlungsstärke bei, wenn dort viel Strahlung auftrifft, der Bodenbereich über eine hohe Albedo verfügt und es mögliche Strahlungswege zur Modulrückseite gibt. Auch ein hell erleuchteter Boden mit guten Reflexionseigenschaften hat nur einen kleinen oder gar keinen Beitrag zur Rückseiteneinstrahlung, wenn er aus Sicht der Modulrückseite verdeckt ist und die Strahlen so blockiert werden (Peláez et al. 2019, S. 4-5).

In RADIANCE werden Reflexionen nicht automatisch als diffus angenommen. Die Software ist dazu in der Lage, verschiedene Reflexionsarten abzubilden. Innerhalb von komplexen Geometrien können diffuse Reflexionen, gerichtete diffuse Reflexionen, spiegelnde Reflexionen und Transmissionen berücksichtigt werden. Damit verfügt dieses Raytracing-Modell über eine hohe Flexibilität der Eingangsparameter, indem es unterschiedliche optische Oberflächeneigenschaften berücksichtigt und somit nicht ideal diffus reflektierende Oberflächen besser abbildet (Ward 1994, S. 459).

Auch Mehrfachreflexionen können abgebildet werden. Ein Strahlungsweg muss nicht nach einer einzigen Reflexion enden. Trifft ein Strahl im rückwärtsgerichteten Raytracing beispielsweise vom Sensor auf den Boden, kann er von dort in Richtung Himmel oder eines anderen Objekts reflektiert werden. So können auch indirekte Beleuchtungsanteile mit eingerechnet werden, was insbesondere bei bifazialen PV-Systemen von übergeordneter Rolle ist, da die Modulrückseite in besonderem Maße von reflektierter Strahlung abhängt (Ward 1994, S. 459).

Die Vorderseite eines PV-Moduls ist häufig durch direkte und diffuse Strahlung geprägt, während die Rückseite vorrangig durch indirekte Einstrahlung wie reflektierte Strahlung aus der Umgebung oder bodenreflektierte Strahlung geprägt ist. Daher ist die auf der Rückseite messbare Bestrahlungsstärke maßgeblich von geometrischen Parametern wie der lichten Höhe, dem Reihenabstand oder dem Neigungswinkel und der damit zusammenhängenden gegenseitigen Verschattung abhängig (Marion et al. 2017, S. 3-4). Der untere Bereich eines geneigten Moduls sieht beispielsweise andere Bodenbereiche als der obere Bereich. Somit gibt es in einem Modul unterschiedliche Sichtbeziehungen zu der Umgebung. Auch die Verschattungssituation kann innerhalb eines Moduls unterschiedlich sein. So kann etwa der untere Modulbereich durch Unterkonstruktionen oder benachbarte Modulreihen verschattet sein, während der obere Bereich unverschattet ist. Das hat eine räumlich inhomogene Verteilung der Strahlung zur Folge. Diese Inhomogenität ist meistens auf der Rückseite stärker ausgeprägt als auf der Vorderseite (Peláez et al. 2019, S. 1-2).

In bifacial_radiance kann diese Ungleichmäßigkeit der Strahlung abgebildet werden. Dadurch, dass nicht nur ein Gesamtwert für die Modulrückseite ermittelt wird, sondern einzelne, frei platzierbare Sensorpunkte ausgewertet werden, können lokale Einstrahlungsunterschiede sichtbar gemacht werden. In der Software wird diese Auswertung über die Funktionen frontscan und backscan aufgerufen und kann Aufschlüsse über stärker und schwächer bestrahlte Modulbereiche liefern (bifacial_radiance o.J.b).

Diese räumliche Auflösung ist nicht nur für die optische Betrachtung eines PV-Systems relevant. Auch die elektrische Bewertung kann von einer hohen räumlichen Auflösung profitieren. Bei bifazialen Modulen werden durch die Rückseiteneinstrahlung zusätzliche Ladungsträger erzeugt, die zu einem zusätzlichen Strombeitrag führen. Bei einer ungleichmäßigen Rückseiteneinstrahlung treten in einzelnen Zellbereichen unterschiedliche Stromstärken auf, was zu elektrischen Mismatchverlusten führen kann. In solchen Fällen kann es hilfreich sein, die simulierten Einstrahlungsergebnisse mit weiteren Leistungsberechnungen zu verknüpfen. Die Funktion calculatePerformance ermöglicht es, über Eingangsgrößen wie die Vorderseiten-, Rückseiteneinstrahlung sowie den Bifazialitätsfaktor effektive Einstrahlungsparameter zu liefern. Auch eine Berücksichtigung von elektrischen Mismatchverlusten wird so möglich (bifacial_radiance o.J.b).

Die Berechnung der effektiven Einstrahlung erfolgt hier ähnlich wie bei anderen bifazialen Ertragsmodellen. Über den Bifazialitätsfaktor des verwendeten Moduls wird die gemessene Rückseiteneinstrahlung gewichtet und mit der Vorderseiteneinstrahlung zur effektiven Gesamteinstrahlung zusammengeführt. Diese effektive Gesamteinstrahlung kann dann für elektrische Leistungsabschätzungen herangezogen werden (bifacial_radiance o.J.b).

Raytracing-Modelle sind besonders dann von Vorteil, wenn komplexe reale Anlagengeometrien vorliegen, die durch vereinfachte zweidimensionale Modelle nur unzureichende beschrieben werden könnten. Eine häufige Annahme in View-Factor-Modellen sind unendlich wiederkehrende, identisch aufgebaute Reihen. Das führt dazu, dass Randeffekte und unregelmäßige Geometrien nur sehr eingeschränkt berücksichtigt werden. In bifacial_radiance hingegen können endliche Modulreihen mit unterschiedlichen Modulpositionen sowie einer komplexen Unterkonstruktion und möglicherweise anderen Verschattungsobjekten in einer dreidimensionalen Szene simuliert werden. Dadurch können auch Randeffekte endlicher Anlagen sowie Verschattungseffekte berücksichtigt werden (Peláez und Deline 2020, S. 3).

Raytracing-Modelle sind jedoch nicht automatisch genauer als View-Factor-Modelle. Die Qualität des Ergebnisses ist maßgeblich abhängig von der Qualität der Eingangsgrößen. Der Detailgrad der Modellierung und die Realitätsnähe der Szene spielen eine große Rolle in der Genauigkeit der Simulation. Werden in bifacial_radiance vereinfachende Annahmen getroffen, liefert die Software auch ein vereinfachtes Ergebnis. Verschattungsobjekte müssen gezielt und so detailgetreu wie möglich in die Szene aufgenommen werden, damit das Ergebnis einen echten Mehrwert hat. Auch die optischen Eigenschaften, die dem Boden und den Objekten zugewiesen werden, machen einen Unterschied. Raytracing biete also die Möglichkeit für realitätsnähere Szenenmodellierungen und differenzierte Verschattungsanalyse, setzt dafür aber auch eine detaillierte Modellierung der Eingangsgrößen sowie eine realistische Beschreibung der Szenenbestandteile voraus.

Der höhere Detailgrad der Simulationen führt auch zu einem erhöhten Rechenaufwand. Im Vergleich zu View-Factor-Modellen, die vergleichsweise schnell Ergebnisse liefern können, können komplexe Raytracing-Jahressimulationen in Stundenschritten mehrere Stunden bis Tage dauern. Die Ursache hierfür ist die detaillierte Verfolgung der Strahlungswege innerhalb der dreidimensionalen Szene. Um das PV-System so abzubilden, sind viele Berechnungsschritte notwendig. Um den Rechenaufwand zu verkleinern, können Kompromisse beim Detailgrad der Szene oder der Anzahl der simulierten Zeitpunkte geschlossen werden, was wiederum zu einer geringeren Aussagekraft der Ergebnisse führt (Peláez et al. 2019, S. 27-28). Es ist also sinnvoll, einen geeigneten Mittelwerg zwischen Genauigkeit und Rechenaufwand zu finden.

3 Methodisches Vorgehen

3.1 Untersuchungskonzept

3.1.1 Zielsetzung und übergeordnetes methodisches Vorgehen

Im Mittelpunkt der Untersuchungen dieser Arbeit stand die Berechnung der auf die Modulrückseite bifazialer PV-Module auftreffenden Bestrahlungsstärke. Für den bifazialen Mehrertrag ist die rückseitige Einstrahlung eine zentrale Eingangsgröße. Gerade bei komplexen Anlagengeometrien ist die Simulation dieser mit vielen Unsicherheiten behaftet, da sie von der Bodenreflexion, der Montagehöhe, der Reihenanordnung und der damit verbundenen gegenseitigen Verschattung sowie dem jeweiligen Sonnenstand des betrachteten Zeitpunkts abhängig ist.

Es wurde eine hochaufgeständerte Agri-PV-Anlage mit einer dachförmigen Ost-West-Anordnung untersucht. Für eine solche Anlagenkonfiguration kann in PVsyst nur eine vereinfachte Berechnung durchgeführt werden. Das geschieht unter Anwendung eines zweidimensionalen bifazialen Modells, in dem die tatsächlichen Anlagenbedingungen an regelmäßig angeordnete, als unbegrenzt angenommene Modulreihen angenähert werden. Das führt zu einer eingeschränkten Abbildung der tatsächlichen dreidimensionalen geometrischen Wechselwirkungen zwischen den Modultischen selbst sowie zwischen weiteren Verschattungsobjekten und den Modultischen. Gerade die gegenseitige Abschirmung der beiden geneigten Tischseiten und die damit verbundene räumlich ungleichmäßig verteilte Bestrahlung auf den Modulrückseiten ist ein häufig auftretender Faktor bei Ost-West-Anlagen.

Um diese Effekte detailliert zu untersuchen, wurden ergänzende Untersuchungen mit der Software bifacial_radiance durchgeführt. Diese basiert auf dem rückwärtsgerichteten Raytracing-Verfahren der Software RADIANCE und ist in der Lage, die dreidimensionale geometrische Konstruktion der PV-Anlage abzubilden. Die tatsächliche Lage und Ausrichtung einzelner Flächen können bei der Simulation der Ausbreitung direkter, diffuser und bodenreflektierter Strahlung berücksichtigt werden. Auch die gegenseitige Verschattung der einzelnen Objekte kann in die Berechnungen mit einbezogen werden. Die Bestrahlungsstärke wird an definierten Sensorpunkten auf den Moduloberflächen bestimmt. So lassen sich komplexe geometrische Wechselwirkungen erfassen und im Vergleich zu vereinfachten zweidimensionalen Reihenmodellen detaillierter abbilden.

bifacial_radiance wurde hier als detailliertes Referenzmodell eingesetzt, wobei der Fokus auf der rückseitigen Bestrahlungsstärke lag. bifacial_radiance liefert keine messtechnisch validierten Realwerte. Aufgrund der dreidimensionalen Abbildung der Anlagengeometrie wurde jedoch davon ausgegangen, dass insbesondere die gegenseitige Verschattung der Ost- und Westseiten differenzierter berücksichtigt werden kann als im vereinfachten Berechnungsmodell von PVsyst.

Für den Programmvergleich wurde dieselbe Referenzanlage in beiden Simulationsprogrammen modelliert. Dabei wurden die wesentlichen Anlagenparameter so einheitlich wie möglich festgelegt. Es wurden der identische Standort, einheitliche Wetterdaten, identische Modulabmessungen, die gleiche Modulneigung und Ausrichtung, eine einheitliche Montagehöhe, der gleiche Reihenabstand sowie eine identische Bodenalbedo definiert. So konnten parameterbedingte Ergebnisunterschiede minimiert werden, wodurch die unterschiedlichen Berechnungsansätze beider Programme in den Fokus der Untersuchungen rücken konnten.

Zunächst wurden die berechneten Bestrahlungsstärken für die Vorder- und Rückseiten der PV-Module der beiden Programme PVsyst und bifacial_radiance gegenübergestellt, wobei der Schwerpunkt auf der Modulrückseite lag. Der Vorderseitenvergleich diente der Kontrolle, dass beide Programme mit denselben meteorologischen und geometrischen Randbedingungen arbeiten. Eine gute Übereinstimmung der Vorderseitenwerte war Voraussetzung dafür, dass die rückseitigen Abweichungen den unterschiedlichen bifazialen Modellierungsansätzen zugeordnet werden konnten.

Anschließend sollte PVsyst auf Grundlage des Programmvergleichs so parametriert werden, dass sich die errechneten Werte für die rückseitige Bestrahlungsstärke möglichst weit an die Referenzwerte aus bifacial_radiance annäherten. Grundvoraussetzung hierbei war, dass die übrigen Simulationsergebnisse möglichst unverändert blieben. Das Ziel war nicht, das bifaziale PVsyst-Berechnungsmodell komplett

zu verändern, sondern innerhalb der vorhandenen Einstellmöglichkeiten eine praktikable Korrektur für die untersuchte Ost-West-Anlagengeometrie zu entwickeln.

Durch diese Anpassung soll die rückseitige Bestrahlungsberechnung in PVsyst verbessert werden. Da die rückseitige Bestrahlungsstärke einen unmittelbaren Einfluss auf den bifazialen Mehrertrag hat, sollen damit auch realitätsnähere Ertragsprognosen für vergleichbare Agri-PV-Anlagen mit einer Ost-West-Ausrichtung ermöglicht werden. Diese Arbeit zielte damit auf eine methodische Verbesserung der in PVsyst erstellten Ertragsgutachten ab.

3.1.2 Parametrierung über die Bodenalbedo

Für die Parametrierung des PVsyst-Modells wurde die Bodenalbedo als Anpassungsparameter gewählt. Dadurch, dass die Albedo einen direkten Einfluss auf die bodenreflektierte Einstrahlung hat, hat sie auch für die rückseitige Bestrahlungsstärke eine besondere Bedeutung.

Als Anpassungsparameter bietet die Albedo einen großen Vorteil – durch sie ist eine flexible Anpassung der Rückseiteneinstrahlung in beide Richtungen möglich. Im Ausgangsmodell in PVsyst liegt der Albedowert über null. Wird in der Anpassung nun eine reduzierte Albedo verwendet, verringert sich auch die Bestrahlungsstärke. Ein erhöhter Albedowert führt dementsprechende zu einer höheren berechneten rückseitigen Bestrahlungsstärke. So können die Werte an die positiven und negativen Abweichungen gegenüber bifacial_radiance angepasst werden.

Ein weiterer Vorteil ist die zeitliche Auflösung der Albedo in PVsyst. Es ist möglich einen konstanten Albedowert für das gesamte Jahr zu verwenden. Es lassen sich aber auch unterschiedliche monatliche Werte definieren. Wenn zeitlich noch höher aufgelöste Eingaben erforderlich sind, können diese über eine externe Datei eingelesen werden. Somit ist grundsätzlich sowohl eine jahreszeitlich als auch stundenweise angepasste Korrektur möglich.

Außerdem führt eine Veränderung der Albedo nicht zu einer Veränderung von Anlagengeometrie oder elektrischen Systemparametern. Es findet auch kein Eingriff in die Berechnung der direkten Einstrahlung statt. Dadurch, dass der Einfluss auf den bodenreflektierten Strahlungsanteil wirkt, kann so eine gezielte Anpassung der rückseitigen Bestrahlungsstärke erfolgen. Allerdings wirkt sich die Albedo nicht nur auf die Modulrückseite aus. Auch auf den bodenreflektierten Anteil der Vorderseiteneinstrahlung kann sie einen Einfluss haben. Daher wurde im Rahmen der Untersuchungen überprüft, ob eine Verbesserung der Rückseitenwerte erreicht werden konnte, ohne dass sich weitere zentrale Ergebnisgrößen in relevantem Maße veränderten.

Für die Ableitung geeigneter Albedowerte soll untersucht werden, ob die systematischen Abweichungen zwischen PVsyst und bifacial_radiance vom Sonnenstand abhängig sind. Dazu werden sowohl die Sonnenhöhe als auch der Sonnenazimut untersucht. Die beiden Größen bestimmen, aus welcher Richtung die direkte Strahlung einfällt und in welchem Winkel sie auf die Ost- und Westseiten der Anlage trifft. Das wiederum beeinflusst die Länge und Richtung der geworfenen Schatten sowie die gegenseitige Abschirmung der Tischseiten.

Anhand der Simulationsergebnisse soll überprüft werden, ob ein reproduzierbarer Zusammenhang zwischen dem Sonnenstand und den erforderlichen Albedoanpassungen besteht. Auf Basis dessen soll eine mathematische Beziehung bzw. eine Korrekturfunktion entwickelt werden. Anhand weiterer Auswertungsergebnisse soll die konkrete Methodik für die Festlegung der mathematischen Beziehung im weiteren Verlauf der Arbeit festgelegt werden.

3.1.3 Standort und gemeinsame Wettergrundlage

Als Standort der Agri-PV-Anlage wurde in beiden Programmen der in PVsyst hinterlegte Standort Hamburg-Stadt/Krusenbusch mit den Koordinaten 53,55°N und 9,97° E gewählt. Der Standort liegt 22 m über dem Meeresspiegel und in der Zeitzone UTC+1.

Sowohl die Standortdefinition als auch der zugrundeliegende meteorologische Datensatz wurde für beide Simulationsprogramme aus PVsyst übernommen. Da die Untersuchungen keinen

standortspezifischen Ertragsnachweis zum Ziel hatten, war die Repräsentativität der meteorologischen Werte für diesen spezifischen Standort nicht von übergeordneter Bedeutung. Aus diesem Grund wurden keine weiteren Wetterdatenquellen in die Untersuchung miteinbezogen. Für die Untersuchungen war es nur entscheidend, dass in beiden Simulationsprogrammen identische Einstrahlungsdaten verwendet wurden, weshalb der vorliegende PVsyst-Datensatz als gemeinsame Datengrundlage genutzt wurde. So konnte die Vergleichbarkeit zwischen PVsyst und bifacial_radiance sichergestellt werden.

Da in bifacial_radiance nicht die gesamten 8760 Stunden eines vollen Jahresverlaufs simuliert wurden, hätte ein herkömmlicher meteorologischer Datensatz dazu führen können, dass einzelne Wolkenereignisse das Ergebnis überproportional beeinflussen.

Daher wurde für die Untersuchungen ein Clear-Sky-Datensatz genutzt. Dieser liefert stündliche Einstrahlungswerte unter der Annahme eines durchgehend wolkenfreien Himmels. Dadurch wird das tatsächliche Klima des ausgewählten Standorts zwar nicht mehr abgebildet, der Clear-Sky-Datensatz ermöglicht aber den Vergleich der Programme unter einheitlichen und reproduzierbaren Randbedingungen. Durch den weitestgehenden Ausschluss von wetterbedingten Schwankungen treten geometrische und modellbedingte Unterschiede zwischen PVsyst und bifacial_radiance weiter in den Vordergrund.

3.1.4 Auswahl der simulierten Zeitpunkte

In bifacial_radiance führte eine vollständige Jahressimulation mit 8760 simulierten Stunden aufgrund des dreidimensionalen Raytracings zu einem sehr hohen Rechenaufwand. Zusätzlich erwiesen sich derart lange Simulationsdurchläufe unter den gegebenen technischen Bedingungen als störungsanfällig.

Daher wurde ein Kompromiss zwischen der zeitlichen Auflösung der Simulationen und einem vertretbaren und durchführbaren Rechenaufwand gewählt. Für jeden Monat wurden fünf Simulationstage ausgewählt. Die Auswahl der simulierten Tage war an die folgenden Anforderungen geknüpft. Die fünf Tage sollten sich möglichst gleichmäßig innerhalb der Monate und auch des Jahres verteilen. Die Auswahl der Tage musste auch für den Monat Februar anwendbar sein.

Der 21. Tag eines jeden Monats sollte bewusst mit in die Auswahl hineingenommen werden, um die Zeiträume um die Sonnenwenden und Tagundnachtgleichen mit abzubilden. Auf Grundlage dieser Anforderungen wurden für jeden Monat der 3., 9., 15., 21. und 27. Tag ausgewählt. Somit belief sich der Untersuchungsumfang auf insgesamt 60 simulierte Tage im Jahr.

Für jeden der ausgewählten Tage wurden die stündlichen Einstrahlungszustände simuliert. Stunden, in denen die Globalstrahlung auf der Horizontalen unter 4 W/m^2 lag, wurden von den Untersuchungen ausgeschlossen. Dieser Grenzwert war technisch bedingt und ergab sich aus der Durchführung der Simulationen in bifacial_radiance. Für Simulationen mit einer Globalstrahlung auf der Horizontalen unter 4 W/m^2 war eine stabile und reproduzierbare Himmelsgenerierung nicht möglich. Das Ergebnis waren fehlerhafte oder nicht ausführbare Simulationsläufe, wodurch eine zuverlässige Auswertung der betroffenen Zeitschritte nicht möglich war.

Dieser Grenzwert stellte also keine nachträgliche statistische Ergebnisfilterung, sondern eine technische Simulationsvoraussetzung dar. Da dadurch nur Zeitpunkte mit sehr geringen Einstrahlungszuständen ausgeschlossen wurden, war auch deren energetische Bedeutung für die Untersuchung gering. Gleichzeitig konnte so eine zuverlässige Gegenüberstellung beider Simulationsprogramme sichergestellt werden, indem technisch instabile Randbedingungen bereits vor der eigentlichen Simulation ausgeschlossen wurden.

3.2 Aufbau der Referenzanlage

Als Grundlage für die Entwicklung der Referenzanlage diente die Agri-PV-Pilotanlage der Hofgemeinschaft Heggelbach eGbR am Bodensee. Diese wurde im Jahr 2016 im Zuge des Forschungsprojekts APV-RESOLA unter der Projektleitung durch das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE erbaut. Das Forschungsziel hinter der Pilotanlage war es, die Ertragseinbußen unter einer Agri-PV-Anlage weiter zu erforschen. Es wurden hoch aufgeständerte PV-Module verwendet, um einer Bewirtschaftung mit landwirtschaftlichen Maschinen unterhalb der Anlage weiterhin zu ermöglichen. Auf einer Fläche von etwa einem Drittel Hektar wurde eine Leistung von rund 194 kWp installiert (Trommsdorff et al. 2025, S. 5).

Abbildung 5 zeigt die Agri-PV-Anlage in Heggelbach. Hier ist die charakteristische Anordnung der Module in einer hochaufgeständerten Agri-PV-Anlage zu erkennen.



Abbildung 5: Agri-PV-Anlage der Hofgemeinschaft Heggelbach
Quelle: Hofgemeinschaft Heggelbach eGbR

Bei der Referenzanlage handelt es sich nicht um eine vollständige geometrische Nachbildung der Anlage in Heggelbach. Vielmehr wurde das grundlegende Anlagenkonzept übernommen und an die Zielsetzung der Arbeit angepasst. Die Modultische der Anlage in Heggelbach weisen eine einheitliche Ausrichtung auf. Diese wurden für den Aufbau der Referenzanlage so verändert, dass immer die Hälfte des Modultisches gedreht wurde und ein symmetrisches Ost-West-System entstanden ist. Dabei alternieren nach Osten und nach Westen gerichtete Modultische, deren Länge der Hälfte der Länge der Modultische innerhalb der Anlage in Heggelbach entspricht. Die beiden entgegengesetzten Modulflächen sind an einem gemeinsamen First angeordnet, sodass die Anlage einer dachförmigen Ost-West-Anlage entspricht. Durch diese Veränderungen konnte eine hoch aufgeständerte Agri-PV-Anlage mit Ost-West-Ausrichtung konzeptualisiert werden, innerhalb derer sich die Tische entgegengesetzter Ausrichtung gegenseitig in Bezug auf Einstrahlung und Verschattung beeinflussen.

Je Ausrichtungsseite sind auf jedem Modultische zwei übereinander und zwölf nebeneinander angeordnete Module montiert, was eine Gesamtzahl von 24 Modulen je Ost- und Westseite pro Modultisch ergibt. Für ein Einzelmodul wurden die Maße 1,640 m x 0,992 m angesetzt. Die Module sind im Hochkant-Format angeordnet. Sowohl der horizontale als auch der vertikale Modulabstand

beläuft sich auf 0,02 m und der Abstand am First beträgt 0,20 m. Die Module sind einheitlich um 12° gegenüber der Horizontalen geneigt.

Um ausreichend Platz unterhalb der Anlage für landwirtschaftliche Maschinen zu schaffen, wurde die lichte Höhe zwischen Boden und Modulunterkante mit 5,0 m angenommen. Der Reihenabstand zwischen den einzelnen Modultischen beschreibt den Abstand von der Unterkante eines Westmoduls zur Unterkante des nächsten Westmoduls. Dieser beträgt in der Referenzanlage 10,0 m. Insgesamt besteht die Referenzanlage aus 15 aufeinanderfolgenden Tischreihen. Die der Referenzanlage zugeordnete Grundfläche beträgt somit 0,182 ha.

In Tabelle 1 sind die relevanten Parameter der Referenzanlage zusammengefasst.

Tabelle 1: Parameter der Referenzanlage

Parameter	**Wert**	**Einheit/Beschreibung**
Anlagenkonzept	Ost-West-Anlage	Symmetrisch angeordnete Modulflächen
Modulausrichtung	Ost und West	Zwei entgegengesetzte Ausrichtungen
Modulneigung	12	°
Modullänge	1,640	m
Modulbreite	0,992	m
Module entlang der Reihe je Dachseite	12	-
Module übereinander je Dachseite	2	-
Module je Dachseite	24	-
Module je Ost-West-Tisch	48	-
Modulabstand entlang der Reihe	0,020	m
Modulabstand entlang der geneigten Fläche	0,020	m
Gesamtlänge der Reihe	12,124	m
Länge der geneigten Modulfläche je Dachseite	3,300	m
Höhe zur Modulunterkante	5,000	m
Abstand zwischen Ost- und Westseite am First	0,200	m
Anzahl der Tischreihen	15	-
Pitch	10,000	m
Bodenfläche	eben	Durchgehende horizontale Fläche
Bodenalbedo	0,20	-

Als Grundlage für die Unterkonstruktionen wurden öffentlich zugängliche Zeichnungen der Firma Arau Technik GmbH genutzt. Die Unterkonstruktion aus den verwendeten Zeichnungen wird nach den Angaben der Firma Arau Technik GmbH für Agri-PV-Anlagen mit zwei verschiedenen Ausrichtungen verwendet. Die in der Referenzanlage modellierte Unterkonstruktion orientiert sich an der realen Unterkonstruktion, ist jedoch keine identische Nachbildung. Die verfügbaren Maße wurden entweder direkt übernommen oder wie beispielsweise bei der lichten Höhe an die Anforderungen der Referenzanlage angepasst. Für benötigte Maße, die nicht öffentlich einsehbar sind, wurden plausible Annahmen getroffen.

Abbildung 6 zeigt die frei zugängliche technische Zeichnung der Unterkonstruktion der Firma Arau Technik GmbH.



Abbildung 6: Technische Zeichnung zur Unterkonstruktion
Quelle: Arau Technik GmbH; Maße in mm

Im Wesentlichen besteht die modellierte Unterkonstruktion aus vertikalen Mittelstützen, horizontalen Querträgern sowie geneigten Hauptträgern, auf denen die Ost- und Westmodule aufliegen. Die modellierte Unterkonstruktion ist eine vereinfachende Darstellung, da Schrauben, Klemmen und kleinere Verstrebungen nicht berücksichtigt werden. Der Fokus im Modell der Unterkonstruktion liegt auf den verschattungsrelevanten Bauteilen, von denen ein relevanter Einfluss auf die Modulrückseiten und den Boden zu erwarten ist, und stellt somit eine geometrisch vereinfachte Version, konstruktiv jedoch plausible Annäherung an ein reales Agri-PV-Tragesystem dar.

Die modellierte Bodenfläche ist eine durchgehende, plane Fläche. Die angenommene Albedo liegt bei 0,20, wie es der Standardeinstellung in PVsyst entspricht. Dieser Wert ist in der Modellierung weder räumlich noch zeitlich veränderlich. Damit werden Effekte durch eine mögliche Vegetation und die generelle Bodenbeschaffenheit in der Simulation nicht berücksichtigt. Diese vereinfachende Annahme ermöglicht es jedoch, vergleichbare Bedingungen für beide verwendeten Simulations-Software-Programme zu schaffen.

Die aufgebaute Referenzanlage verbindet somit das Grundprinzip der hoch aufgeständerten Agri-PV-Anlage in Heggelbach mit einer symmetrischen Ost-West-Anordnung. Auch die modellierte Unterkonstruktion orientiert sich an real existierenden Unterkonstruktionen für genau diesen Anwendungsfall. Die Referenzanlage bildet keine konkret geplante oder bestehende Anlage ab, sondern ist ein definiertes Untersuchungsmodell. Der gewählte Aufbau ermöglicht es, die Auswirkungen der Anlagengeometrie, der gegenseitigen Reihenverschattung, der Bodenreflexion und der Unterkonstruktion in den beiden Simulationsprogrammen unter möglichst vergleichbaren Randbedingungen zu untersuchen.

3.3 Aufbau und Durchführung der Simulation in PVsyst

Die Referenzanlage wurde in PVsyst 8.1.3 als netzgekoppeltes PV-System aufgebaut. Eine vollständige Ertragsprognose einer realen Anlage war dabei nicht das Ziel. Vielmehr sollte eine möglichst vergleichbare Abbildung der vorher definierten Referenzgeometrie geschaffen werden. Im Fokus stand daher die simulierte Bestrahlungsstärke auf der Vorder- sowie der Rückseite der bifazialen PV-Module – insbesondere der Einfluss der Anlagengeometrie und der Einfluss der gegenseitigen Reihenverschattung auf die Bestrahlungsstärken. Dementsprechend waren die elektrischen Verluste von untergeordneter Bedeutung und damit auch die konkrete Wechselrichter- und Modulwahl.

3.3.1 Standort und Wetterdatensatz

Als Standort der Agri-PV-Anlage wurde der in PVsyst hinterlegte Standort Hamburg-Stadt/Krusenbusch mit den Koordinaten 53,55°N und 9,97°E gewählt. Der Standort liegt 22 m über dem Meeresspiegel und in der Zeitzone UTC+1. Die meteorologischen Daten lagen bereits in PVsyst vor und stammen aus der in PVsyst integrierten Wetterdatenbank Meteonorm 9.0.

Für die Simulation wurde der vorhandene stündliche Wetterdatensatz des Standorts verwendet. In den exportierten Daten ist das Referenzjahr 1990 angegeben. Dabei handelt es sich jedoch nicht um das reale Wetterjahr 1990, sondern um ein aus langjährigen Wetterdaten abgeleitetes typisches meteorologisches Jahr.

Für den Programmvergleich wurde ein wolkenfreier und reproduzierbarer Einstrahlungsverlauf benötigt. Deshalb wurden die vorhandenen Wetterdaten in PVsyst in einen ClearSky-Datensatz überführt. Dieser enthielt alle für den Vergleich benötigten meteorologischen Daten unter Annahme eines wolkenlosen Tagesverlaufes für alle Tage des Jahres.

3.3.2 Definition der Modulausrichtungen

Die Referenzanlage verfügt über eine symmetrische Ost-West-Ausrichtung mit einer Modulneigung von 12°. In PVsyst können solche Anlagen grundsätzlich als doppelseitige Aufständerung modelliert werden. Eine bifaziale Rückseitenberechnung ist jedoch in der doppelseitigen Aufständerung nicht möglich, weswegen die Ost-West-Ausrichtung durch zwei getrennte Ausrichtungen realisiert wurde.

Für beide Ausrichtungen wurde der Feldtyp „fix geneigte Oberfläche“ gewählt. Die Modulneigung wurde auf 12° gesetzt und der Azimut der Modultische für die Ostausrichtung auf -90° und für die Westausrichtung auf +90°. So konnten die entgegengesetzten Ausrichtungen auf eine Art abgebildet werden, in der die bifazialen Berechnungen in PVsyst möglich sind. Die Basisneigung wurde mit 0° angesetzt. Jeder Ausrichtung wurde ein eigenes elektrisches Unterfeld und ein eigenes PV-Feld in der Verschattungsszene zugeordnet.

Die Zuordnung der Modulflächen zwischen der Systemdefinition und der 3D-Verschattungsszene wurde kontrolliert. In beiden Programmpunkten belief sich die Anzahl der Module auf 360 Module je Ausrichtung und die Modulfläche auf rund 586 m^2 je Ausrichtung. Die übereinstimmende Modulanzahl und Modulfläche bestätigten eine korrekte Verknüpfung beider Ausrichtungen.

3.3.3 PV-Modul und elektrische Systemdefinition

Als PV-Modul wurde ein generisches bifaziales monokristallines PV-Modul aus der PVsyst-Datenbank gewählt. Es verfügt über eine Nennleistung von 250 Wp und besteht aus 60 Zellen. Die Modullänge beträgt 1,640 m und die Modulbreite beträgt 0,992 m, woraus sich eine Modulfläche von 1,627 m^2 ergibt. Der Bifazialitätsfaktor des verwendeten Moduls beträgt 0,80. Dieser Wert beschreibt das Verhältnis des rückseitigen zum vorderseitigen Wirkungsgrad unter Standardtestbedingungen.

Für die Untersuchung war die Wahl eines generischen Moduls ausreichend, da der Fokus auf den Bestrahlungsstärken und nicht auf dem elektrischen Energieertrag lag. Somit konnte die rückseitige Einstrahlung unabhängig von den elektrischen Leistungsparametern des Moduls analysiert werden. Die Modulabmessungen waren jedoch von besonderer Bedeutung. Damit die Ergebnisse beider Programme PVsyst und bifacial_radiance auch auf anlagengeometrischer Ebene vergleichbar waren, mussten die modellierten Module in beiden Programmen identische Modulmaße aufweisen.

Sowohl für die Ost- als auch für die Westausrichtung wurde je ein separates Unterfeld mit 360 Modulen pro Unterfeld angelegt. Pro String wurden zwölf Module in Reihe verschaltet und pro Ausrichtung wurden 30 parallele Strings angelegt. Somit umfasste die Referenzanlage insgesamt 720 Module mit einer installierten DC-Leistung von 180 kWp und einer gesamten Modulfläche von etwa 1171 m^2.

Als Wechselrichter wurde ein generischer Wechselrichter mit einer AC-Nennleistung von 3 kW ausgewählt. Je Ausrichtung wurden 20 Wechselrichter eingesetzt, was einer AC-Leistung von 60 kW je

Ausrichtung beziehungsweise 120 kW AC-Leistung insgesamt entspricht. Daraus resultierte ein DC/AC-Verhältnis von 1,5. Da weder die elektrischen Parameter der verwendeten Wechselrichter noch die elektrische Ausgangsleistung als zentrale Vergleichsgröße der Untersuchung diente, war die konkrete Wechselrichterwahl nicht entscheidend. In PVsyst ist eine Wechselrichterwahl jedoch erforderlich, um die Simulationen durchführen zu können.

3.3.4 Aufbau der dreidimensionalen Verschattungsszene

Die geometrische Anordnung wurde im Bereich „Nahverschattungen“ über die Erstellung einer dreidimensionalen Verschattungsszene abgebildet. Die beiden Modulausrichtungen wurden über zwei separate PV-Felder dargestellt. Pro PV-Feld wurde 15 Tische hintereinander angeordnet mit zwölf Modulen nebeneinander und zwei Modulen übereinander pro Reihe, was pro Tischseite 24 Module und für jede Ausrichtung insgesamt 360 Module ergibt. Für beide Ausrichtungen zusammen umfasste die Szene dementsprechend 720 Module insgesamt.

Die Module wurden im Hochkantformat angeordnet mit einem Abstand zueinander entlang der Reihe von 0,02 m. Der Abstand zwischen zwei übereinanderliegenden Modulen betrug ebenfalls 0,02 m. Ost- und West-Tische wechselten sich in der Szene ab und der Abstand am First zwischen einem Ost- und einem West-Tisch betrug 0,20 m. Die Tische selbst wurden mit einem Reihenabstand von 10,00 m platziert, wobei unter dem Reihenabstand der Abstand von Modulunterkante zu Modulunterkante zu verstehen ist. Die Höhe der unteren Modulkante betrug 5,00 m.

Als Untergrund wurde eine ebene Geländeoberfläche gewählt. Auf die geometrische Modellierung von Stützen, Querträgern und weiteren Bauteilen der Unterkonstruktion wurde bewusst verzichtet, da diese Objekte der dreidimensionalen Verschattungsszene in der bifazialen Berechnung in PVsyst nicht räumlich ausgewertet werden.

Abbildung 7 zeigt das Rendering der dreidimensionalen Verschattungsszene in PVsyst.

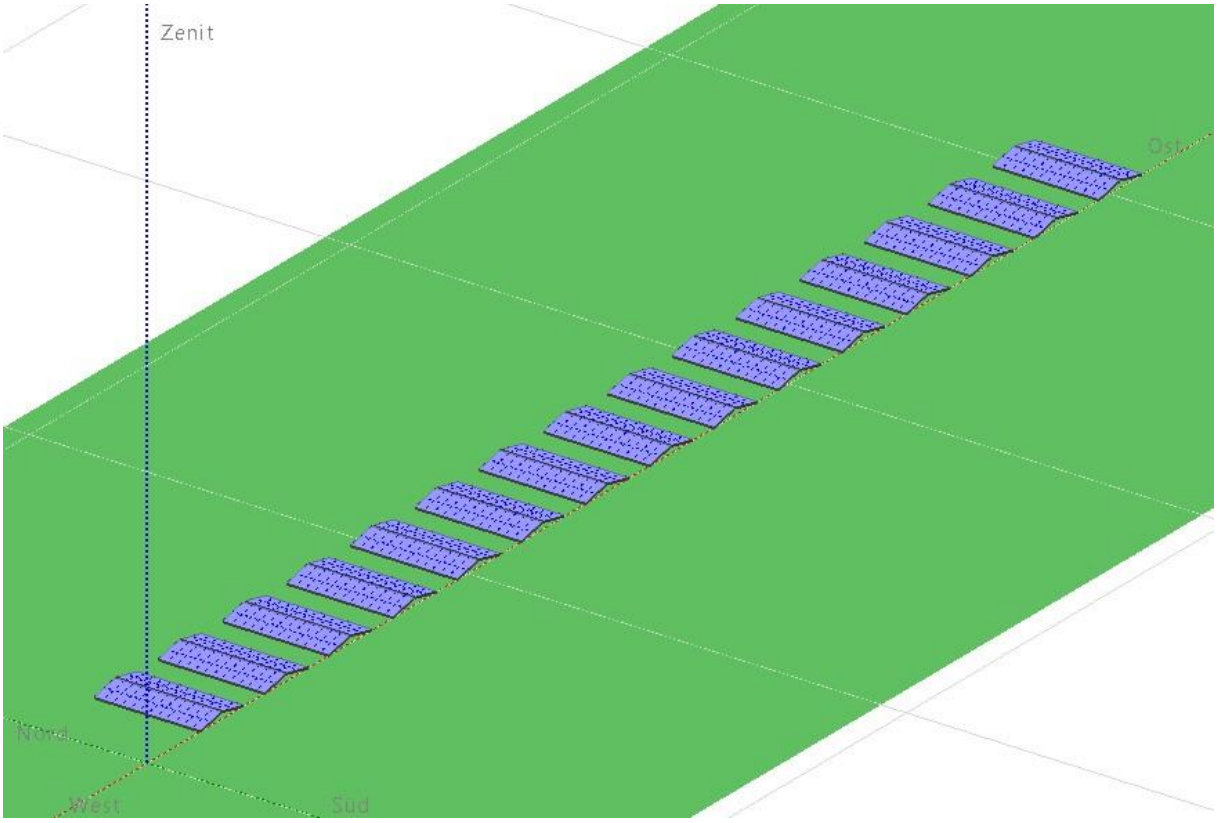


Abbildung 7: Dreidimensionale Verschattungsszene der modellierten Referenzanlage in PVsyst

3.3.5 Bifaziale Systemeinstellungen

Für beide Ausrichtungen wurde das bifaziale Modell aktiviert. Der Berechnungsansatz entsprach hier dem 2D-Modell für unbegrenzte Reihen. Bei diesem Ansatz wird die rückseitige Einstrahlung auf Grundlage einer idealisierten zweidimensionalen Reihenanordnung berechnet. Dabei werden unter anderem die Modulneigung, der Reihenabstand, die Reihenbreite, die Höhe über dem Boden, die Anzahl der Reihen sowie die Albedo berücksichtigt.

Die Bodenalbedo wurde konstant auf 0,20 gesetzt. Dieser Wert wurde auch im Simulationsaufbau in der Software bifacial_radiance genutzt. Diese einheitlichen Reflexionsannahmen sollten sicherstellen, dass die simulierten Unterschiede in der Bestrahlungsstärke der Rückseite nicht auf unterschiedliche Untergrundeinstellungen, sondern Modellunterschiede zurückzuführen waren. Räumliche oder zeitliche Veränderungen der Bodenalbedo wurden nicht berücksichtigt.

Der lichtdurchlässige Anteil der Modulreihen wurde mit 0 % angesetzt. Damit wurde angenommen, dass die Module selbst für Strahlung nicht durchlässig waren. Der Strukturverschattungsfaktor wurde ebenfalls auf 0 % gesetzt. Da die Rückseitenberechnung anhand eines idealisierten 2D-Modells unter der Modellannahme unbegrenzter Reihen stattfindet, werden dreidimensionale Konstruktionsdetails nicht berücksichtigt. Durch den Strukturverschattungsfaktor kann die Verschattungswirkung der Unterkonstruktion pauschal berücksichtigt werden. In den Untersuchungen wurde der Faktor auf null gesetzt, damit in den Simulationen durch PVsyst keine pauschale Abschattung der Rückseite durch die Unterkonstruktion angenommen wird. Die Wirkung der Unterkonstruktion wird später in bifacial_radiance separat untersucht. Dadurch wurde verhindert, dass in PVsyst bereits ein nicht eindeutig zuordenbarer pauschaler Verlust eingerechnet wird.

Der Mismatchverlustfaktor für ungleichmäßige rückseitige Einstrahlung lag bei 10 %. Dieser Wert ist der in PVsyst standardmäßig angenommene Wert und wurde für die Untersuchungen nicht angepasst. Da sich der Mismatchverlustfaktor nicht auf die Bestrahlungsstärke auswirkt, sondern Einfluss auf die nachgelagerte Umwandlung in elektrische Energie, hatte er keine Bedeutung für die Untersuchungen.

Die dreidimensionale Verschattungsszene und das bifaziale 2D-Modell erfüllen in PVsyst unterschiedliche Aufgaben. Die 3D-Szene wird zur Beschreibung der Modulflächenanordnung sowie für die Nahverschattungsberechnung benötigt. Die bifaziale Rückseitenberechnung hingegen erfolgt über das idealisierte 2D-Modell – eine vollständige dreidimensionale Strahlungsverfolgung findet hier nicht statt. Das hat zur Folge, dass komplexe Details zu Verschattungsobjekten wie der Unterkonstruktion und lokale Unterschiede der rückseitigen Einstrahlung räumlich nicht aufgelöst werden.

3.3.6 Nahverschattungsberechnung

Für die Berechnung der Nahverschattung wurde die Option der linearen Verschattung ausgewählt. Als Simulationsmodus wurde der langsame Simulationsmodus eingestellt. In PVsyst wird dabei der geometrisch verschattete Anteil der Kollektorfläche in Abhängigkeit von der Sonnenhöhe und vom Sonnenazimut bestimmt.

Eine zusätzliche elektrische Verschattungsberechnung wurde nicht angewählt. Damit wurden Verluste, die durch partiell verschattete Zellen, Bypassdioden oder die elektrische Modulverschaltung entstehen, nicht berücksichtigt. Dieses Vorgehen war konsistent mit dem Ziel der Arbeit, die berechneten Bestrahlungsstärken und die geometrische Verschattung in der Referenzanlage auf Grundlage der beiden Programme PVsyst und bifacial_radiance miteinander zu vergleichen und nicht die Unterschiede in den simulierten elektrischen Erträgen.

PVsyst berechnet aus der dreidimensionalen Nahverschattungsszene eine Verschattungsfaktorentabelle. Verschattungsfaktoren bilden den Anteil der Einstrahlungskomponente ab, der durch die Anlagengeometrie abgeschirmt wird. Die errechnete Verschattung bezieht sich hier jedoch nur auf die Modulvorderseite. Grundsätzlich werden auch die gegenseitigen geometrischen Abschirmungen der ost- und westorientierten Modulflächen berücksichtigt, weswegen sich die Verschattungsfaktoren

grundlegend von der vereinfachten zweidimensionalen Modellannahme des bifazialen Berechnungsmodells für die Modulrückseiten unterscheiden.

Die von PVsyst berechnete Verschattungstabelle zeigte, dass bei höheren Sonnenständen nahezu keine Vorderseitenverschattung durch benachbarte Modulreihen simuliert wurde. Relevante Verschattungsfaktoren traten vor allem bei sehr niedrigen Sonnenhöhen auf. Für die diffuse Einstrahlung wurde ein Verschattungsfaktor von 0,008 ausgewiesen. Das bedeutet, dass 0,8 % der auf die Modulvorderseite fallenden diffusen Himmelsstrahlung durch die Anlagengeometrie abgeschirmt wurde. Der Verschattungsfaktor des albedobedingten Strahlungsanteils fiel mit 0,433 deutlich mehr ins Gewicht. Rund 43,3 % der bodenreflektierten Einstrahlung wurden durch die Anlagengeometrie von der Modulvorderseite abgeschirmt. Das liegt daran, dass die geneigten Modulvorderseiten einen eingeschränkten Sichtbereich auf die reflektierende Bodenfläche haben und es darüber hinaus noch zu einer teilweisen Abschirmung der Bodenfläche durch benachbarte Modulreihen kommt.

3.3.7 Feldverluste und IAM

Die übrigen Feldverlustparameter wurden nicht an die Referenzanlage angepasst. Hier wurden die PVsyst-Standardeinstellungen bzw. die Standardeinstellungen des verwendeten generischen Moduls beibehalten. Das betraf die thermischen Verluste, die ohmschen Verluste, die Modulqualität, die lichtinduzierte Degradation, den elektrischen Mismatch, die Verschmutzung sowie die Einfallswinkelkorrektur (Incidence Angle Modifier – IAM).

Mit Ausnahme der Einfallswinkelkorrektur sind diese Parameter für den hier durchgeführten Vergleich nicht unmittelbar relevant. Sie haben erst auf die Umrechnung der Einstrahlung in einen elektrischen Energieertrag einen direkten Einfluss. Deshalb wurden diese Verlustparameter nicht weiter angepasst.

Der IAM beschreibt die optischen Verluste an der Moduloberfläche, die abhängig vom Einfallswinkel der Strahlung entstehen. Bei flachen Einfallswinkeln kommt es zu einer erhöhten Reflexion an der Glasoberfläche des Moduls, was wiederum einen verringerten Strahlungsanteil für die Energieproduktion zur Folge hat. In der IAM-Korrektur wird also rechnerisch die Bestrahlungsstärke auf Modulebene in Abhängigkeit vom Einfallswinkel der Strahlung und von den optischen Eigenschaften des Moduls reduziert, um die realen Gegebenheiten besser abbilden zu können.

3.3.8 Zusammenfassung der Modellierung

Das in PVsyst aufgebaute Modell der Referenzanlage bestand aus zwei getrennten, fest geneigten Unterfelder. Diese waren dachförmig entgegengesetzt nach Osten und Westen ausgerichtet. Die 360 bifazialen Module je Ausrichtung waren mit 12° gegenüber der Horizontalen geneigt. Auf insgesamt 15 Tischreihen war eine Leistung von 180 kWp installiert. Der Reihenabstand betrug 10,0 m. Auf jeder Tischseite befanden sich je Reihe zwölf Module nebeneinander und zwei Module übereinander im Hochkantformat. Die Höhe der Modulunterkante betrug 5 m und die Bodenalbedo war konstant auf 0,20 gesetzt.

Die Nahverschattung für die Modulvorderseiten wurde linear auf Grundlage der dreidimensionalen Verschattungsszene berechnet, während die Rückseitenberechnung nach dem vereinfachten 2D-Modell stattfand. Aufgrund der Tatsache, dass eine modellierte Unterkonstruktion im vereinfachten 2D-Modell nicht berücksichtigt würde, wurde diese bewusst weggelassen. Der pauschale Strukturverschattungsfaktor wurde auf 0 % gesetzt.

So stellte das PVsyst-Modell eine vereinfachte, klar definierte Abbildung der zu Grunde liegenden Referenzanlage dar. Durch eine vergleichbare grundlegende Anlagengeometrie sowie identische Wetterdaten, Bodenalbedo und Modulausrichtungen wurde eine möglichst enge Angleichung zwischen PVsyst und bifacial_radiance sichergestellt. So konnten die Unterschiede in den Simulationsergebnissen den Modell- und Berechnungsunterschieden zugeordnet werden.

3.4 Aufbau und Durchführung der Simulation in bifacial_radiance

Die Referenzanlage wurde ebenfalls in der Python-basierten Simulationsumgebung bifacial_radiance modelliert. Auch hier ging es nicht um eine vollständige Ertragsprognose, sondern primär um die Berechnung der Bestrahlungsstärken auf Modulvorder- und Modulrückseiten. Der Schwerpunkt lag auf der räumlich detaillierten Berücksichtigung der Anlagengeometrie, die es ermöglichte, geometriebedingte Verschattungen, die gegenseitige Abschirmung der Ost- und Westseiten, die Verschattung durch benachbarte Tischreihen sowie den Einfluss der Unterkonstruktion auf die Modulrückseiten zu untersuchen.

bifacial_radiance greift für das rückwärtsgerichtete Raytracing auf die Software RADIANCE zu. Im Unterschied zum vereinfachten zweidimensionalen Rückseitenmodell in PVsyst, erfolgt in bifacial_radiance eine dreidimensionale Beschreibung der Anlage. So können bei der Strahlungsverfolgung innerhalb der dreidimensionalen Anlagenszene Position, Ausrichtung und Geometrie der definierten Flächen und Bauteile berücksichtigt werden. Über festgelegte Sensorpunkte auf den Vorder- und Rückseiten der Module kann die errechnete Bestrahlungsstärke bestimmt werden.

Die in bifacial_radiance modellierte Anlage orientierte sich an der zuvor definierten Referenzanlage. Die Anlage wurde in 15 hoch aufgeständerten dachförmigen Ost-West-Reihen aufgebaut. Die Module waren um 12° gegenüber der Horizontalen geneigt. Die Reihen hatten einen Reihenabstand von 10,0 m und die Modulunterkante war 5,0 m hoch. Je Ost- und Westseite waren zwölf Module nebeneinander und zwei Module übereinander angebracht. Die Module waren hochkant ausgerichtet und die Modulabmessungen beliefen sich auf 1,640 m x 0,992 m. Zusätzlich wurde eine vereinfachte dreidimensionale Unterkonstruktion modelliert, die im Wesentlichen aus vertikalen Mittelstützen, geneigten Hauptträgern, Diagonalstreben und längs zur Reihe verlaufenden Trägern bestand. Dadurch konnte deren Einfluss auf die Verschattung des Bodens und der Modulrückseiten in den Untersuchungen dieser Arbeit berücksichtigt werden. Die Bodenalbedo wurde konstant mit 0,20 angesetzt.

3.4.1 Standort und Wetterdatensatz

Als Standort der Agri-PV-Anlage wurde entsprechend dem PVsyst-Modell der dort hinterlegte Standort Hamburg-Stadt/Krusenbusch mit den Koordinaten 53,55°N und 9,97° E gewählt. Der Standort liegt 22 m über dem Meeresspiegel und in der Zeitzone UTC+1. Sowohl die Standortdefinition als auch der zugrundeliegende meteorologische Datensatz wurde aus PVsyst übernommen, damit beide Simulationsprogramme auf derselben Datengrundlage arbeiten.

Die in PVsyst vorliegenden Wetterdaten wurde in eine für bifacial_radaince verwendbare EPW-Datei überführt. Diese enthielt stündlich aufgelöste Daten über die Globalstrahlung auf der Horizontalen, die diffuse Horizontalstrahlung sowie die direkte Normalstrahlung. In bifacial_radiance beziehungsweise der Python-Bibliothek pvlib wurden diese Größen als Global Horizontal Irradiance (GHI), Diffuse Horizontal Irradiance (DHI) und Direct Normal Irradiance (DNI) weiterverarbeitet. pvlib ist eine frei zugängliche Python-Bibliothek zur Modellierung von Photovoltaiksystemen, die unter anderem Funktionen zur Verarbeitung meteorologischer Eingangsdaten sowie zur Berechnung des Sonnenstandes und verschiedener Einstrahlungsgrößen bereitstellt.

Für den Programmvergleich wurde entsprechend dem PVsyst-Modell ein Clear-Sky-Datensatz verwendet. Dieser bildete wolkenfreie Einstrahlungsverläufe für das ganze Jahr ab. So konnten zufällige Schwankungen durch einzelne Wolkenereignisse vermieden werden und der Fokus konnte auf geometrische und modellbedingte Unterschiede zwischen den Programmen gelegt werden.

3.4.2 Zeitliche Zuordnung der Wetterdaten und Simulationszeitpunkte

Für die zeitliche Zuordnung der Wetterdaten wurde berücksichtigt, dass in der EPW-Datei und in PVsyst unterschiedliche Stundenbezeichnungen vorliegen. Die verwendete EPW-Datei ist rechtsbeschriftet. Der EPW-Zeitstempel für beispielsweise 10:00 Uhr bezeichnet das Stundenintervall von 09:00 bis 10:00

Uhr. Die PVsyst Datei hingegen bezeichnet dasselbe Intervall mit dem Intervallbeginn, sodass dem EPW-Zeitstempel von 10:00 Uhr der PVsyst-Zeitstempel von 09:00 Uhr zugeordnet wurde.

Für die Berechnung des Sonnenstandes verwenden beide Programme innerhalb einer vollständig sonnenbeschienen Stunde grundsätzlich die Mitte des jeweiligen Zeitintervalls. Für das Intervall von 09:00 bis 10:00 Uhr wird der Sonnenstand dementsprechend um 09:30 Uhr bestimmt. Die Sonnenstandsberechnung findet so in beiden Programmen zum gleichen Zeitpunkt statt.

Für die erste und letzte teilweise sonnenbeschienene Stunde eines Tages erfolgt eine abweichende Behandlung. Wenn der Sonnenaufgang innerhalb eines Stundenintervalls liegt, wird der Sonnenstand in der Mitte des Zeitintervalls zwischen Sonnenaufgang und der nächsten vollen Stunde bestimmt. Beim Sonnenuntergang erfolgt die Sonnenstandsbestimmung analog in der Mitte des Intervalls zwischen der vorhergehenden vollen Stunde und dem Sonnenuntergang. So bezieht sich die berechnete Sonnenposition auf den tatsächlich sonnenbeschienen Teil des Randintervalls.

Die Zuordnung wurde in beiden Programmen anhand der Sonnenhöhe und des Sonnenazimuts kontrolliert. So konnte sichergestellt werden, dass dieselben meteorologischen Stundenintervalle verwendet werden. Für die verglichenen Bestrahlungsstärken bedeutete dies, dass die Unterschiede nicht auf fehlerhaft zugeordnete Zeitintervalle, sondern Modellunterschiede zurückzuführen waren. Gerade bei Zeitpunkten mit niedrigen Sonnenständen war die exakte Übereinstimmung von besonderer Bedeutung, da auch schon eine geringe zeitliche Verschiebung einen starken Einfluss auf die Einstrahlung der Ost- und Westseite haben kann.

3.4.3 Erstellung der Modulgeometrie

Die nach Osten und Westen gerichteten Modultische wurden als getrennte Modulgruppen erzeugt. Für beide Seiten galten identische Modulabmessungen und die Modulneigung betrug über die gesamte Anlage hinweg 12°. Die beiden Modulgruppen unterschieden sich lediglich in ihrer Ausrichtung. Die Vorderseite der östlichen Modulflächen zeigte nach Osten, während die Vorderseite der westlichen Modulflächen nach Westen zeigte.

Die beiden geneigten Modulflächen wurden an einem gemeinsamen First mit einem Abstand von 0,20 m angeordnet. Je Dachseite belief sich die Länge der geneigten Modulfläche unter Einbeziehung des Abstands zwischen den beiden übereinanderliegenden Module auf 3,30 m.

Entlang der Reihen wurden zwölf Module nebeneinander mit einem Abstand von jeweils 0,02 m angeordnet. Das führte zu einer gesamten Tischlänge von 12,124 m. Je Tischseite wurden somit 24 Module und je vollständigem Ost-West-Tisch 48 Module modelliert.

Die Modulunterkanten befanden sich 5,0 m über der Bodenfläche und die Ost-West-Tische waren mit einem Reihenabstand von 10,0 m aufgestellt. Der Reihenabstand wurde über den Abstand zwischen der Unterkante einer Westseite und der nachfolgenden Westseite definiert. Insgesamt wurden 15 hintereinander angeordnete Tischreihen modelliert.

Abbildung 8 zeigt die Darstellung der Modulgeometrie in bifacial_radiance.

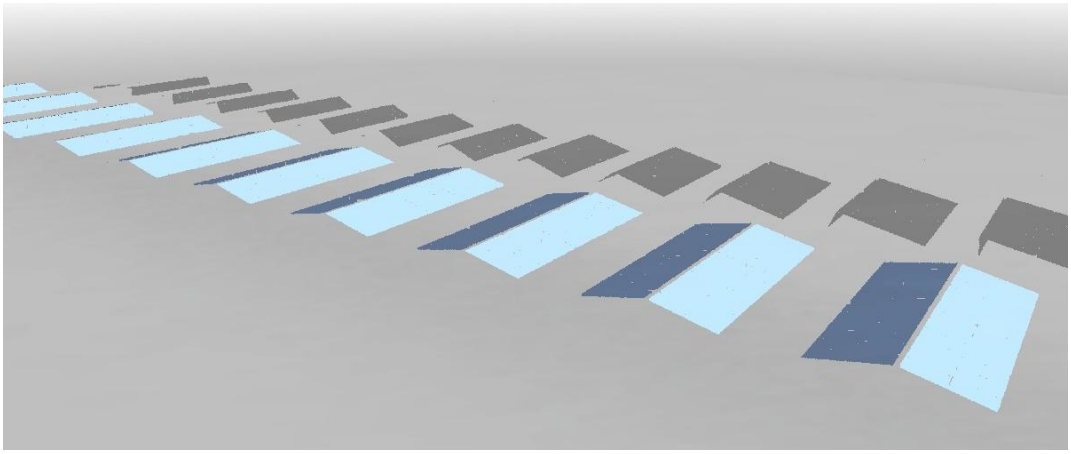


Abbildung 8: Perspektivische Darstellung der modellierten Modulgeometrie in bifacial_radiance
Die Schattenflächen wirken durch die perspektivische Verkürzung teilweise unproportional.

3.4.4 Bodenfläche und Materialdefinitionen

Unterhalb der Anlage wurde eine durchgehende horizontale Bodenfläche mit einer konstanten Albedo von 0,20 modelliert. Diese Berechnungsgrundlage stimmte mit dem Ausgangsmodell in PVsyst überein. Räumliche und zeitliche Veränderungen der Albedo wurden nicht berücksichtigt, wodurch Effekte durch die Vegetation, Unterschiede in der Bodenfeuchte oder ähnlichem vernachlässigt wurden.

Die einheitliche Bodenfläche diente als kontrollierte Randbedingung für identische Reflexionseigenschaften des Untergrunds in beiden Simulationsprogrammen. Indem albedobedingte Unterschiede der rückseitigen Bestrahlung vermieden wurden, konnten Unterschiede aufgrund der Berechnungs- und Verschattungsmodelle fokussiert werden.

Die Modulflächen wurden als nicht lichtdurchlässige Flächen modelliert. Strahlung konnte die Module also nicht durchdringen. Die metallischen Bauteile der Unterkonstruktion wurden in einem einheitlichen Material beschrieben. Da der Schwerpunkt der Untersuchungen auf der geometrischen Verschattungswirkung lag, wurde keine weitere detaillierte spektrale Modellierung der Materialeigenschaften vorgenommen.

3.4.5 Modellierung der Unterkonstruktion

Im Gegensatz zu PVsyst kann bifacial_radiance eine dreidimensionale Unterkonstruktion in der modellierten Szene berücksichtigen. Die modellierte Unterkonstruktion orientierte sich an öffentlich zugänglichen Zeichnungen eines Agri-PV-Tragesystems der Arau Technik GmbH. Hierbei handelte es sich nicht um eine identische Nachbildung. Die vorhandene Zeichnung diente lediglich als Referenz. Für die Untersuchungen wurde eine konstruktiv plausible Annäherung geschaffen, die auf die verschattungsrelevanten Bauteile reduziert wurde.

Die modellierte Unterkonstruktion bestand im Wesentlichen aus fünf vertikalen Mittelstützen je Tischreihe, geneigten Hauptträgern unterhalb der Ost- und Westmodule, Diagonalstreben sowie längs zur Tischreihe verlaufenden Trägern. Die fünf Stützrahmen waren gleichmäßig über die Reihenlänge verteilt.

Die Mittelstützen besaßen einen quadratischen Querschnitt von 0,140 m x 1,40 m. Pro Stützrahmen gab es einen geneigten Hauptträger auf der Ost- und Westseite. Die Hauptträger verliefen parallel zu den Modulflächen mit einer Neigung von 12° und einer Länge von 3,300 m. Der Querschnitt der Hauptträger betrug 0,100 m x 0,060 m.

Auf jeder Dachseite befanden sich zwei Längsträger über die gesamte Reihenlänge von 12,124 m hinweg. Ein Längsträger war bei 25 % der geneigten Dachlänge positioniert und der andere bei 75 % der geneigten Dachlänge. Die Längsträger hatten einen Querschnitt von 0,080 m x 0,050 m. Kleinere Bauteile wie Schrauben, Klemmen und Verbindungselemente wurde in der Modellierung der Unterkonstruktion vernachlässigt, da deren geometrische und verschattungsbezogene Bedeutung für die PV-Anlage als irrelevant eingeschätzt wurde. Eine Tabelle mit den genauen geometrischen Angaben zur modellierten Unterkonstruktion ist im Anhang zu finden.

Abbildung 9 zeigt die in bifacial_radiance modellierte Unterkonstruktion.

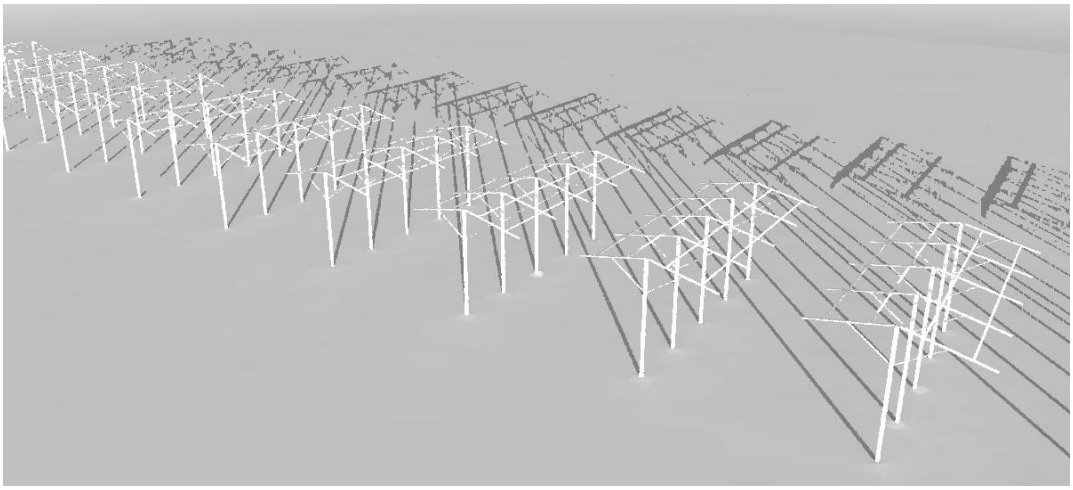


Abbildung 9: Perspektivische Darstellung der modellierten Unterkonstruktion in bifacial_radiance
Die Schattenflächen wirken durch die perspektivische Verkürzung teilweise unproportional.

Die Unterkonstruktion wurde in der vollständigen bifacial_radiance Szene gemeinsam mit den PV-Modulen berücksichtigt. Dadurch konnten ihre Verschattungswirkung auf die Modulrückseiten und ihre Abschirmung der vom Boden reflektierten Strahlung direkt in die Raytracing-Berechnungen einbezogen werden.

Abbildung 10 zeigt die gesamte modellierte bifacial_radiance Szene.

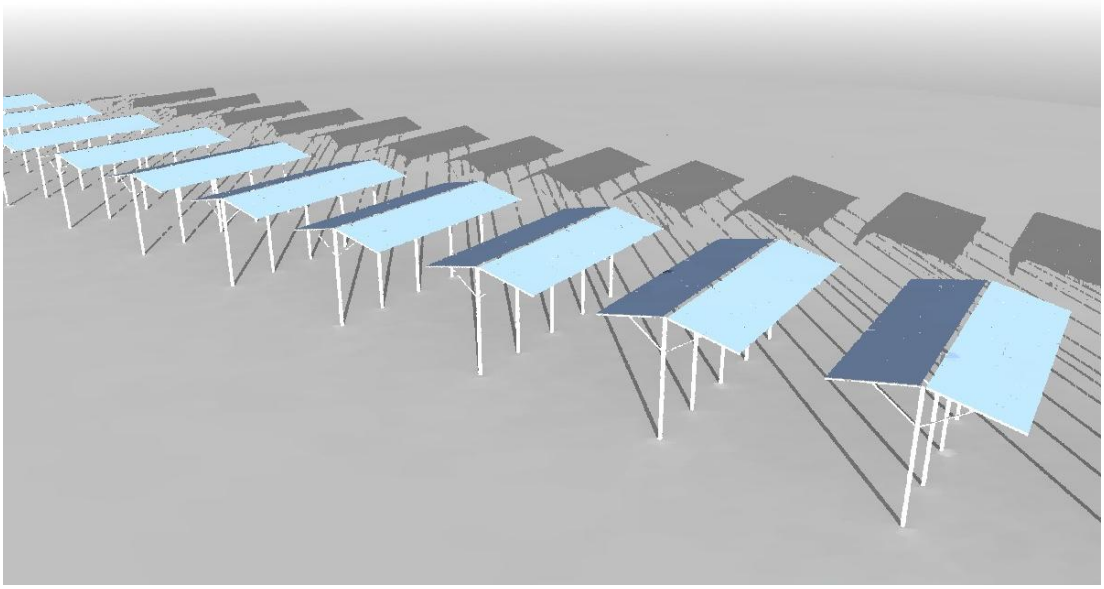


Abbildung 10: Perspektivische Darstellung der modellierten Referenzanlage in bifacial_radiance
Die Schattenflächen wirken durch die perspektivische Verkürzung teilweise unproportional.

3.4.6 Erzeugung der Himmelszustände und Raytracing-Szene

Für jeden untersuchten Zeitpunkt wurde auf Grundlage der dazugehörigen meteorologischen Werte ein eigener Himmelszustand erzeugt. Dabei wurde neben der direkten Sonnenstrahlung die diffuse Himmelsstrahlung und der jeweilige Sonnenstand berücksichtigt.

Anschließend wurde die Himmelsbeschreibung, die Bodenfläche, die Modulgeometrie und die Unterkonstruktion zu einer gemeinsamen RADIANCE-Szene zusammengeführt. Diese wurde in einer Octree-Datei gespeichert, in der die vollständige Geometrie für das Raytracing aufbereitet war. Auf Grundlage der Octree-Datei finde die anschließende Sensoranalyse statt.

Vor der eigentlichen Bestrahlungsberechnung wurde überprüft, ob die Octree-Datei korrekt erzeugt worden war. So konnten fehlerhafte Geometrieobjekte, Materialdefinitionen oder Dateipfade bereits vor der Sensoranalyse erkannt und die Fehler behoben werden.

3.4.7 Definition der Sensorpunkte

Die Bestrahlungsstärke wurde an festgelegten Sensorpunkten auf den Vorder- und Rückseiten der Ost- und Westmodule bestimmt. Die Sensoren wurden an einer mittleren Tischreihe angeordnet, um die Einflüsse der äußeren Randreihen auf die Auswertung zu reduzieren. Dieses Vorgehen entsprach dem Vorgehen von PVsyst mit der Modellannahme der unbegrenzten Reihen. Auf diese Weise konnte sichergestellt werden, dass die berechneten Unterschiede auf die Modellunterschiede zwischen dem View-Factor-Modell und dem Raytracing-Modell zurückgeführt werden konnten. Da sich in der dreidimensionalen Szene keine weiteren Verschattungsobjekte befanden, war diese Vereinfachung mit der Untersuchung von nur einer Tischreihe zulässig. In Szenen, in denen sich noch weitere schattenwerfende Objekte, die nicht in jeder Tischreihe identisch sind, befinden, müssen die Tischreihen einzeln ausgewertet werden und die Simulationsergebnisse zu einem Mittelwert zusammengeführt werden.

Auf dem untersuchten Modultisch wurde ein regelmäßiges Sensorraster erzeugt. Dabei wurden in Richtung der Modulneigung neun Sensorpositionen definiert und fünf entlang der Reihe. So ergaben sich für das erzeugte Sensorraster insgesamt 45 Sensorpunkte je untersuchter Tischhälfte.

Dieses Raster wurde separat für die Vorder- und Rückseite der Module sowohl in Ost- als auch in Westrichtung erzeugt. Somit belief sich die Gesamtzahl der ausgewerteten Sensorpunkte auf 180 Sensorpunkte für den gesamten Tisch. Durch die Verteilung der Sensoren entlang der geneigten Modulfläche wurden unterschiedliche Bereiche der Module erfasst. Zusätzlich wurden unterschiedliche Positionen relativ zur Unterkonstruktion berücksichtigt. In der Auswertung wurden alle Sensorpositionen in die Mittelwertbildung einbezogen, um ein repräsentatives Gesamtbild zu erhalten.

Die einzelnen Sensorwerte wurde für die Mittelwertbildung verwendet. Auf diese Weise wurde eine mittlere Bestrahlungsstärke für die Vorder- und Rückseite in Ost- und Westrichtung bestimmt. Eine weitere Untersuchung der räumlichen Einstrahlungsverteilung auf den Modulflächen wurde nicht durchgeführt.

3.4.8 Kontrolle der Modul- und Sensororientierung

Zur Kontrolle der Modulorientierungen wurden die Ost- und Westseiten getrennt ausgewertet und mit dem jeweiligen Sonnenstand abgeglichen. Dabei wurde überprüft, ob die Ostvorderseite am Vormittag eine höhere Bestrahlungsstärke aufwies als die Westvorderseite. Äquivalent dazu musste die Westvorderseite am Nachmittag eine höhere Bestrahlungsstärke aufweisen, um die korrekte Modulausrichtung zu haben. Auf diese Weise konnten die Modulausrichtung und die Auswertungsrichtung der Sensoren plausibilisiert werden.

Ergänzend dazu wurden unverschattete Kontrollsensoren außerhalb des Einflussbereichs der Anlage definiert. Diese wurden mit derselben Neigung und Ausrichtung wie die Ost- beziehungsweise Westmodule angelegt. Sie dienten als Referenz für die unverschattete Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene und wurden zum Vergleich mit den entsprechenden PVsyst-Kennwerten herangezogen.

So konnte überprüft werden, ob die verwendeten Wetterdaten, die Sonnenstandsberechnung und die Einstrahlungsumrechnung auf die geneigte Modulfläche in beiden Programmen konsistent umgesetzt wurden.

3.4.9 Auswahl und Eingrenzung der Simulationszeitpunkte

In bifacial_radiance führte eine vollständige Jahressimulation mit 8760 simulierten Stunden aufgrund des dreidimensionalen Raytracings zu einem sehr hohen Rechenaufwand. Zusätzlich erwiesen sich derart lange Simulationsdurchläufe unter den gegebenen technischen Bedingungen als störungsanfällig.

Daher wurden in jedem Monat nur fünf Tage simuliert. Hierfür wurden der 3., 9., 15., 21. und 27. Tag in jedem Monat ausgewählt. Insgesamt ergaben sich so 60 Simulationstage. Für jeden dieser Tage wurden alle Stunden mit einer ausreichend hohen Globalstrahlung auf der Horizontalen simuliert.

Die untere Grenze für die Globalstrahlung auf der Horizontalen wurde vorab systematisch untersucht. Dafür wurden mehrere Simulationsläufe mit schrittweise abnehmenden GHI-Werten durchgeführt. Dabei wurde jeweils auf eine stabile Erzeugung des Himmelszustands sowie eine vollständige Ausführung der Raytracing-Berechnung hin geprüft. Bei sehr niedrigen GHI-Werten kam es zu fehlerhaften oder nicht ausführbaren Simulationsläufen. Eine zuverlässige Erzeugung der Himmelszustände war ab einem Grenzwert für die GHI von 4 W/m^2 möglich. Somit wurde dieser Grenzwert als technische Untergrenze für die Simulation festgelegt.

3.4.10 Zusammenfassung der Modellierung

Das in bifacial_radiance aufgebaute Modell der Referenzanlage bestand aus 15 hoch aufgeständerten Ost-West-Tischreihen mit einer Modulneigung von 12°. Der Reihenabstand betrug 10,0 m. Auf jeder Tischseite befanden sich je Reihe zwölf Module nebeneinander und zwei Module übereinander im Hochkantformat. Die Höhe der Modulunterkante betrug 5 m und die Bodenalbedo war konstant auf 0,20 gesetzt.

Zusätzlich wurde eine vereinfachte dreidimensionale Unterkonstruktion bestehend aus Mittelstützen, Hauptträgern, Diagonalstreben und Längsträgern modelliert. Diese wurde im Gegensatz zum PVsyst-Modell unmittelbar in der Raytracing-Berechnung berücksichtigt.

Insgesamt wurden 180 Sensorpunkte auf einer mittleren Tischreihe rasterartig auf der Vorder- und Rückseite der Ost- und Westmodule platziert. Für jede der aus 45 Sensoren bestehenden Sensorgruppe wurde eine Mittelwertbildung durchgeführt. Darüber hinaus dienten ergänzende unverschattete Kontrollsensoren der Überprüfung der meteorologischen Eingangsdaten, des Sonnenstands sowie der Einstrahlung auf die geneigte Modulfläche.

Für den Vorderseitenvergleich wurde der Mittelwert der vorderseitigen Sensoren dem PVsyst-Wert GlobInc gegenübergestellt, da beide Werte keine Einfallswinkelkorrektur enthalten. Für den Rückseitenvergleich wurden der Mittelwert der rückseitigen Sensoren sowie der PVsyst-Wert GlobBak ausgewertet.

Durch einen möglichst identischen Aufbau der Referenzanlage in beiden Simulationsprogrammen sollten Unterschiede in den Simulationsergebnissen möglichst unabhängig von den gemachten Einstellungen in den Programmen werden. Die Untersuchungen sollten Ergebnisunterschiede aufgrund von Unterschieden in den verwendeten Berechnungsmodellen aufzeigen.

3.5 Untersuchung geometrischer Einflussgrößen im bifacial_radiance-Modell

Um mögliche Ursachen für die Abweichungen bei der Rückseitenbestrahlung zwischen den beiden Programmen zu untersuchen, wurden in bifacial_radiance ergänzende Modellvarianten untersucht. Das Ziel der Untersuchung war es, den Einfluss der Unterkonstruktion sowie den Einfluss der gemeinsamen

dreidimensionalen Modellierung der Ost- und Westflächen abzuschätzen. Die Untersuchung wurde bewusst auf diese zwei geometrischen Einflussgrößen begrenzt und stellt keine umfassende Sensitivitätsanalyse der Anlagengeometrie dar. Da die ergänzenden Modellvarianten ausschließlich in bifacial_radiance und für die Modulrückseite untersucht wurden, werden die entsprechenden Indizes im Folgenden nicht gesondert aufgeführt.

Den Ausgangsfall stellt das vollständige bifacial_radiance-Modell dar. Dieses umfasste die gemeinsam modellierten Ost- und Westflächen, die hoch aufgeständerten Tischreihen und die in Abschnitt 3.4.5 beschriebene modellierte Unterkonstruktion. Für die ergänzende Untersuchung wurden insgesamt drei Modellvarianten betrachtet: die vollständige Ost-West-Anlage mit Unterkonstruktion, die vollständige Ost-West-Anlage ohne Unterkonstruktion sowie getrennt simulierte Ost- und Westflächen ohne die jeweils gegenüberliegende Modulfläche und ohne Unterkonstruktion.

Zwischen den verschiedenen untersuchten Modellvarianten wurden ausschließlich die Bestandteile der Geometrie verändert. Standort, Wetterdatensatz, Simulationszeitpunkte, Modulabmessungen, Modulneigung, Montagehöhe, Reihenabstand, Bodenalbedo, Bodenfläche und Sensordefinitionen wurden nicht verändert. Dieses Vorgehen ermöglicht eine möglichst eindeutige Zuordnung der Unterschiede in der Rückseitenbestrahlung zur veränderten Geometrie.

Um den Einfluss der Unterkonstruktion auf die bestimmte rückseitige Bestrahlungsstärke zu untersuchen, wurde die vollständige Ost-West-Anlage einmal mit der Unterkonstruktion und einmal ohne die Unterkonstruktion simuliert. Im Anschluss wurde die Differenz der rückseitigen Bestrahlungsgrößen zwischen den beiden Varianten bestimmt. Diese beschreibt den Einfluss der Unterkonstruktion innerhalb der dreidimensionalen Raytracing-Szene. Neben der direkten Abschattung der Modulrückseiten können dabei auch Veränderungen der auf den Boden auftreffenden und von dort reflektierten Strahlung festgestellt werden. Daher wurde dieser Vergleich so gewertet, dass er die Gesamtwirkung der modellierten Unterkonstruktion untersucht und nicht nur die direkte Strukturverschattung.

Für die Untersuchung der gegenseitigen Ost-West-Wechselwirkungen wurden die Ost- und Westflächen separat simuliert. Dafür wurden jeweils nur die in eine Richtung geneigten Modulflächen der Ost-West-Tische in der Raytracing-Szene simuliert und die gegenüberliegenden Modulflächen wurden entfernt. Die übrigen geometrischen und strahlungsbezogenen Randbedingungen blieben unverändert. So konnte ein Vergleichszustand geschaffen werden, in dem die gegenseitige dreidimensionale Beeinflussung im Ost-West-Aufbau nicht enthalten war.

Die separat ermittelten Bestrahlungsstärken der Ost- und Westflächen wurden anschließend zu einem gemeinsamen Vergleichswert zusammengeführt. Da beide Ausrichtungen über eine identische Modulanzahl und Modulfläche verfügten, konnte hierfür der arithmetische Mittelwert gebildet werden.

$$E_{\mathrm{getr},t} = \frac{E_{\mathrm{Ost},t} + E_{\mathrm{West},t}}{2}$$

mit

$E_{\mathrm{getr},t}$: rückseitige Bestrahlungsstärke aus der getrennten Simulation zum Zeitpunkt t in W/m²

$E_{\mathrm{Ost},t}$: rückseitige Bestrahlungsstärke der Ostflächen zum Zeitpunkt t in W/m²

$E_{\mathrm{West},t}$: rückseitige Bestrahlungsstärke der Westflächen zum Zeitpunkt t in W/m²

Die getrennte Simulation der Ost- und Westflächen stellt keine vollständige Nachbildung der PVsyst-Rückseitenberechnung dar. Hierbei handelt es sich um einen bifacial_radiance-internen Vergleichszustand, durch den der Einfluss der gemeinsamen dreidimensionalen Modellierung der Ost- und Westflächen sichtbar gemacht werden soll. Durch das vorgestellte Vorgehen wurden die Effekte durch die gegenüberliegende Modulfläche auf die direkte Verschattung, die Veränderung des sichtbaren Himmelsbereichs, die Einstrahlung auf den Boden sowie die bodenreflektierte Strahlung im Ergebnis berücksichtigt.

Die zeitschrittweise Wirkung der Unterkonstruktion wurde aus der Differenz zwischen der gemeinsamen Ost-West-Anlage ohne und mit Unterkonstruktion berechnet:

$$\Delta E_{\mathrm{UK},t} = E_{\mathrm{oUK},t} - E_{\mathrm{mUK},t}$$

mit

$\Delta E_{\mathrm{UK},t}$: Differenz der Rückseitenbestrahlungsstärken der gemeinsam simulierten Ost-West-Anlage ohne und mit Unterkonstruktion zum Zeitpunkt t in W/m²

$E_{\mathrm{oUK},t}$: rückseitige Bestrahlungsstärke ohne Unterkonstruktion zum Zeitpunkt t in W/m²

$E_{\mathrm{mUK},t}$: rückseitige Bestrahlungsstärke mit Unterkonstruktion zum Zeitpunkt t in W/m²

Positive Werte bedeuteten eine Reduktion der rückseitigen Bestrahlungsstärke durch die Unterkonstruktion. Die relative Reduktion wurde auf die Variante ohne Unterkonstruktion bezogen:

$$\delta E_{\mathrm{UK},t} = \frac{E_{\mathrm{oUK},t} - E_{\mathrm{mUK},t}}{E_{\mathrm{oUK},t}}$$

mit

$\delta E_{\mathrm{UK},t}$: relative Reduktion der Rückseitenbestrahlungsstärke durch die Unterkonstruktion zum Zeitpunkt t in %

Der Einfluss der gemeinsamen Ost-West-Geometrie wurde aus der Differenz zwischen dem Mittelwert der getrennt simulierten Flächen und der gemeinsam modellierten Ost-West-Anlage ohne Unterkonstruktion bestimmt:

$$\Delta E_{\mathrm{OW},t} = E_{\mathrm{getr,oUK},t} - E_{\mathrm{gem,oUK},t}$$

mit

$\Delta E_{\mathrm{OW},t}$: Differenz der Rückseitenbestrahlungsstärken der getrennt simulierten und der gemeinsam simulierten Ost-West-Anlage ohne Unterkonstruktion zum Zeitpunkt t in W/m²

$E_{\mathrm{getr,oUK},t}$: rückseitige Bestrahlungsstärke aus der getrennten Simulation zum Zeitpunkt t in W/m²

$E_{\mathrm{gem,oUK},t}$: rückseitige Bestrahlungsstärke aus der gemeinsamen Simulation zum Zeitpunkt t in W/m²

Positive Werte beschrieben eine Reduktion der rückseitigen Bestrahlungsstärke durch die gemeinsame Modellierung der Ost-West-Tische. Die relative Reduktion wurde auf die getrennt simulierte Variante bezogen:

$$\delta E_{\mathrm{OW},t} = \frac{E_{\mathrm{getr,oUK},t} - E_{\mathrm{gem,oUK},t}}{E_{\mathrm{getr,oUK},t}}$$

mit

$\delta E_{\mathrm{OW},t}$: relative Reduktion der Rückseitenbestrahlungsstärke durch die gemeinsame Simulation der Ost- und Westflächen ohne Unterkonstruktion zum Zeitpunkt t in %

Für die zusammenfassende Bewertung wurden die Rückseitenbestrahlungswerte aller untersuchten Zeitschritte zu Bestrahlungssummen zusammengefasst. Die Bestrahlungssummen wurden prinzipiell nach:

$$H = \frac{1}{1000} \sum_{t=1}^{n} E_t \cdot \Delta t$$

mit

H: Bestrahlung in kWh/m²

E_t: Bestrahlungsstärke zum Zeitpunkt t in W/m²

$$\Delta t = 1\text{h}$$

berechnet.

Die energetische Reduktion durch die Unterkonstruktion ergab sich aus:

$$\Delta H_{\text{UK}} = H_{\text{oUK}} - H_{\text{mUK}}$$

mit

ΔH_{UK}: Differenz der Rückseitenbestrahlung der gemeinsam simulierten Ost-West-Anlage ohne und mit Unterkonstruktion in kWh/m^2

H_{oUK}: Rückseitenbestrahlung der gemeinsam simulierten Ost-West-Anlage ohne Unterkonstruktion in kWh/m^2

H_{mUK}: Rückseitenbestrahlung der gemeinsam simulierten Ost-West-Anlage mit Unterkonstruktion in kWh/m^2

und die relative Reduktion ergab sich aus:

$$\delta H_{\text{UK}} = \frac{H_{\text{oUK}} - H_{\text{mUK}}}{H_{\text{oUK}}}$$

mit

δH_{UK}: relative Reduktion der Rückseitenbestrahlung durch die Unterkonstruktion in %

Entsprechend wurde der energetische Einfluss der gemeinsamen Ost-West-Geometrie nach:

$$\Delta H_{\text{OW}} = H_{\text{getr,oUK}} - H_{\text{gem,oUK}}$$

mit

ΔH_{OW}: Differenz der Rückseitenbestrahlung der getrennt simulierten und der gemeinsam simulierten Ost-West-Anlage ohne Unterkonstruktion in kWh/m^2

$H_{\text{getr,oUK}}$: Rückseitenbestrahlung der getrennt simulierten Ost-West-Anlage ohne Unterkonstruktion in kWh/m^2

$H_{\text{gem,oUK}}$: Rückseitenbestrahlung der gemeinsam simulierten Ost-West-Anlage ohne Unterkonstruktion in kWh/m^2

und

$$\delta H_{\text{OW}} = \frac{H_{\text{getr,oUK}} - H_{\text{gem,oUK}}}{H_{\text{getr,oUK}}}$$

mit

δH_{OW}: relative Reduktion der Rückseitenbestrahlung durch die gemeinsame Simulation der Ost- und Westflächen ohne Unterkonstruktion in %

berechnet.

Zusätzlich wurden die Bestrahlungssummen und relativen Reduktionen monatlich ausgewertet. Dadurch wurde überprüft, ob die geometrischen Einflüsse annähernd konstant über das Jahr waren oder ob es eine mögliche saisonale Abhängigkeit gab. Für jeden Monat wurden die stündlichen Rückseitenbestrahlungsstärken nach den drei Modellvarianten aufgeschlüsselt aufsummiert. Anschließend wurden die absoluten und relativen Reduktionen nach den gleichen Berechnungsvorschriften wie bei der Gesamtauswertung bestimmt.

Die geometrische Untersuchung beschränkte sich auf die rückseitigen Bestrahlungswerte, da sie der Ursachenanalyse für rückseitige Abweichungen diente. Eine vollständige Auswertung von Vorderseitenwerten, zeitschrittweisen Fehlerkennwerten oder Abhängigkeiten von weiteren Parametern wurde nicht durchgeführt. Die geometrischen Modellvarianten wurden anhand der gesamten Bestrahlungssummen sowie der monatlichen relativen Reduktionen gegenübergestellt.

3.6 Vorgehen beim Vergleich der Simulationsergebnisse

Für den Vergleich der Simulationsergebnisse wurden die in PVsyst und bifacial_radiance berechneten Bestrahlungsgrößen zunächst zeitlich und inhaltlich aufeinander abgestimmt. Ziel war es, jedem untersuchten Zeitschritt aus beiden Programmen einen Datensatz eindeutig zuordnen zu können. Aufgrund der unterschiedlichen Zeitkonventionen in den beiden Simulationsprogrammen erfolgte vor der eigentlichen Auswertung eine Korrektur der Zeitstempel. Die bifacial_radiance-Zeitpunkte wurden den entsprechenden PVsyst-Zeitschritten zugeordnet, sodass jeweils die identischen stündlichen Einstrahlungszustände miteinander verglichen wurden.

Die korrekte zeitliche Zuordnung wurde anhand der meteorologischen Eingangsgrößen überprüft. Sowohl die globale Horizontalstrahlung aus auch die diffuse Horizontalstrahlung aus beiden Programmen wurden gegenübergestellt. Als Kontrollgrößen dienten die absoluten Differenzen der jeweiligen Werte. Eine hinreichend geringe Abweichung wurde als Voraussetzung für einen weiteren Vergleich angenommen. Diese Voraussetzung sollte fehlerhafte Zeitzuordnungen oder abweichende Wetterdaten als Ursachen der Modulbestrahlungsdifferenzen ausschließen.

Als Vergleichsgröße für die Vorderseitenbestrahlung wurde die PVsyst-Größe GlobInc herangezogen. Diese beschreibt die Globalstrahlung auf der Kollektorebene vor modulspezifischen optischen Korrekturen. Sie wurde den aus den Sensorwerten bestimmten mittleren Vorderseitenbestrahlungen aus bifacial_radiance gegenübergestellt. bifacial_radiance berechnet die geometrisch auf die Sensorflächen eintreffende Strahlung – eine separate modulspezifische IAM-Korrektur findet nicht statt. Deswegen war die Verwendung von GlobInc erforderlich, da diese Größe in der Berechnungskette von PVsyst vor den modulspezifischen optischen Korrekturen liegt.

Als Vergleichsgröße für die Rückseitenbestrahlung wurde die von PVsyst berechnete Globalstrahlung auf der Modulrückseite, GlobBak, verwendet. Für die Vergleichsgröße aus bifacial_radiance wurden die nach Ost und West getrennten rückseitigen Sensorwerte zu einer gemeinsamen mittleren Rückseitenbestrahlung zusammengeführt. Da Modulanzahl und Modulfläche für beide Ausrichtungen identisch waren, konnte hier, genau wie für die Vorderseitenbestrahlung, das arithmetische Mittel gebildet werden.

In die Auswertung wurden nur technisch gültige Zeitschritte einbezogen. Zeitpunkte mit einer horizontalen Globalstrahlung von unter 4 W/m^2 wurden entsprechend dem Untersuchungskonzept von der Simulation ausgeschlossen. Zusätzlich wurde für die Berechnung relativer Abweichungen und dimensionsloser Faktoren ein Mindestwert für die jeweiligen PVsyst-Vergleichsgrößen von 10 W/m^2 angesetzt. So wurden sehr hohe relative Abweichungen bei kleinen Bezugswerten vermieden. Da solche relativen Abweichungen für den Programmvergleich eine geringe Aussagekraft gehabt hätten, wurde so eine überproportionale Gewichtung von Zeitschritten mit geringer Modulbestrahlung verhindert. Absolute Fehlerkennwerte sowie energetische Summen hingegen wurden auf Grundlage aller technisch gültigen Zeitschritte berechnet.

Die zeitschrittweise absolute Differenz zwischen bifacial_radiance und PVsyst wurde für die Vorder- und Rückseite nach

$$\Delta E_t = E_{\mathrm{BR},t} - E_{\mathrm{PVsyst},t}$$

mit

ΔE_t: zeitschrittweise absolute Differenz zwischen bifacial_radiance und PVsyst in W/m^2

$E_{\mathrm{BR},t}$: mittlere Bestrahlungsstärke aus bifacial_radiance zum Zeitpunkt t in W/m^2

$E_{\mathrm{PVsyst},t}$: mittlere Bestrahlungsstärke aus PVsyst zum Zeitpunkt t in W/m^2

bestimmt. Positive Werte kennzeichneten dabei eine höhere Bestrahlung in bifacial_radiance, während negative Werte eine höhere Bestrahlung in PVsyst aussagten. Zusätzlich wurde die absolute Differenz

$$|\Delta E_t| = \left|E_{\mathrm{BR},t} - E_t\right|$$

berechnet.

Zur quantitativen Bewertung wurden der Mean Bias Error (MBE), der Mean Absolute Error (MAE) und der Root Mean Square Error (RMSE) bestimmt. Der Mean Bias Error wurde nach

$$\mathrm{MBE} = \frac{1}{n}\sum_{t=1}^{n}\left(E_{\mathrm{PVsyst},t} - E_{\mathrm{BR},t}\right)$$

bestimmt. Er beschreibt die mittlere gerichtete Abweichung und zeigt damit, ob PVsyst die Ergebnisse aus bifacial_radiance im Mittel über- oder unterschätzt.

Der Mean Absolute Error wurde nach

$$\mathrm{MAE} = \frac{1}{n}\sum_{t=1}^{n}\left|E_{\mathrm{PVsyst},t} - E_{\mathrm{BR},t}\right|$$

berechnet. Er gibt die mittlere Größe der stündlichen Abweichungen unabhängig von deren Vorzeichen an.

Der Root Mean Square Error wurde nach

$$\mathrm{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{t=1}^{n}\left(E_{\mathrm{PVsyst},t} - E_{\mathrm{BR},t}\right)^2}$$

berechnet. Aufgrund der Quadrierung werden größere Einzelabweichungen beim RMSE stärker gewichtet als beim MAE.

Ergänzend wurde die relative Abweichung bezogen auf den jeweiligen PVsyst-Wert bestimmt:

$$\delta_t = \frac{E_{\mathrm{BR},t} - E_{\mathrm{PVsyst},t}}{E_{\mathrm{PVsyst},t}}$$

Bei dieser Definition bedeutet eine positive relative Abweichung, dass bifacial_radiance eine höhere Bestrahlungsstärke berechnet als PVsyst und eine negative relative Abweichung bedeutet, dass PVsyst eine höhere Bestrahlungsstärke berechnet.

Für die absoluten Fehlerkennwerte MBE, MAE und RMSE wurden alle simulierten Zeitschritte berücksichtigt, für die ein Ergebnis aus bifacial_radiance und PVsyst vorlag. Insgesamt umfasst der Datensatz damit 735 gemeinsame Stunden. Die absoluten Abweichungen konnten so über den gesamten verfügbaren Untersuchungsbereich bewertet werden.

Zusätzlich wurden die Simulationsergebnisse in 1:1-Diagrammen gegenübergestellt. Auf der x-Achse waren die Ergebnisse aus PVsyst aufgetragen und die Ergebnisse aus bifacial_radiance wurden auf der y-Achse dargestellt. Im Diagramm wurde eine 1:1-Linie, die die vollständige Übereinstimmung beider Programme darstellte, hinzugefügt. Anhand der Abweichungen von der 1:1-Linie konnten systematische Über- und Unterschätzungen im Programmvergleich sowie die Streuung der stündlichen Ergebnisse sichtbar gemacht werden.

Die beschriebenen Kennwerte wurden getrennt für die Vorder- und Rückseitenbestrahlung ermittelt. Dadurch konnte zunächst geprüft werden, ob die Wetter- und Geometriedaten in beiden Programmen konsistent verarbeitet wurden. Außerdem konnte so sichtbar gemacht werden, in welchen Bereichen die verbleibenden Unterschiede der Berechnungsansätze besonders deutlich auftraten.

3.7 Vorgehen zur Ableitung und Validierung der Albedokorrektur

Ausgehend von dem Vergleich der rückseitigen Bestrahlungsstärken wurde untersucht, ob sich die in PVsyst berechnete Rückseitenbestrahlungsstärke durch eine Korrektur über die Bodenalbedo an die Ergebnisse aus bifacial_radiance annähern lässt. Dazu wurde ein zweistufiges Vorgehen gewählt. Im ersten Schritt wurden monatliche Korrekturfaktoren aus den Simulationsergebnissen abgeleitet. Diese dienten dazu, die grundsätzliche Eignung der Albedo als Korrekturparameter zu überprüfen. Im

Anschluss wurde eine zustandsabhängige Korrekturfunktion hergeleitet, über die sich der erforderliche Korrekturfaktor für die Albedo anhand von Sonnenstands- und Strahlungsgrößen bestimmen lässt.

3.7.1 Direkte Ableitung monatlicher Albedokorrekturen

Im ersten Untersuchungsschritt wurde für jeden Monat ein Korrekturfaktor aus dem Verhältnis der aufsummierten rückseitigen Bestrahlung von bifacial_radiance und PVsyst bestimmt. Die monatliche rückseitige Bestrahlung wurde aus den stündlichen Bestrahlungsstärken berechnet:

$$H_{\mathrm{rear},m} = \sum_{t \in T_m} E_{\mathrm{rear},t} \cdot \Delta t$$

mit

$H_{\mathrm{rear},m}$: monatliche Rückseitenbestrahlung in Wh/m^2

$E_{\mathrm{rear},t}$: stündliche Rückseitenbestrahlungsstärke in W/m^2

T_m: Menge der verfügbaren Zeitschritte der fünf simulierten Untersuchungstage des jeweiligen Monats

$\Delta t = 1\mathrm{h}$

Der monatliche Korrekturfaktor ergab sich anschließend aus:

$$f_m = \frac{H_{\mathrm{rear,BR},m}}{H_{\mathrm{rear,PVsyst},m}}$$

mit

f_m: monatlicher Korrekturfaktor

$H_{\mathrm{rear,BR},m}$: rückseitige Bestrahlung aus bifacial_radiance für die ausgewählten Untersuchungstage des Monats m in Wh/m^2

$H_{\mathrm{rear,PVsyst},m}$: rückseitige Bestrahlung aus PVsyst für die ausgewählten Untersuchungstage des Monats m in Wh/m^2

Der monatliche Faktor wurde über das Verhältnis der monatlichen Bestrahlungssummen gebildet. So gingen die einzelnen Zeitschritte entsprechend ihrem Beitrag zur gesamten rückseitigen Bestrahlung in das Ergebnis ein. Stunden mit einer hohen rückseitigen Bestrahlungsstärke hatten einen größeren Einfluss auf den monatlichen Korrekturfaktor als Morgen- und Abendstunden mit geringeren Bestrahlungswerten. Auf die Bildung eines arithmetischen Mittelwerts der stündlichen Quotienten wurde verzichtet. Bei einer solchen Mittelung würden Zeitschritte mit niedrigen und hohen Bestrahlungswerten mit der gleichen Gewichtung in den Faktor eingehen. Zusätzlich könnten kleine Werte im Nenner zu stark schwankenden Einzelquotienten führen.

Ausgehend von der in der Referenzsimulation verwendeten Bodenalbedo $\rho_0 = 0{,}2$ wurde für jeden Monat eine effektive Albedo berechnet:

$$\rho_{\mathrm{eff},m} = \rho_0 \cdot f_m$$

mit

$\rho_{\mathrm{eff},m}$: monatliche effektive Albedo

ρ_0: Ausgangsalbedo $\rho_0 = 0{,}20$

Die so bestimmen Monatswerte wurden in eine neue PVsyst-Variante übertragen. Die übrigen Anlagen- und Simulationsparameter wurden dabei unverändert gegenüber der Referenzanlage gelassen. Nach einer erneuten Durchführung der PVsyst-Simulation wurden die korrigierten Bestrahlungsstärken aus PVsyst mit den Werten aus bifacial_radiance verglichen.

Dieser erste Ansatz diente lediglich als Machbarkeitsprüfung der Albedo als Korrekturparameter. Es sollte untersucht werden, ob sich die Abweichung der Rückseitenbestrahlung über eine Anpassung der Bodenalbedo grundsätzlich verringern lässt. Die hier abgeleiteten Korrekturfaktoren stellten dabei keine auf andere Anlagenkonfigurationen übertragbare Methode dar, da für ihre Berechnung sowohl die Werte aus PVsyst als auch aus bifacial_radiance vorliegen müssen. Für eine Anlage, für die keine Raytracing-Simulation vorliegt, ist diese Methode also nicht anwendbar.

3.7.2 Herleitung stündlicher Korrekturfaktoren

Für die Herleitung einer zustandsabhängigen Funktion wurde für jeden auswertbaren Zeitschritt zunächst ein stündlicher Korrekturfaktor berechnet:

$$f_t = \frac{E_{\mathrm{rear,BR},t}}{E_{\mathrm{rear,PVsyst},t}}$$

mit

f_t: stündlicher Korrekturfaktor

Bei einem Faktor von 1 liegt eine genaue Übereinstimmung beider Programme vor. Ein Faktor größer als 1 bedeutet, dass bifacial_radiance eine höhere Bestrahlungsstärke simuliert und ein Faktor kleiner als 1 sagt aus, dass PVsyst die höhere rückseitige Bestrahlung errechnet.

Für die Bildung der stündlichen Faktoren wurde erneut der Filter von E ≥ 10 W/m² an die rückseitige Bestrahlungsstärke aus PVsyst angelegt.

Als mögliche Einflussgrößen wurden die Sonnenhöhe, der Sonnenazimut sowie der Diffusanteil der Globalstrahlung auf der Horizontalen untersucht. Der Diffusanteil der Strahlung wurde wie folgt berechnet:

$$\kappa_{\mathrm{d},t} = \frac{E_{\mathrm{DHI},t}}{E_{\mathrm{GHI},t}}$$

mit

$\kappa_{\mathrm{d},t}$: Diffusanteil der Strahlung zum Zeitpunkt t

$E_{\mathrm{DHI},t}$: diffuse Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen zum Zeitpunkt t in W/m²

$E_{\mathrm{GHI},t}$: globale Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen zum Zeitpunkt t in W/m²

Anhand von Streudiagrammen wurde eine explorative Untersuchung durchgeführt. Hierzu wurde der stündliche Korrekturfaktor jeweils der Sonnenhöhe, dem Sonnenazimut sowie dem Diffusanteil der Strahlung gegenübergestellt. Ergänzend wurden die östlichen und westlichen Sonnenstände getrennt betrachtet, um zu erkennen, ob die getrennte Betrachtung zur Beschreibung der Datenstruktur beitragen würde.

Aufgrund der symmetrischen Ost-West-Ausrichtung der untersuchten Anlage wurde zusätzlich der Betrag des Sonnenazimuts als mögliche Einflussgröße untersucht:

$$A_t = \left|\alpha_{\mathrm{s},t}\right|$$

mit

A_t: Betrag des Sonnenazimuts in °

$\alpha_{s,t}$: Azimut der Sonne zum Zeitpunkt t in °

Zur Verdichtung der Einzelwerte wurden für die jeweiligen Einflussparameter Klassen gebildet. Für jede Klasse wurde anschließend der mittlere stündliche Faktor gebildet:

$$\bar{f} = \frac{1}{n_{\mathrm{rel}}} \sum_{t=1}^{n_{\mathrm{rel}}} \frac{E_{\mathrm{BR},t}}{E_{\mathrm{PVsyst},t}}$$

mit

$\bar{f}$: mittlerer stündlicher Faktor innerhalb einer Klasse

n_{rel}: für die relative Auswertung gültige Zeitschritte ($E_{\mathrm{PVsyst}} \geq 10\,{}^{\mathrm{W}}/_{\mathrm{m}^2}$)

Die grafischen Untersuchungen dienten der Auswahl geeigneter Variablen und Modellterme für die anschließende Regressionsanalyse. Die Ergebnisse der Diagramme werden im Ergebniskapitel dargestellt.

3.7.3 Aufbau und Auswahl des Regressionsmodells

Die Funktionsherleitung erfolgte mittels einer multiplen linearen Regression. Der stündliche Korrekturfaktor f_t wurde als abhängige Variable verwendet. Basierend auf den untersuchten Sonnenstands- und Strahlungsgrößen wurden mehrere Modellvarianten aufgestellt. Neben den linearen Termen wurden ein quadratischer Sonnenhöhenterm, ein quadratischer Azimutterm und ein Wechselwirkungsterm zwischen Sonnenhöhe und Azimut geprüft:

$$h_{\mathrm{s},t}, \quad A_t, \quad \kappa_{\mathrm{d},t}, \quad {h_{\mathrm{s},t}}^2, \quad {A_t}^2, \quad h_{\mathrm{s},t}A_t$$

mit

$h_{\mathrm{s},t}$: Sonnenhöhe zum Zeitpunkt t in °

Der Wechselwirkungsterm wurde untersucht, um einen möglichen von der Sonnenhöhe abhängigen Einfluss des Azimuts abzubilden. Die quadratischen Terme wurden aufgrund der in der grafischen Auswertung erkennbaren gekrümmten Zusammenhänge untersucht. Der Diffusanteil der Strahlung wurde als weitere erklärende Variable untersucht.

Die allgemeine untersuchte Funktionsform lautete:

$$F = \beta_0 + \beta_1 h_{\mathrm{s},t} + \beta_2 {h_{\mathrm{s},t}}^2 + \beta_3 A_t + \beta_4 {A_t}^2 + \beta_5 h_{\mathrm{s},t} A_t + \beta_6 \kappa_{\mathrm{d},t}$$

Die Koeffizienten β_0 bis β_6 wurden von der Regression bestimmt. Im abschließend ausgewählte Modell mussten nicht alle Terme beinhaltet sein. Die Modellvarianten wurden anhand des Bestimmtheitsmaßes, des adjustierten Bestimmtheitsmaßes, des Standardfehlers und der Signifikanz der einzelnen Regressionskoeffizienten verglichen. Sofern zusätzliche Terme nicht zu einer relevanten Verbesserung der Modellgüte führten, wurde eine möglichst einfach Funktionsform angestrebt.

Die konkrete Auswahl der in der Funktion enthaltenen Terme, die bestimmten Regressionskoeffizienten sowie die zugehörigen statistischen Kennwerte werden im Ergebniskapitel dargestellt.

3.7.4 Prüfung der stündlichen Funktionsgüte

Die durch das Regressionsmodell errechneten Korrekturfaktoren für die Bodenalbedo wurden den aus den Simulationsergebnissen bestimmten Faktoren in einem 1:1-Diagramm gegenübergestellt. Eine vollständige Übereinstimmung hätte dazu geführt, dass sich die Punkte auf der 1:1-Linie anordnen.

Zusätzlich wurden die Residuen nach

$$e_t = f_t - \hat{f}_t$$

mit

e_t: stündliche Residuen der Regressionsfunktion

f_t: direkt abgeleiteter stündlicher Korrekturfaktor

$\hat{f}_t$: aus Regressionsfunktion errechneter stündlicher Korrekturfaktor

berechnet. Residuen mit einem positiven Vorzeichen kennzeichnen eine Unterschätzung des Faktors aus dem Regressionsmodell, während negative Residuen eine Überschätzung abbilden.

Die Residuen wurden in Abhängigkeit vom vorhergesagten Korrekturfaktor dargestellt. So konnten systematische Modellabweichungen, unterschiedliche Streuungsbereiche und nicht durch die Regression erfasste Datenstrukturen untersucht werden. Die stündliche Regressionsgüte wurde nicht als alleinige Bewertungsgrundlage genutzt. Die hergeleitete Funktion hatte nicht das Ziel, jeden stündlichen Korrekturfaktor exakt nachzubilden. Es sollten geeignete monatliche Albedowerte für eine erneute Parametrierung von PVsyst abgeleitet werden.

3.7.5 Überführung in monatliche Albedowerte

In PVsyst ist das Einlesen von stündlichen Albedowerten über eine externe Datei grundsätzlich möglich. Für die Referenzanlage wurde in bifacial_radiance jedoch nicht ein komplettes Jahr mit allen dazugehörigen Tagesstunden simuliert. Die Funktionsherleitung wurde auf Grundlage von fünf simulierten Untersuchungstagen je Monat durchgeführt. Eine stündliche Auflösung der Albedowerte würde eine Extrapolation der Funktion auf sämtliche Zeitschritte des ganzen Jahres voraussetzen. Um diese zusätzliche Annahme zu vermeiden, wurden die vorhergesagten stündlichen Faktoren zu repräsentativen Monatsfaktoren zusammengeführt.

Hierzu wurde kein arithmetischer Mittelwert der stündlichen Funktionswerte verwendet. Für die Aggregation zu monatlichen Werten wurden die stündlichen Funktionswerte mit der ursprünglichen PVsyst-Rückseitenbestrahlungsstärke gewichtet:

$$\hat{f}_m = \frac{\sum_{t \in T_m} E_{\mathrm{rear,PVsyst},t} \cdot \hat{f}_t}{\sum_{t \in T_m} E_{\mathrm{rear,PVsyst},t}}$$

mit

$\hat{f}_m$: monatlicher aus der Regressionsfunktion abgeleiteter Korrekturfaktor

Auf diese Weise hatten Zeitschritte mit einer hohen Bestrahlungsstärke einen größeren Einfluss auf das Ergebnis als Zeitschritte mit einer niedrigeren Bestrahlungsstärke. So bildeten die Monatswerte die energetische Bedeutung der einzelnen Einstrahlungszustände besser ab als ein arithmetischer Mittelwert.

Aus den monatlichen Korrekturfaktoren wurden die effektiven Albedowerte nach

$$\rho_{\mathrm{eff},m} = \rho_0 \cdot \hat{f}_m$$

berechnet. Die zwölf resultierenden Monatswerte für die Bodenalbedo wurden auf drei Nachkommastellen gerundet und für eine erneute Simulation in PVsyst eingegeben. Alle übrigen Simulations- und Anlagenparameter wurden nicht verändert.

3.7.6 Validierung der funktionsbasierten Albedokorrektur

Die PVsyst-Simulation wurde nach der Eingabe der funktionsbasierten Albedowerte erneut durchgeführt. Die daraus resultierenden stündlichen Ergebnisse wurden nach demselben Verfahren wie bei der Ausgangssimulation den Ergebnissen aus bifacial_radiance zugeordnet.

Zur Bewertung der simulierten Rückseitenbestrahlungsstärke wurden erneut die Fehlerkennwerte MBE, MAE und RMSE berechnet. Die absoluten Fehlerkennwerte wurden auf Grundlage aller 735 gemeinsamen Zeitschritte bestimmt, da die neue Albedoparametrierung Einfluss auf alle simulierten Stunden hatte. Der Mindestwert von $E \geq 10$ W/m^2 wurde weiterhin für die relativen Abweichungen angesetzt.

Die Bewertung der Modellgüte erfolgte durch einen direkten Vergleich der Ausgangssimulation mit konstanter Albedo mit der Simulation mit den funktionsbasierten monatlichen Albedowerten. Dabei wurde geprüft, ob die mittlere gerichtete Abweichung sowie die stündlichen absoluten Fehler reduziert werden konnten.

3.7.7 Kontrolle der Vorderseitenbestrahlung

Da die veränderte Albedo nicht nur die rückseitige Bestrahlungsstärke beeinflussen kann, wurde zusätzlich überprüft, ob sich die Vorderseitenbestrahlung durch die erneute Parametrierung in PVsyst verändert hatte. Vom Boden reflektierte Strahlungsanteile können auch zur Vorderseitenbestrahlung beitragen.

Deshalb wurde die PVsyst-Größe $E_{GlobInc}$ sowohl für die Ausgangssimulation als auch für die Simulation mit funktionsbasierter Albedo der gemittelten vorderseitigen Bestrahlungsstärke aus bifacial_radiance gegenübergestellt. Für diesen Vergleich wurden ebenfalls die Fehlerkennwerte MBE, MAE und RMSE berechnet.

Der Vergleich der Vorderseitenbestrahlung diente nicht einer weiteren Kalibrierung der Albedofunktion. Der Vergleich zielte darauf ab, den Erhalt der bereits guten Übereinstimmung der Vorderseitenwerte zu überprüfen. Es sollte ausgeschlossen werden, dass eine Verbesserung der Rückseitenberechnung mit einer Verschlechterung der Vorderseitenberechnung einherging.

3.7.8 Gültigkeitsbereich

Im Gegensatz zu den direkten monatlichen Korrekturfaktoren benötigt die mithilfe der Regressionsanalyse hergeleitete Funktion keine unmittelbaren bifacial_radiance-Ergebnisse für die Anwendung. Nach der einmaligen Kalibrierung sind nur Angaben zur Sonnenhöhe, dem Betrag des Sonnenazimuts sowie dem Diffusanteil der Strahlung als Eingangsgrößen erforderlich.

Die Tatsache, dass die Regressionskoeffizienten jedoch anhand der Referenzanlage bestimmt wurden, führt dazu, dass die hergeleitete Funktion zunächst nur für die zugrundeliegende Anlagengeometrie mit dem verwendeten Standort und Wetterdatensatz zur Erzeugung monatlicher Korrekturfaktoren validiert ist. Eine unveränderte Übertragbarkeit auf andere geometrische Gegebenheiten, wie Reihenabstände, Montagehöhe, Modulneigung oder Unterkonstruktion kann durch die vorliegende Arbeit nicht abgeleitet werden.

Für eine weiterführende Validierung müsste die bestehende Funktion ohne eine erneute Kalibrierung an abweichenden Anlagenkonfigurationen getestet werden. Die Ergebnisse dieser Simulationen müssten dann mit analogen Simulationen in bifacial_radiance verglichen werden, um eine Aussage über die Modellgüte treffen zu können. Aufgrund des begrenzten Umfangs der Arbeit wurde die weiterführende Validierung nicht als zusätzliche Hauptuntersuchung durchgeführt.

4 Ergebnisse

4.1 Ergebnisse der Ausgangssimulationen

Tabelle 2 fasst die zentralen Ergebnisse zu den Bestrahlungsstärken aus den Ausgangssimulationen der Referenzanlage in PVsyst und bifacial_radiance zusammen. Dargestellt sind die Summen der vorder- und rückseitigen Bestrahlungsstärken, die mittleren Bestrahlungsstärken sowie die jeweiligen Rückseitenanteile für die 735 gemeinsam ausgewerteten Stunden der 60 Simulationstage.

Tabelle 2: Zentrale Ergebnisse der Ausgangssimulationen für die 735 gemeinsam ausgewerteten Stunden

Ergebnisgröße	**PVsyst**	**bifacial_radiance**
Vorderseitenbestrahlung	261,278 kWh/m^2	258,006 kWh/m^2
Rückseitenbestrahlung	32,669 kWh/m^2	34,190 kWh/m^2
Mittlere Vorderseitenbestrahlungsstärke	355,481 W/m^2	351,029 W/m^2
Mittlere Rückseitenbestrahlungsstärke	44,447 W/m^2	46,517 W/m^2
Rückseitenanteil	12,50 %	13,25 %

Die dargestellten Bestrahlungssummen beziehen sich ausschließlich auf die 735 gemeinsam ausgewerteten Stunden der 60 Simulationstage. Sie stellen keine vollständigen Jahres- oder Monatswerte dar. In beiden Simulationsmodellen lag die Vorderseitenbestrahlung deutlich über der Rückseitenbestrahlung. Während PVsyst einen Rückseitenanteil von 12,50 % simulierte, ergab sich für bifacial_radiance ein Rückseitenanteil von 13,25 %. Die detaillierte Gegenüberstellung der Ergebnisse erfolgt in den folgenden Abschnitten.

4.1.1 Ergebnisse der PVsyst-Ausgangssimulation

Über die 735 ausgewerteten Stunden wurde für die Referenzanlage in PVsyst eine Vorderseitenbestrahlung von insgesamt 261,278 kWh/m^2 simuliert. Die berechnete Rückseitenbestrahlung lag für denselben Zeitraum bei 32,669 kWh/m^2. Somit ergab sich ein Rückseitenanteil von 12,50 % bezogen auf die Vorderseitenbestrahlung.

Die mittlere Bestrahlungsstärke für die Vorderseite lag bei 355,481 W/m^2, während sie für die Rückseite bei 44,447 W/m^2 lag. Die höchste Monatssumme wurde im Juni erreicht. Für die Vorderseite ergab sich eine Bestrahlung von 40,472 kWh/m^2 und für die Rückseite 5,048 kWh/m^2. Im Dezember wurde die niedrigste Monatssumme berechnet. Die Vorderseitenbestrahlung lag bei 4,010 kWh/m^2 und die Rückseitenbestrahlung lag bei 0,485 kWh/m^2.

Über den gesamten Untersuchungszeitraum hinweg blieb der prozentuale Rückseitenanteil vergleichsweise konstant. Er bewegte sich zwischen 12,10 % im Dezember und 12,58 % im September. Damit zeigten sich trotz deutlicher jahreszeitlicher Veränderung der absoluten Bestrahlungssummen nur geringe monatliche Schwankungen des Verhältnisses zwischen Rückseiten- und Vorderseitenbestrahlung.

4.1.2 Ergebnisse der bifacial_radiance-Ausgangssimulation

Für bifacial_radiance wurde über die 735 gemeinsam ausgewerteten Stunden eine Vorderseitenbestrahlung von insgesamt 258,006 kWh/m^2 simuliert. Die berechnete Rückseitenbestrahlung lag für denselben Zeitraum bei 34,190 kWh/m^2.

Die mittlere Bestrahlungsstärke für die Vorderseite lag bei 351,029 W/m^2, während sie für die Rückseite bei 46,517 W/m^2 lag. Die höchste Monatssumme wurde im Juni erreicht. Für die Vorderseite ergab sich eine Bestrahlung von 40,115 kWh/m^2 und für die Rückseite 4,859 kWh/m^2. Im Dezember wurde die

niedrigste Monatssumme berechnet. Die Vorderseitenbestrahlung lag bei 3,913 kWh/m² und die Rückseitenbestrahlung lag bei 0,709 kWh/m².

Im Gegensatz zu den PVsyst-Ergebnissen zeigt der monatliche prozentuale Rückseitenanteil in bifacial_radiance stärkere Schwankungen. Die niedrigsten Werte wurden im Juni und Juli mit 12,11 % beziehungsweise 12,16 % ermittelt. In den Wintermonaten stieg der Rückseitenanteil deutlich an und erreichte im Dezember seinen Höchstwert von 18,13 %. Auch im Januar und November lag der Rückseitenanteil mit 17,81 % beziehungsweise 17,44 % deutlich über den Werten der Sommermonate.

4.2 Vergleich der Vorderseitenbestrahlung

Zur quantitativen Bewertung der Übereinstimmung der Vorderseitenbestrahlung wurden die Ergebnisse aus beiden Simulationsprogrammen gegenübergestellt. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** fasst die daraus berechneten statistischen und energetischen Kennwerte zusammen.

Tabelle 3: Kennwerte des Vergleichs der Vorderseitenbestrahlung

Kennwert	**Wert**
Anzahl gemeinsamer Werte	735
Mittelwert PVsyst	355,481 W/m²
Mittelwert bifacial_radiance	351,029 W/m²
MBE	− 4,452 W/m²
MAE	4,633 W/m²
RMSE	5,016 W/m²
Anzahl der Werte für die relative Auswertung	728
Mittlere relative Abweichung	− 3,65 %
Mittlerer stündlicher Faktor E_{BR}/E_{PVsyst}	0,9635
Energetischer Gesamtfaktor H_{BR}/H_{PVsyst}	0,9875
Maximale positive Abweichung	10,634 W/m²
Maximale negative Abweichung	− 11,704 W/m²
Bestimmtheitsmaß R^2	0,9999

Die mittlere Vorderseitenbestrahlungsstärke betrug in PVsyst 355,481 W/m² und in bifacial_radiance 351,029 W/m². Nach der in der Methodik festgelegten Differenzbildung

$$\Delta E_t = E_{\mathrm{BR},t} - E_{\mathrm{PVsyst},t}$$

ergab sich ein MBE von – 4,452 W/m². Damit lagen die Vorderseitenwerte von bifacial_radiance im Mittel unter denen von PVsyst. Der MEA betrug 4,633 W/m² und der RSME 5,016 W/m². Die maximale positive Abweichung lag bei 10,634 W/m² und die maximale negative Abweichung belief sich auf − 11,704 W/m².

Abbildung 11 zeigt die vorderseitigen Bestrahlungsstärken beider Programme in einem Punktdiagramm. Die Wertepaare liegen über den gesamten untersuchten Bereich eng an der eingezeichneten 1:1-Linie.

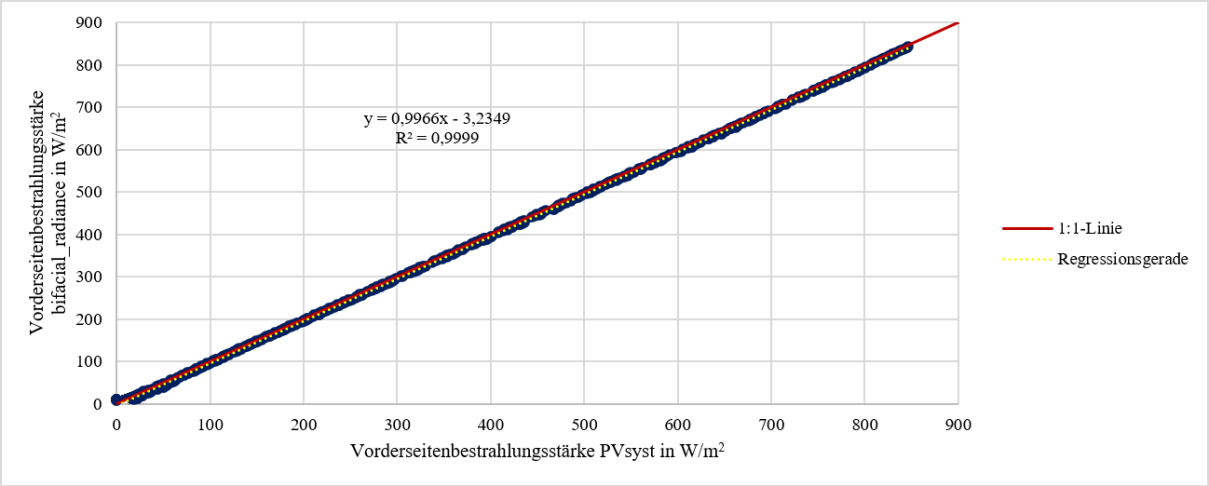


Abbildung 11: Vergleich der stündlichen Vorderseitenbestrahlungsstärken aus PVsyst und bifacial_radiance für 735 gemeinsame Auswertungszeitpunkte
Die durchgezogene rote Linie kennzeichnet die 1:1-Übereinstimmung, die gestrichelte gelbe Linie die lineare Regression.

Mit PVsyst auf der x-Achse und bifacial_radiance auf der y-Achse ergab sich folgende Regression:

$$E_{\mathrm{BR,front}} = 0{,}9988 \cdot E_{\mathrm{PVsyst,front}} - 3{,}2349\,{}^{\mathrm{W}}/_{\mathrm{m}^2}$$

Das Bestimmtheitsmaß R^2 lag bei 0,9999. Die Steigung der Regressionsgeraden lag nahezu bei 1. Der negative Achsenabschnitt entsprach der Tatsache, dass die PVsyst-Werte in weiten Teilen des Untersuchungsbereichs von bifacial_radiance unterschritten wurden.

Für die relative Auswertung standen 728 Werte zur Verfügung, die das Kriterium einer Bestrahlungsstärke in PVsyst von $E \geq 10$ W/m² erfüllten. Die mittlere relative Abweichung lag bei – 3,65 %. Der arithmetische Mittelwert der stündlichen Faktoren $E_{BR,t}/E_{PVsyst,t}$ betrug 0,9635.

Die gesamte Vorderseitenbestrahlung über die 735 gemeinsame ausgewerteten Stunden belief sich in PVsyst auf 261,278 kWh/m² und bei bifacial_radiance auf 258,006 kWh/m². Die Differenz der Bestrahlungssummen betrug somit – 3,272 kWh/m². Aus dem Verhältnis der beiden Vorderseitenbestrahlungen ergab sich ein energetischer Gesamtfaktor von 0,9875. Dieser unterscheidet sich vom arithmetischen Mittelwert der stündlichen Faktoren, weil die einzelnen Zeitpunkte bei der Summenbildung entsprechend ihrer Bestrahlungsstärke unterschiedlich stark in das Gesamtergebnis eingehen.

Auch in der monatsweisen Betrachtung unterschritten die Werte von PVsyst die von bifacial_radiance. Hier bewegte sich der energetische Monatsfaktor zwischen 0,9749 im November und 0,9912 im Juni. Die Abweichungsrichtung blieb damit über das gesamte Jahr hinweg gleich, während die Größe der Abweichung sich über die Monate nur geringfügig veränderte.

4.3 Vergleich der Rückseitenbestrahlung

Zur quantitativen Bewertung der Übereinstimmung der Rückseitenbestrahlung wurden die Ergebnisse aus beiden Simulationsprogrammen gegenübergestellt. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** fasst die daraus berechneten statistischen und energetischen Kennwerte zusammen.

Tabelle 4: Kennwerte des Vergleichs der Rückseitenbestrahlung

Kennwert	**Wert**
Anzahl gemeinsamer Werte	735
Mittelwert PVsyst	44,447 W/m^2
Mittelwert bifacial_radiance	46,517 W/m^2
MBE	2,070 W/m^2
MAE	4,955 W/m^2
RMSE	6,062 W/m^2
Anzahl der Werte für die relative Auswertung	637
Mittlere relative Abweichung	7,74 %
Mittlerer stündlicher Faktor E_{BR}/E_{PVsyst}	1,0774
Energetischer Gesamtfaktor H_{BR}/H_{PVsyst}	1,0466
Maximale positive Abweichung	16,971 W/m^2
Maximale negative Abweichung	− 10,436 W/m^2
Bestimmtheitsmaß R^2	0,9692

Die mittlere Rückseitenbestrahlungsstärke betrug in PVsyst 44,447 W/m^2 und in bifacial_radiance 46,517 W/m^2. Nach der in der Methodik festgelegten Differenzbildung

$$\Delta E_t = E_{\mathrm{BR},t} - E_{\mathrm{PVsyst},t}$$

ergab sich ein MBE von 2,070 W/m^2. Damit lagen die Rückseitenwerte von bifacial_radiance im Mittel über denen von PVsyst. Der MEA betrug 4,955 W/m^2 und der RSME 6,062 W/m^2. Die maximale positive Abweichung lag bei 16,971 W/m^2 und die maximale negative Abweichung belief sich auf − 10,436 W/m^2.

Abbildung 12 zeigt die rückseitigen Bestrahlungsstärken beider Programme in einem Punktdiagramm. Im Vergleich zum vorderseitigen Vergleich streuen die Wertepaare deutlich mehr um die 1:1-Linie. Innerhalb der Punktwolken sind zudem mehrere annähernd parallel verlaufende, bandartige Strukturen zu erkennen.

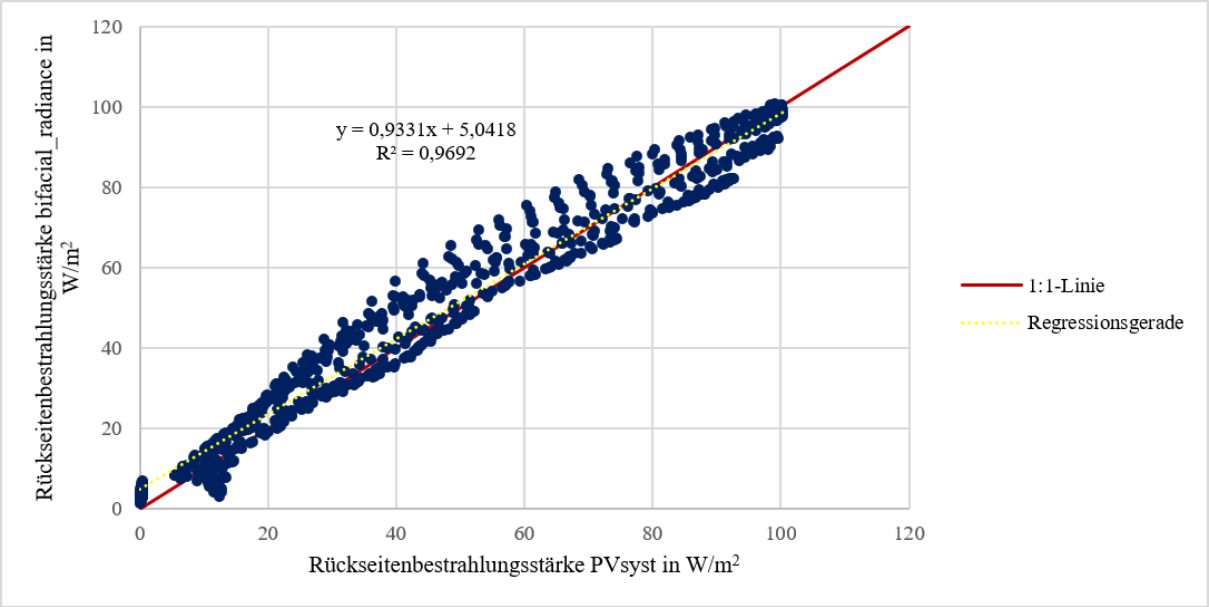


Abbildung 12: Vergleich der stündlichen Rückseitenbestrahlungsstärken aus PVsyst und bifacial_radiance für 735 gemeinsame Auswertungszeitpunkte
Die durchgezogene rote Linie kennzeichnet die 1:1-Übereinstimmung, die gestrichelte gelbe Linie die lineare Regression.

Mit PVsyst auf der x-Achse und bifacial_radiance auf der x-Achse ergab sich folgende Regression:

$$E_{\mathrm{BR,rear}} = 0{,}9331 \cdot E_{\mathrm{PVsyst,rear}} + 5{,}0418\,{}^{\mathrm{W}}/_{\mathrm{m}^2}$$

Das Bestimmtheitsmaß R^2 lag bei 0,9692. Die Regressionsgerade weist eine Steigung von unter 1 auf und hat einen positiven Achsenabschnitt. Bei kleineren Bestrahlungsstärken lagen die Werte von bifacial_radiance über denen von PVsyst. Für größere Werte näherten sich die Punktewolken der 1:1-Linie mehr an, wobei etliche Werte oberhalb und unterhalb der 1:1-Linie lagen.

Für die relative Auswertung standen 637 Werte zur Verfügung, die das Kriterium einer Bestrahlungsstärke in PVsyst von $E \geq 10$ W/m² erfüllten. Die mittlere relative Abweichung lag bei 7,74 %. Der arithmetische Mittelwert der stündlichen Faktoren $E_{BR,t}/E_{PVsyst,t}$ betrug 1,0774.

Die gesamte Rückseitenbestrahlung über die 735 gemeinsame ausgewerteten Stunden belief sich in PVsyst auf 32,669 kWh/m² und bei bifacial_radiance auf 34,190 kWh/m². Die Differenz der Bestrahlungssummen betrug somit 1,521 kWh/m². Aus dem Verhältnis der beiden Vorderseitenbestrahlungen ergab sich ein energetischer Gesamtfaktor von 1,0466. Das Verhältnis der Rückseiten- zur Vorderseitenbestrahlung betrug in PVsyst 12,50 % und in bifacial_radiance 13,25 %. Damit lag das Verhältnis in bifacial_radiance um 0,75 Prozentpunkte höher.

Die monatliche Aufschlüsselung der rückseitigen Bestrahlung in Abbildung 13 zeigt, dass sich die Richtung und Größe der Abweichung im Jahresverlauf veränderten. In den Wintermonaten lagen die Werte für die rückseitige Bestrahlung in bifacial_radiance über denen von PVsyst, wohingegen sich dieses Verhältnis in den Sommermonaten umkehrte. Die größte negative Differenz belief sich auf – 0,189 kWh/m² und trat im Juni auf. Die größte positive Differenz trat im Februar mit 0,418 kWh/m² auf.

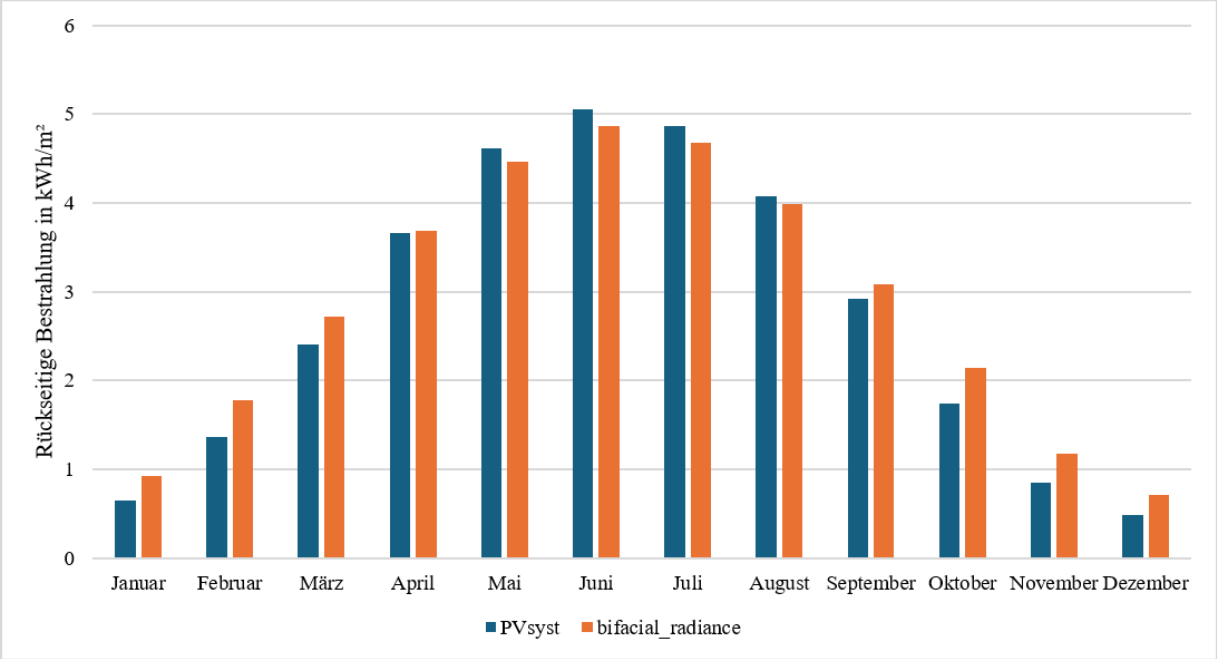


Abbildung 13: Monatliche Rückseitenbestrahlung aus PVsyst und bifacial_radiance für die jeweils fünf ausgewählten Untersuchungstage

Der monatlicher Rückseitenfaktor $H_{BR,m}/H_{PVsyst,m}$ bewegte sich zwischen 0,9625 im Juni und 1,4617 im Dezember. Im April glichen sich die Werte der beiden Programme mit einem Rückseitenfaktor von 1,0056 nahezu an. Von Mai bis August wurden Werte unter 1 ermittelt, während die Faktoren von September bis März über 1 lagen.

Auch die monatlichen Rückseitenanteile unterschieden sich in den beiden Simulationsprogrammen. In PVsyst blieb der monatliche Rückseitenanteil über das Jahr hinweg vergleichsweise konstant und bewegte sich zwischen 12,10 % und 12,58 %. Bei bifacial_radiance variierten die Werte im Jahresverlauf hingegen stärker und bewegten sich zwischen 12,11 % und 18,13 %. Die Differenz zwischen den Anteilen war von Mai bis August geringfügig negativ und erreichte im Dezember ihren höchsten positiven Wert von 6,02 Prozentpunkten.

4.4 Abhängigkeit der Modellabweichungen von der Anlagengeometrie

Zur Untersuchung geometrisch bedingter Einflüsse auf die Rückseitenbestrahlung wurden drei Modellvarianten in bifacial_radiance gegenübergestellt: die vollständige Ost-West-Anlage mit Unterkonstruktion, die vollständige Ost-West-Anlage ohne Unterkonstruktion sowie getrennt simulierte Ost- und Westflächen. Die Auswertung der Ergebnisse erfolgte auf Grundlage der 735 technisch gültigen Zeitschritte.

Die vollständige Ost-West-Anlage mit Unterkonstruktion erreichte über den untersuchten Zeitraum eine mittlere Rückseitenbestrahlungsstärke von 46,52 W/m² und eine aufsummierte Rückseitenbestrahlung von 34,190 kWh/m². Ohne Unterkonstruktion erhöhte sich der Mittelwert auf 50,10 W/m² und die Bestrahlungssumme auf 36,821 kWh/m². Für die getrennt simulierten Ost- und Westflächen ergaben sich ein gemeinsamer Mittelwert von 63,73 W/m² und eine Bestrahlungssumme von 46,843 kWh/m².

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. fasst die Ergebnisse der drei Modellvarianten zusammen.

Tabelle 5: Vergleich der mittleren Rückseitenbestrahlungsstärke und der Rückseitenbestrahlungssumme der untersuchten Modellvarianten

Modellvariante	**Mittlere Rückseitenbestrahlungsstärke in W/m²**	**Rückseitenbestrahlungssumme in kWh/m²**
Gemeinsame Ost-West-Anlage mit Unterkonstruktion	46,517	34,190
Gemeinsame Ost-West-Anlage ohne Unterkonstruktion	50,096	36,821
Getrennt simulierte Ost- und Westflächen	63,732	46,843

Der Vergleich der beiden gemeinsam modellierten Ost-West-Anlagen zeigte eine Verringerung der Rückseitenbestrahlung durch die Unterkonstruktion. Die Differenz zwischen der Variante ohne und mit Unterkonstruktion betrug 2,631 kWh/m². Bezogen auf die Variante ohne Unterkonstruktion entsprach dies einer relativen Reduktion von 7,14 %.

Zwischen der gemeinsam modellierten Ost-West-Anlage ohne Unterkonstruktion und den getrennt simulierten Ost- und Westflächen war ein größerer Unterschied zu erkennen. Die Bestrahlungssumme der gemeinsamen Ost-West-Anlage lag um 10,022 kWh/m² unter der Bestrahlungssumme der getrennten Simulationen. Bezogen auf die getrennt simulierte Variante ergab sich eine relative Reduktion von 21,39 %.

Abbildung 14 zeigt die Rückseitenbestrahlungssummen der drei untersuchten Modellvarianten. Die höchste Bestrahlungssumme wurde für die getrennt simulierten Ost- und Westflächen ermittelt. Die gemeinsame Modellierung beider Modulflächen führte zu einer deutlichen Verringerung in der rückseitigen Bestrahlungssumme. Durch die zusätzliche Berücksichtigung der Unterkonstruktion nahm die Bestrahlungssumme weiter ab.

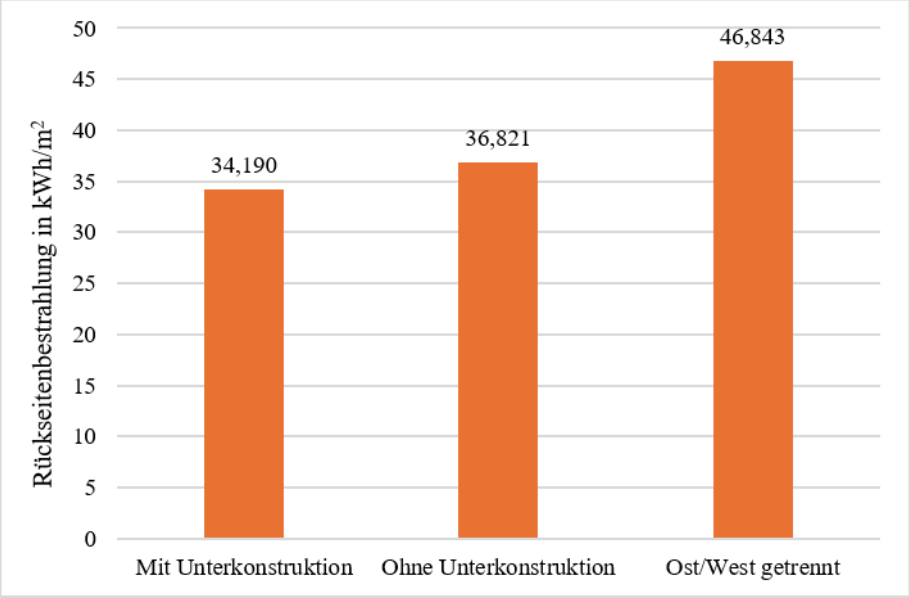


Abbildung 14: Rückseitenbestrahlung der untersuchten Modellvarianten

Die monatliche Auswertung zeigte, dass beide geometrischen Effekte über das Jahr unterschiedlich stark ausgeprägt waren. Die relative Reduktion durch die Unterkonstruktion lag zwischen 3,29 % im Dezember und 7,56 % im August. Vom Winter zum Frühjahr nahm sie zunächst zu, blieb zwischen März

und September weitgehend auf einem Niveau von etwa 7,4 bis 7,6 % und ging anschließend wieder zurück.

Der Einfluss der gemeinsamen Ost-West-Modellierung veränderte sich im Jahresverlauf. Die relative Reduktion gegenüber den getrennt simulierten Ost- und Westflächen betrug im Januar 12,24 %. Sie stieg über das Frühjahr hinweg an und erreichte im Juli mit 24,38 % den höchsten Wert. Anschließend nahm sie wieder ab. Im Dezember lag die relative Reduktion bei 13,47 %.

Abbildung 15 stellt den monatlichen Verlauf der relativen Reduktionen dar. In sämtlichen Monaten fiel der Unterschied zwischen gemeinsamer und getrennter Ost-West-Modellierung größer aus als der Einfluss der Unterkonstruktion. Gleichzeitig war der saisonale Verlauf der Ost-West-Wechselwirkung deutlich stärker ausgeprägt.

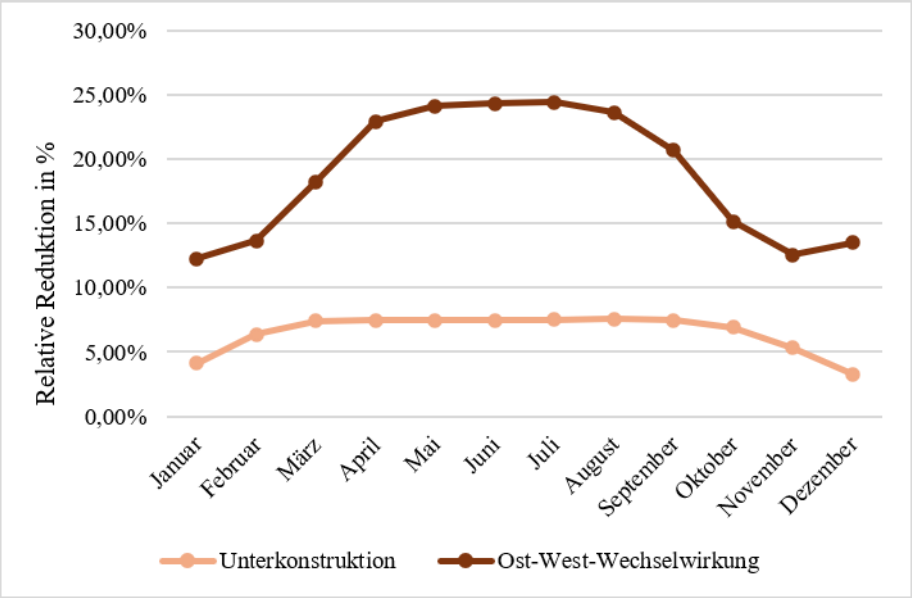


Abbildung 15: Monatliche Reduktion der Rückseitenbestrahlung durch geometrische Einflüsse

Die Ergebnisse zeigen damit, dass sowohl die Unterkonstruktion als auch die gemeinsame dreidimensionale Modellierung der Ost- und Westflächen die berechnete Rückseitenbestrahlung verringerten. Der Einfluss der gemeinsamen Ost-West-Geometrie fiel in der Gesamtauswertung deutlich größer aus als der Einfluss der Unterkonstruktion und veränderte sich darüber hinaus stärker im Jahresverlauf.

4.5 Abhängigkeit der Modellabweichungen von Sonnenstand und Strahlungsbedingungen

4.5.1 Abhängigkeit von der Sonnenhöhe

Um den Einfluss des Sonnenstandes auf die Modellabweichungen zu untersuchen, wurden die Abweichungen zunächst der Sonnenhöhe gegenübergestellt. Zur Verdichtung der Einzelwerte wurden Sonnenhöhenklassen von jeweils 5° gebildet und für jede Klasse wurde der mittlere stündliche Faktor

$$\bar{f} = \frac{1}{n_{\mathrm{rel}}} \sum_{t=1}^{n_{\mathrm{rel}}} \frac{E_{\mathrm{BR},t}}{E_{\mathrm{PVsyst},t}}$$

berechnet. In die Berechnung der mittleren stündlichen Faktoren gingen nur die Zeitpunkte mit ein, bei denen die rückseitige Bestrahlungsstärke in PVsyst von mindestens 10 W/m² erreicht wurde. Eine Tabelle mit den vollständigen Klassenwerten inklusive technisch gültiger und relativ ausgewerteter Zeitpunkte ist im Anhang zu finden.

Abbildung 16 stellt die mittleren stündlichen Faktoren über der jeweiligen Sonnenhöhenklasse dar.

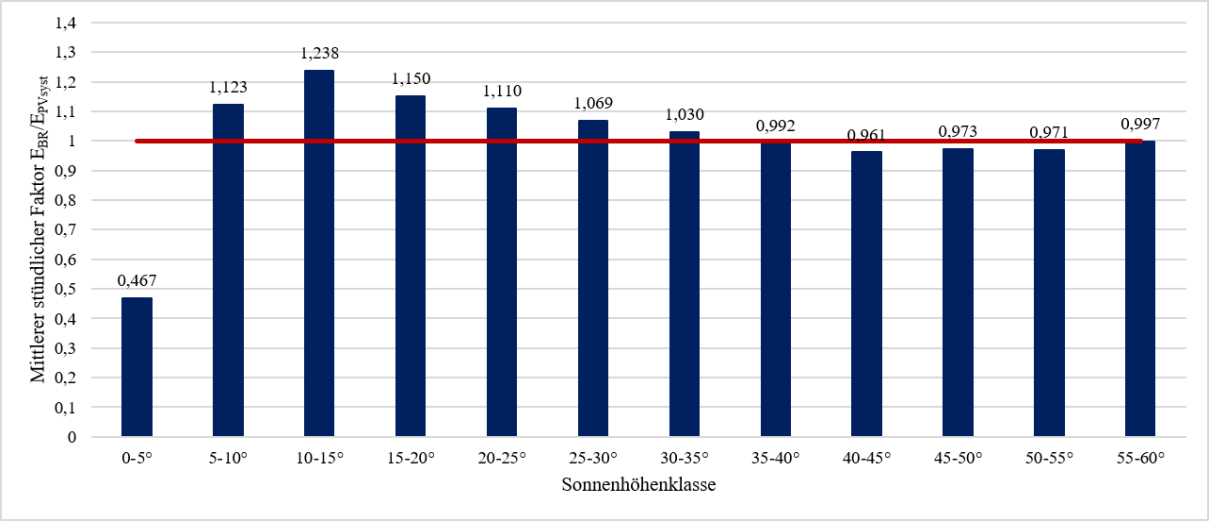


Abbildung 16: Mittlerer stündlicher Faktor der Rückseitenbestrahlungsstärke aus bifacial_radiance und PVsyst nach Sonnenhöhenklassen
Die horizontale Linie bei f=1 kennzeichnet die vollständige Übereinstimmung beider Simulationsergebnisse.

Der Faktor für die Sonnenhöhenklasse 0-5° betrug 0,467. Dieser Wert beruhte jedoch lediglich auf sieben für die relative Auswertung gültigen Zeitpunkten. Daher ist dieser Wert im Vergleich zu den übrigen nur begrenzt aussagekräftig. In der Klasse 5-10° lag der Faktor bei 1,123 und stieg in der Klasse 10-15° auf seinen höchsten Wert von 1,238 an.

Ab einer Sonnenhöhe von 15° nahm der Faktor mit zunehmender Sonnenhöhe kontinuierlich ab. Für die Klassen 15-20°, 20-25° und 25-30° betrug der Faktor 1,150, 1,110 und 1,069. In der Klasse 30-35° lag der Faktor mit einem Wert von 1,030 noch geringfügig über 1. Ab einer Sonnenhöhe von 35° lag der Faktor knapp unter 1. Der Wert betrug 0,992 für 35-40°, 0,961 für 40-45°, 0,973 für 45-50° und 0,971 für 50-55°. Für die letzte Sonnenhöhenklasse von 55-60° lag der Faktor mit 0,997 annähernd bei 1.

Damit zeigte sich für die Klassen über 5° zunächst ein Faktor deutlich über 1, der schrittweise zurückging. Mit zunehmenden Sonnenhöhen näherte sich der Faktor der 1 an, was einer Übereinstimmung der beiden Programme entspricht.

4.5.2 Abhängigkeit vom Sonnenazimut

Neben der Sonnenhöhe wurde die Abhängigkeit der Modellabweichungen vom Sonnenazimut untersucht. Dafür wurde der untersuchte Azimutbereich in Azimutklassen eingeteilt und für jede Klasse der mittlere stündliche Faktor E_{BR}/E_{PVsyst} berechnet. Eine Tabelle mit den vollständigen Klassenwerten inklusive technisch gültiger und relativ ausgewerteter Zeitpunkte ist im Anhang zu finden.

Abbildung 17 zeigt die mittleren stündlichen Faktoren über der jeweiligen Sonnenazimutklasse.

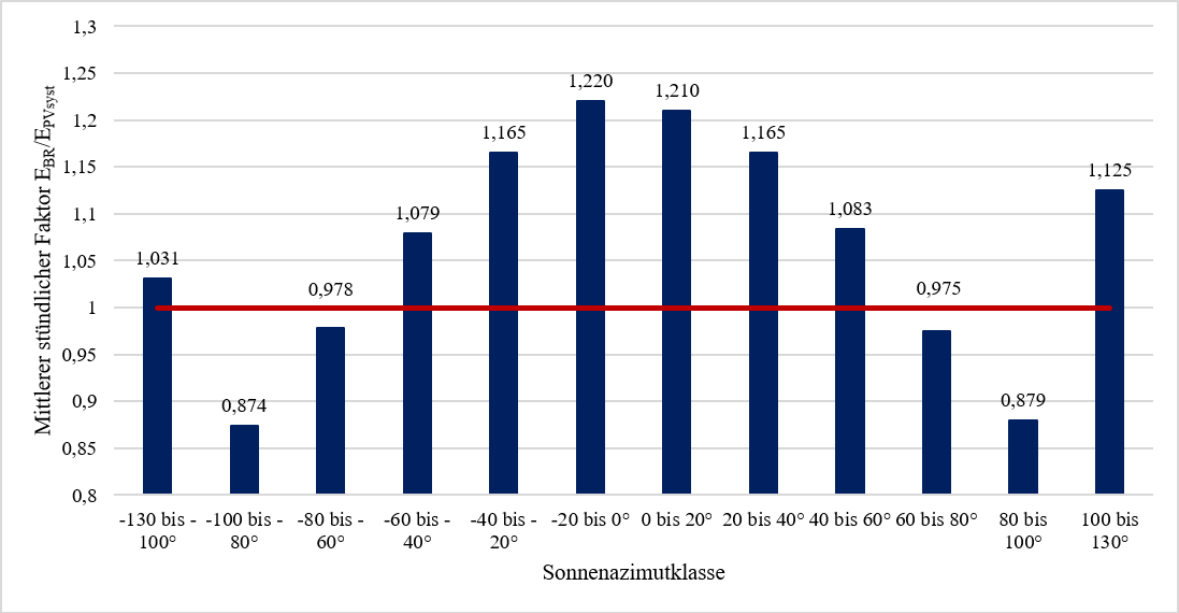


Abbildung 17: Mittlerer stündlicher Faktor der Rückseitenbestrahlungsstärke aus bifacial_radiance und PVsyst nach Sonnenazimutklassen
Die horizontale Linie bei f=1 kennzeichnet die vollständige Übereinstimmung beider Simulationsergebnisse.

Die mittleren Faktoren zeigten einen ausgeprägten Verlauf in Abhängigkeit vom Sonnenazimut. Im Bereich zwischen −60° und 60° lagen die Faktoren durchgehend über 1. Von der Klasse −60° bis −40° mit einem Faktor von 1,079 stiegen die Werte über 1,165, in der Klasse −40° bis −20° bis auf den höchsten ermittelten Wert von 1,220, in der Klasse −20° bis 0°. Für die Klasse von 0° bis 20° ergab sich mit 1,210 ein ähnlich hoher Wert. Anschließend nahm der Faktor über 1,165 für 20° bis 40° auf 1,083 für 40° bis 60° ab.

Außerhalb des mittleren Azimutbereichs lagen die Faktoren teilweise unter 1. Für die Klassen von −100° bis −80° und von 80° bis 100° wurden mit 0,874 beziehungsweise 0,879 die niedrigsten Werte ermittelt. Auch in den Klassen von − 80° bis − 60° und von 60° bis 80° lagen die Faktoren mit 0,978 beziehungsweise 0,975 geringfügig unter 1.

In den äußeren Azimutklassen lag der Faktor erneut über 1. Für den Bereich von − 130° bis − 100° wurde ein Faktor von 1,031 bestimmt. In der Klasse von 100° bis 130° lag der Faktor mit 1,125 deutlicher über 1. Die Anzahl der für die relative Auswertung gültigen Werte war in beiden äußeren Klassen mit jeweils 29 geringer als in den übrigen Azimutbereichen.

Insgesamt zeigte sich ein auf beiden Seiten des solaren Südübergangs ein ähnlicher, jedoch nicht vollständig symmetrischer Verlauf. Die höchsten mittleren Faktoren traten bei Sonnenazimuten nahe 0° auf. In den Bereichen zwischen etwa 60° und 100° beziehungsweise − 60° und − 100° gingen die Faktoren zurück und lagen überwiegend unter 1. Bei noch größeren Beträgen des Sonnenazimuts stiegen sie erneut über 1. Die möglichen Ursachen dieser azimutabhängigen Strukturen werden in Abschnitt 5.2 diskutiert.

4.5.3 Abhängigkeit von Diffusanteil der Globalstrahlung

Neben den Sonnenstandsgrößen wurde untersucht, wie sich die Modellabweichung in Abhängigkeit vom Diffusanteil der Globalstrahlung verändern. Dazu wurde zunächst der Diffusanteil der Globalstrahlung nach

$$\kappa_{\mathrm{d},t} = \frac{E_{\mathrm{DHI},t}}{E_{\mathrm{GHI},t}}$$

bestimmt. Zur Verdichtung der Einzelwerte wurden Diffusanteilsklassen gebildet. Der mittlere stündliche Faktor wurde auch hier nur für Zeitpunkte gebildet, in denen die in PVsyst errechnete rückseitige Bestrahlungsstärke über 10 W/m² lag. Eine Tabelle mit den vollständigen Klassenwerten inklusive technisch gültiger und relativ ausgewerteter Zeitpunkte ist im Anhang zu finden. Abbildung 18 zeigt die Faktoren über der jeweiligen Diffusanteilsklasse.

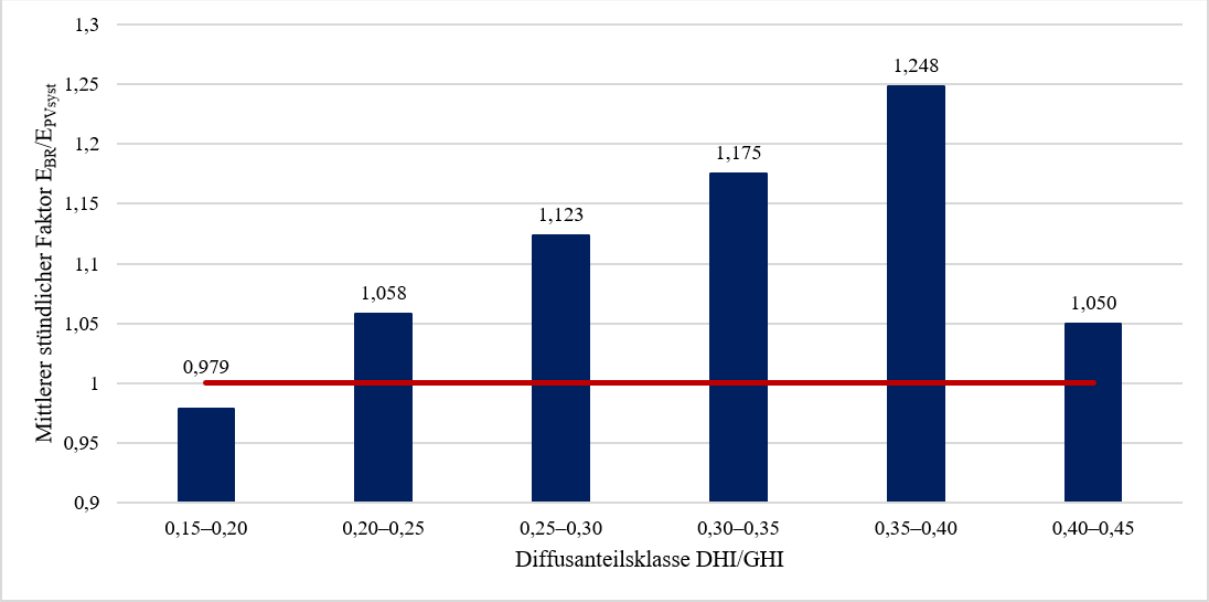


Abbildung 18: Mittlerer stündlicher Faktor der Rückseitenbestrahlungsstärke aus bifacial_radiance und PVsyst nach Diffusanteilsklassen
Die horizontale Linie bei f=1 kennzeichnet die vollständige Übereinstimmung beider Simulationsergebnisse.

Für Diffusanteile zwischen 0,15 und 0,20 lag der mittlere Faktor mit 0,979 geringfügig unter 1. Mit zunehmendem Diffusanteil stieg der Faktor zunächst kontinuierlich an. In der Klasse von 0,20 bis 0,25 betrug er 1,058, in der Klasse von 0,25 bis 0,30 lag er bei 1,123 und für Diffusanteile zwischen 0,30 und 0,35 wurde ein Wert von 1,175 ermittelt.

Der höchste mittlere Faktor trat in der Klasse von 0,35 bis 0,40 auf und betrug 1,248. In der anschließenden Klasse von 0,40 bis 0,45 fiel der Faktor wieder auf 1,050 ab. Für die Klassen unterhalb eines Diffusanteils von 0,15 konnte kein Faktor bestimmt werden, da dort keine Werte das Kriterium für die relative Auswertung erfüllten. Für Diffusanteile zwischen 0,45 und 0,50 lagen keine technisch gültigen Werte vor.

Damit zeigte sich im Bereich von 0,15 bis 0,40 ein deutlicher Anstieg des mittleren Faktors mit zunehmendem Diffusanteil. In der höchsten besetzten Diffusanteilsklasse ging der Faktor dagegen wieder zurück. Die möglichen Ursachen dieses Verlaufs werden in Abschnitt 5.2 diskutiert.

4.6 Monatliche Albedokorrektur aus den Simulationsergebnissen

4.6.1 Ableitung der monatlichen Albedokorrektur

Auf Grundlage der in Kapitel 3.7.1 beschriebenen Vorgehensweise wurde für jeden Monat ein energetischer Korrekturfaktor aus dem Verhältnis der aufsummierten rückseitigen Bestrahlung aus PVsyst und bifacial_radiance gebildet:

$$f_m = \frac{H_{\mathrm{rear,BR},m}}{H_{\mathrm{rear,PVsyst},m}}$$

Dabei beziehen sich die monatlichen Bestrahlungen auf die fünf ausgewählten Untersuchungstage für den jeweiligen Monat.

Ausgehend von der in der Ausgangssimulation verwendeten Bodenalbedo von $\rho_0 = 0{,}2$ wurde anschließend für jeden Monat eine effektive Albedo berechnet:

$$\rho_{\mathrm{eff},m} = \rho_0 \cdot f_m$$

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. enthält die monatlichen Rückseitenbestrahlungssummen beider Simulationsprogramme, die daraus bestimmten Korrekturfaktoren sowie die abgeleiteten affektiven Albedowerte.

Tabelle 6: Monatliche Rückseitenbestrahlung, energetische Korrekturfaktoren und daraus abgeleitete effektive Albedowerte

Monat	**$H_{rear,PVsyst,m}$ in kWh/m²**	**$H_{rear,BR,m}$ in kWh/m²**	**f_m**	**$\rho_{eff,m}$**
Januar	0,653	0,922	1,412	0,282
Februar	1,364	1,783	1,307	0,261
März	2,408	2,723	1,131	0,226
April	3,659	3,679	1,006	0,201
Mai	4,612	4,462	0,967	0,193
Juni	5,048	4,859	0,963	0,193
Juli	4,858	4,677	0,963	0,193
August	4,072	3,989	0,980	0,196
September	2,917	3,081	1,056	0,211
Oktober	1,739	2,136	1,228	0,246
November	0,854	1,170	1,371	0,274
Dezember	0,485	0,709	1,462	0,292

Die energetischen Monatsfaktoren lagen zwischen 0,963 und 1,462. Die niedrigsten Werte wurden im Juni und Juli mit jeweils rund 0,963 ermittelt. Auch in den Monaten Mai und August lagen die Faktoren mit 0,967 beziehungsweise 0,980 unter 1. In diesen Monaten hat bifacial_radiance eine geringere Bestrahlung berechnet als PVsyst.

In den Monaten April und September ergaben sich mit Faktoren von 1,006 und 1,056 Werte nahe 1. Von Oktober bis März lagen die Faktoren dagegen durchgehend über 1. Dabei nahmen sie von 1,228 im Oktober über 1,371 im November bis auf den höchsten Wert von 1,462 im Dezember zu. Für Januar und Februar wurden ebenfalls höhere Faktoren von 1,412 beziehungsweise 1,307 bestimmt.

Die Multiplikation der errechneten Korrekturfaktoren mit der Bodenalbedo der Ausgangssimulation ergab eine abgeleitete effektive Albedo.

Aus der Multiplikation der Monatsfaktoren mit der Ausgangsalbedo von 0,20 ergaben sich effektive Albedowerte zwischen 0,193 und 0,292. Die niedrigsten Werte traten von Mai bis Juli mit jeweils etwa 0,193 auf. Aufgrund von Rundungen wurde die niedrigste Albedo für drei Monate ermittelt, wohingegen der niedrigste Korrekturfaktor nur für zwei Monate bestimmt wurde. Im August lag die effektive Albedo bei 0,196 und damit ebenfalls unter der Ausgangsalbedo. Für April wurde mit 0,201 nahezu der Ausgangswert erreicht.

Von September bis März lagen die abgeleiteten effektiven Albedowerte oberhalb von 0,20. Sie stiegen von 0,211 im September über 0,246 im Oktober und 0,274 im November auf 0,292 im Dezember. Für Januar und Februar ergaben sich Werte von 0,282 beziehungsweise 0,261.

Der Verlauf der effektiven Monatsalbedo ist in Abbildung 19 dargestellt.

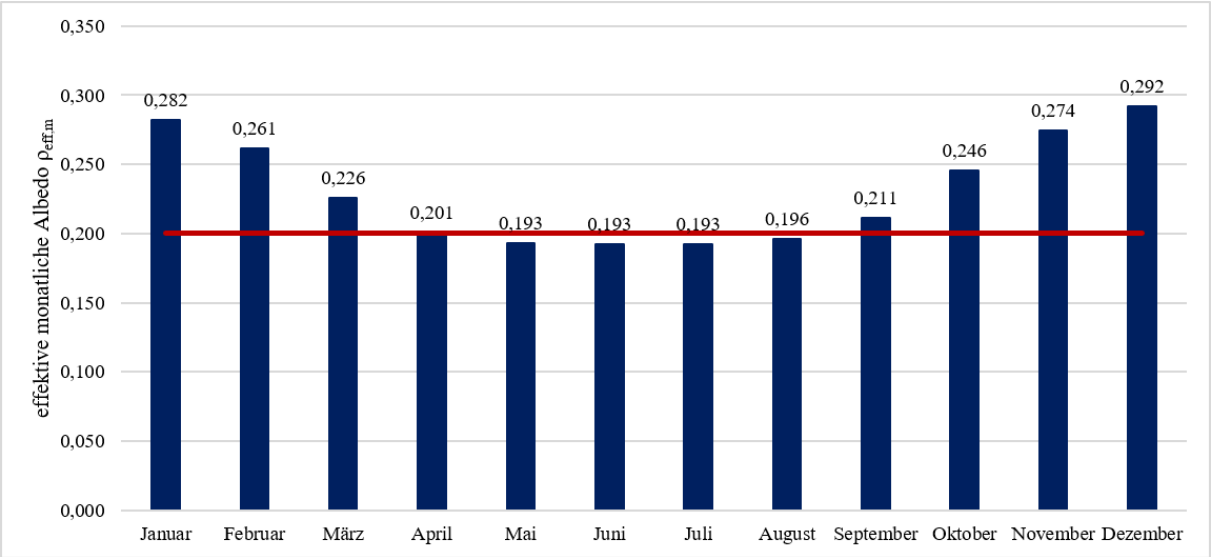


Abbildung 19: Aus den energetischen Monatsfaktoren abgeleitete effektive Albedowerte
Die horizontale Linie kennzeichnet die in der Ausgangssimulation verwendete Albedo von ρ_0=0,2.

Die abgeleiteten Werte zeigten damit einen ausgeprägten jahreszeitlichen Verlauf. Während die effektive Albedo in den Monaten Mai bis August unterhalb oder nahe der Ausgangsalbedo lag, wurden insbesondere für die Wintermonate deutlich höhere Werte ermittelt. Diese Monatswerte wurden anschließend in eine neue PVsyst-Variante übertragen. Die Ergebnisse der damit durchgeführten Neusimulation werden in Abschnitt 4.6.2 dargestellt.

4.6.2 Ergebnisse der PVsyst-Neusimulation mit angepasster Monatsalbedo

Um die in Abschnitt 4.6.1 hergeleiteten monatlichen Albedowerte zu überprüfen, wurde eine neue PVsyst-Simulation mit den angepassten Monatsalbedowerten durchgeführt. Die übrigen Anlagen- und Simulationsparameter blieben gegenüber der Ausgangssimulation unverändert. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt die Kennwerte des Rückseitenvergleichs für die Ausgangssimulation und für die PVsyst-Neusimulation mit Monatsalbedo.

Tabelle 7: Kennwerte des Rückseitenvergleichs vor und nach der PVsyst-Neusimulation mit angepasster Monatsalbedo

Kennwert	**PVsyst-Ausgangssimulation**	**PVsyst-Neusimulation mit Monatsalbedo**
MBE in W/m²	2,070	0,088
MAE in W/m²	4,955	2,628
RMSE in W/m²	6,062	3,252
Mittlere relative Abweichung in %	7,74%	− 1,02%
Rückseitenbestrahlungssumme in kWh/m²	32,669	34,125
Energiefaktor BR/PVsyst	1,047	1,002

Durch die Neusimulation mit der monatlich angepassten Albedowerte verringerte sich der MBE der Rückseitenbestrahlungsstärke von 2,070 W/m² auf 0,088 W/m². Auch die Streuungskennwerte gingen deutlich zurück. Der MAE sank von 4,955 W/m² auf 2,628 W/m² und der RMSE von 6,062 W/m² auf 3,252 W/m². Die mittlere relative Abweichung verringerte sich von 7,74 % auf − 1,02 %.

Auch auf Bestrahlungsebene näherten sich die Ergebnisse deutlich an die von bifacial_radiance an. Die Rückseitenbestrahlungssumme der Ausgangssimulation betrug 32,669 kWh/m², während die PVsyst-Neusimulation mit Monatsalbedo 34,125 kWh/m² ergab. Die entsprechende Referenz aus bifacial_radiance lag bei 34,190 kWh/m². Der Energiefaktor H_{BR}/H_{PVsyst} verringerte sich dadurch von 1,0466 auf 1,0019.

Ergänzend wurde überprüft, ob die Anpassung der monatlichen Albedowerte einen Einfluss auf die Vorderseitenbestrahlung hatte. Gegenüber der PVsyst-Ausgangssimulation ergaben sich keine Veränderungen der Vorderseitenwerte. Die Vorderseitenbestrahlungssumme sowie die daraus bestimmten statistischen und relativen Kennwerte blieben unverändert. Die Albedoanpassung wirkte sich damit in der untersuchten Simulation ausschließlich auf die Rückseitenberechnung aus.

Die monatliche Aufschlüsselung der Rückseitenbestrahlung ist in Abbildung 20 dargestellt. Gegenüber der Ausgangssimulation lagen die Werte der PVsyst-Neusimulation in allen Monaten deutlich näher an den Ergebnissen von bifacial_radiance.

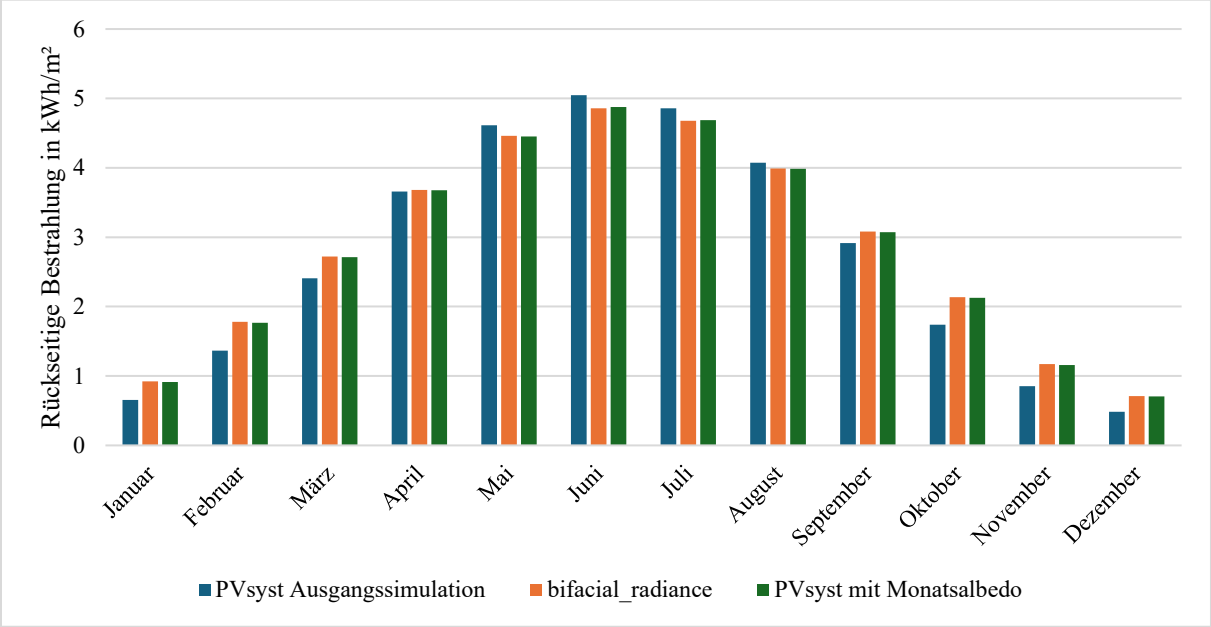


Abbildung 20: Monatliche Rückseitenbestrahlung der PVsyst-Ausgangssimulation, der bifacial_radiance-Simulation und der PVsyst-Neusimulation mit angepasster Monatsalbedo für die jeweils fünf ausgewählten Untersuchungstage.

Im Monatsvergleich gab es zwischen der PVsyst-Neusimulation mit Monatsalbedo und bifacial_radiance nur noch geringfügige Abweichungen. Im Januar ergaben sich 0,911 kWh/m² gegenüber 0,922 kWh/m², im April 3,678 kWh/m² gegenüber 3,679 kWh/m² und im Dezember 0,706 kWh/m² gegenüber 0,709 kWh/m². Auch in den Sommermonaten blieb die verbleibende Differenz gering. Die größte Abweichung zwischen der Neusimulation und bifacial_radiance trat im Juni auf und betrug 0,015 kWh/m².

Insgesamt führte die Neusimulation mit monatlich angepasster Albedo zu einer deutlichen Annäherung der PVsyst-Rückseitenbestrahlung an die Ergebnisse von bifacial_radiance. Sowohl die stündlichen Fehlerkennwerte als auch die monatlichen und energetischen Summen zeigten gegenüber der Ausgangssimulation eine klare Annäherung der Ergebnisse.

4.7 Funktionsbasierte Albedokorrektur

4.7.1 Entwicklung der funktionsbasierten Albedokorrektur

Die direkt abgeleiteten Monatsalbedowerte aus Abschnitt 4.6 wurden aus den Rückseitenbestrahlungssummen beider Simulationsprogramme gebildet. Daher waren für die Bestimmung der jeweiligen Faktoren die Ergebnisse aus bifacial_radiance erforderlich. Um die Korrekturfaktoren stattdessen unabhängig von den bifacial_radiance und nur anhand unmittelbar verfügbarer Sonnenstands- und Strahlungsgrößen vorherzusagen, wurde ein multiples Regressionsmodell entwickelt. Als abhängige Variable diente der stündliche Faktor

$$f_t = \frac{E_{\mathrm{rear,BR},t}}{E_{\mathrm{rear,PVsyst},t}}$$

In der Regression wurden die 637 Zeitpunkte berücksichtigt, bei denen die PVsyst-Rückseitenbestrahlungsstärke mindestens 10 W/m² betrug. Als erklärende Variablen wurden die Sonnenhöhe $h_{\mathrm{s},t}$, der Betrag des Sonnenazimuts A_t, dessen Quadrat ${A_t}^2$, ein Wechselwirkungsterm aus Sonnenhöhe und Azimutbetrag $h_{\mathrm{s},t}A_t$ sowie der Diffusanteil $\kappa_{\mathrm{d},t}$ verwendet. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** enthält die Koeffizienten des Regressionsmodells.

Tabelle 8: Koeffizienten des funktionsbasierten Regressionsmodells zur Vorhersage des stündlichen Korrekturfaktors

Modellterm	**Koeffizient**	**Standardfehler**	**p-Wert**
Konstante	1,393969	0,077635	1,5291E-58
Sonnenhöhe $h_{\mathrm{s},t}$	− 0,008565	0,000977	1,7545E-17
Azimutbetrag A_t	− 0,012814	0,000947	7,8414E-37
Quadrierter Azimutbetrag ${A_t}^2$	0,000051	0,000006	1,0042E-15
Wechselwirkungsterm $h_{\mathrm{s},t}A_t$	0,000143	0,000017	9,7329E-17
Diffusanteil $\kappa_{\mathrm{d},t}$	0,809291	0,201149	6,4336E-05

Aus den Regressionskoeffizienten ergab sich folgende Funktion:

$$F = 1{,}393969 - 0{,}008565h_{\mathrm{s},t} - 0{,}012814A_t + 0{,}000051{A_t}^2 + 0{,}000143h_{\mathrm{s},t}A_t + 0{,}809291\kappa_{\mathrm{d},t}$$

Dabei bezeichnet F die Regressionsfunktion, anhand derer der vorhergesagte stündliche Faktor $\hat{f}_t$ berechnet wird.

Das Modell erreichte ein Bestimmtheitsmaß von $R^2 = 0{,}6114$ und ein adjustiertes Bestimmtheitsmaß von $R^2_{\mathrm{adj}} = 0{,}6084$. Der Standardfehler der Regression betrug 0,1199. Für das Gesamtmodell ergab sich ein F-Wert von 198,585 bei einer Signifikanz von $6{,}081 \cdot 10^{-127}$. Die p-Werte sämtlicher einbezogener Modellterme lagen unter 0,001. Die vollständige Regressionsausgabe einschließlich der Varianzanalyse und der Konfidenzintervalle ist in den Tabellen A.X bis A.X im Anhang aufgeführt.

Mithilfe der Regressionsfunktion wurde für jeden der relativ auswertbaren Zeitpunkte ein stündlicher Faktor bestimmt. Die stündlichen Faktoren wurden, wie in Kapitel 3.7.5 beschrieben, in monatliche Faktoren überführt. Dabei wurden nur die Zeitpunkte berücksichtigt, die auch in die Regressionsanalyse eingegangen sind.

Ausgehend von der Ausgangsalbedo wurden im Anschluss die funktionsbasiert abgeleiteten effektiven Monatswerte für die Albedo berechnet.

Tabelle 9 stellt die funktionsbasierten Monatsfaktoren und Albedowerte den direkt aus den Bestrahlungssummen beider Programme abgeleiteten Werten gegenüber.

Tabelle 9: Vergleich der direkt und funktionsbasiert abgeleiteten Monatsfaktoren und effektiven Albedowerte

Monat	**Direkt abgeleiteter Monatsfaktor f_m**	**Funktionsbasierter Monatsfaktor $\hat{f}_m$**	**Direkt abgeleitete Albedo $\rho_{\mathrm{eff},m}$**	**Funktionsbasierte Albedo $\hat{\rho}_{\mathrm{eff},m}$**	**Differenz der Albedowerte**
1	1,412	1,397	0,282	0,279	− 0,003
2	1,307	1,243	0,261	0,249	− 0,013
3	1,131	1,114	0,226	0,223	− 0,003
4	1,006	1,015	0,201	0,203	0,002
5	0,967	0,968	0,193	0,194	0,000
6	0,963	0,954	0,193	0,191	− 0,002
7	0,963	0,960	0,193	0,192	− 0,001
8	0,980	0,991	0,196	0,198	0,002
9	1,056	1,064	0,211	0,213	0,002
10	1,228	1,183	0,246	0,237	− 0,009
11	1,371	1,336	0,274	0,267	− 0,007
12	1,462	1,441	0,292	0,288	− 0,004

Auch in den funktionsbasierten Monatsfaktoren war der bereits bei der direkten Ableitung festgestellte jahreszeitliche Verlauf zu erkennen. Der höchste funktionsbasierte Faktor wurde im Dezember mit 1,441 ermittelt, gefolgt vom Januar mit 1,397 und dem November mit 1,336. Die niedrigsten Werte traten im Juni mit 0,954 und im Juli mit 0,960 auf. Im April und September lagen die Faktoren mit 1,015 beziehungsweise 1,064 nahe bei 1.

Aus den Faktoren ergaben sich funktionsbasierte Albedowerte zwischen 0,191 im Juni und 0,288 im Dezember. Von Mai bis August lagen die Werte zwischen 0,191 und 0,198 und damit unterhalb der Ausgangsalbedo von 0,20. Von September bis April wurden überwiegend höhere Werte bestimmt. Die größten Unterschiede gegenüber der direkten Monatsableitung traten im Februar und Oktober auf. Insgesamt zeigte die funktionsbasierte Ableitung jedoch einen ähnlichen monatlichen Verlauf wie die unmittelbar aus den Simulationsergebnissen bestimmte Korrektur.

4.7.2 Ergebnisse der PVsyst-Neusimulation mit funktionsbasierter Monatsalbedo

Die mithilfe der Regressionsfunktion bestimmten Monatswerte für die Bodenalbedo wurden in eine neue PVsyst-Variante übertragen. Alle übrigen Simulations- und Anlagenparameter blieben unverändert.

Tabelle 10 enthält die Kennwerte des Rückseitenvergleichs der Ausgangssimulation und der Simulation mit den funktionsbasierten Albedowerten.

Tabelle 10: Kennwerte des Rückseitenvergleichs vor und nach Anwendung der funktionsbasiert abgeleiteten Monatsalbedo

Kennwert	**PVsyst Ausgangssimulation**	**PVsyst mit funktionsbasierter Monatsalbedo**
Anzahl absolut auswertbarer Werte	735	735
Anzahl relativ auswertbarer Werte	637	642
MBE in W/m^2	2,07	0,35
MAE in W/m^2	4,96	2,63
RMSE in W/m^2	6,06	3,24
Mittlere relative Abweichung in %	7,74%	− 0,23%
Rückseitenbestrahlungssumme PVsyst in kWh/m^2	32,669	33,935
Energetischer Faktor H_{BR}/H_{PVsyst}	1,0466	1,0075

Der MBE verringerte sich von 2,070 W/m² in der Ausgangssimulation auf etwa 0,35 W/m² bei Verwendung der funktionsbasierten Monatsalbedo. Der MAE ging von 4,955 W/m² auf 2,63 W/m² zurück, während sich der RMSE von 6,062 W/m² auf 3,24 W/m² verringerte. Die mittlere relative Abweichung veränderte sich von 7,74 % auf − 0,23 %.

Für die absoluten Kennwerte standen weiterhin 735 gemeinsame Werte zur Verfügung. Die Anzahl der für die relative Auswertung gültigen Werte erhöhte sich von 637 auf 642, da durch die veränderten Albedowerte zusätzliche PVsyst-Rückseitenwerte den festgelegten Mindestwert von 10 W/m² erreichten.

Die Rückseitenbestrahlungssumme der funktionsbasierten PVsyst-Neusimulation betrug 33,935 kWh/m². Gegenüber der bifacial_radiance-Referenz von 34,190 kWh/m² ergab sich eine Differenz von 0,255 kWh/m². Der energetische Faktor H_{BR}/H_{PVsyst} verringerte sich von 1,0466 in der Ausgangssimulation auf 1,0075.

Auch bei der PVsyst-Neusimulation mit funktionsbasierter Monatsalbedo blieben die Vorderseitenwerte gegenüber der Ausgangssimulation unverändert.

Abbildung 21 zeigt die monatlichen Rückseitenbestrahlungssummen der PVsyst-Ausgangssimulation, der bifacial_radiance-Simulation sowie der beiden PVsyst-Neusimulationen mit direkt und funktionsbasiert abgeleiteten Monatsalbedowerten.

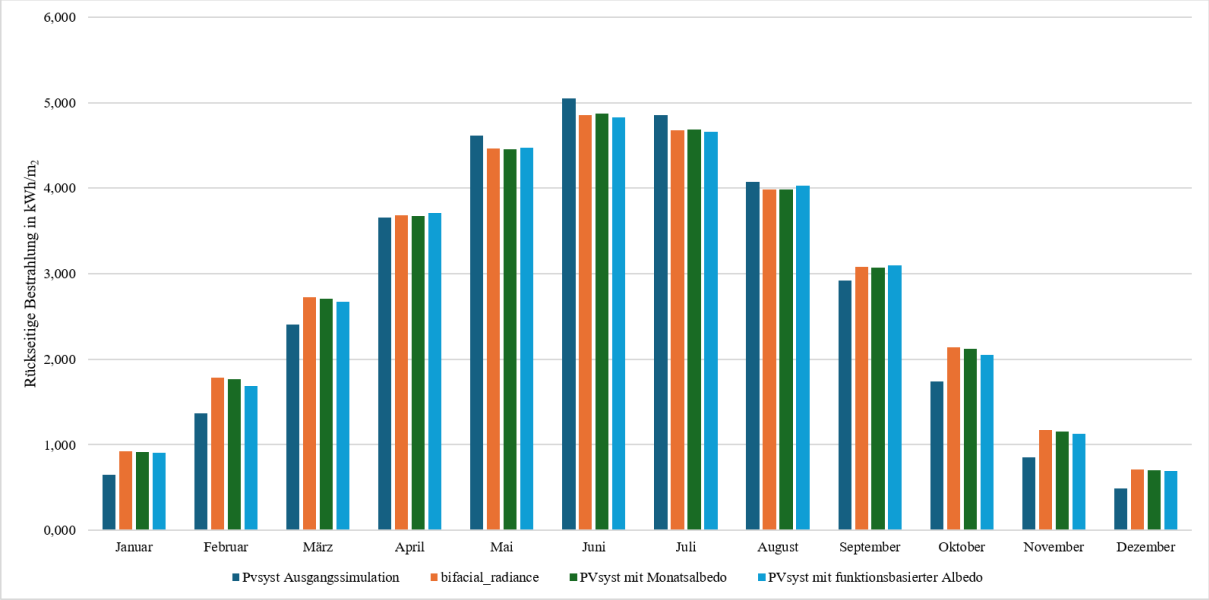


Abbildung 21: Monatliche Rückseitenbestrahlung der PVsyst-Ausgangssimulation, der bifacial_radiance-Simulation sowie der PVsyst-Neusimulationen mit direkt und funktionsbasiert abgeleiteten Monatsalbedowerten für die jeweils fünf ausgewählten Untersuchungstage.

Die funktionsbasierte Neusimulation lag in allen Monaten näher an den bifacial_radiance-Ergebnissen als die PVsyst-Ausgangssimulation. Besonders geringe Differenzen ergaben sich im Mai mit 4,474 kWh/m² gegenüber 4,462 kWh/m², im Juli mit 4,662 kWh/m² gegenüber 4,677 kWh/m² und im September mit 3,100 kWh/m² gegenüber 3,081 kWh/m². Größere Differenzen traten insbesondere im Februar und Oktober auf. Im Februar berechnete die funktionsbasierte PVsyst-Variante 1,688 kWh/m² gegenüber 1,783 kWh/m² in bifacial_radiance. Im Oktober ergaben sich 2,050 kWh/m² in PVsyst und 2,136 kWh/m² in bifacial_radiance.

Die direkt abgeleitete Monatsalbedo führte mit einer Rückseitenbestrahlungssumme von 34,125 kWh/m² und einem energetischen Faktor von 1,0019 zu einer etwas größeren Annäherung der Gesamtsummen. Die funktionsbasierte Variante erreichte mit 33,935 kWh/m² und einem Faktor von 1,0075 ebenfalls eine deutliche Annäherung an die bifacial_radiance-Ergebnisse. Bei den stündlichen Streuungskennwerten lagen beide Korrekturvarianten auf einem ähnlichen Niveau. Die vollständigen monatlichen Werte der vier Simulationsvarianten sind in Tabelle A.X im Anhang dargestellt.

5 Diskussion und Ableitung von Parametrierungsempfehlungen

5.1 Bewertung der Übereinstimmung der Simulationsergebnisse

In den Ergebnissen der Ausgangssimulation zeigt sich, dass PVsyst und bifacial_radiance in der Berechnung der Vorderseitenbestrahlung für die untersuchte Referenzanlage nahezu übereinstimmten. Die stündlichen Werte lagen eng an der 1:1-Linie und die Tatsache, dass das Bestimmtheitsmaß bei $R^2 = 0{,}9999$ lag, zeigt, dass beide Programme einen nahezu identischen zeitlichen Verlauf simulierten. Ein MBE von $-4{,}452$ W/m^2, ein MAE von 4,633 W/m^2 sowie ein RMSE von 5,016 W/m^2 weisen darauf hin, dass auch die absoluten Abweichungen im Verhältnis zur mittleren Bestrahlungsstärke gering ausfielen. Mit einem energetischen Faktor von 0,9875 lag die aufsummierte Vorderseitenbestrahlung in bifacial_radiance nur um 1,25 % unter den Werten von PVsyst.

Die hohe Übereinstimmung der vorderseitigen Bestrahlungswerte ist für die weitere Bewertung von großer Bedeutung. Sie zeigt an, dass beide Programme die grundlegende Einstrahlungssituation sehr ähnlich abbildeten. Es gibt keine Hinweise auf größere allgemeine Inkonsistenzen bei den verwendeten Strahlungsdaten, der zeitlichen Zuordnung, der Ausrichtung oder Neigung der Modulflächen. Die geringe systematische Unterschreitung der bifacial_radiance-Werte gegenüber den Werten von PVsyst kann nicht vollständig vernachlässigt werden. Sie fiel jedoch so gering aus, dass sie als Erklärung für die deutlich größeren Rückseitenunterschiede unzulänglich wäre.

Für die rückseitigen Werte lag eine geringere Übereinstimmung vor. Das Bestimmtheitsmaß mit $R^2 = 0{,}9692$ zeigt an, dass beide Programme grundsätzlich einen ähnlichen zeitlichen Verlauf der Bestrahlungssituation simulierten. Ein hohes Bestimmtheitsmaß bedeutet jedoch nicht automatisch eine betragsmäßige Übereinstimmung der Werte. Diese streuten deutlich stärker um die 1:1-Linie und wiesen darüber hinaus bandartige Strukturen im Punktdiagramm auf. In Kombination mit einem MAE von 4,955 W/m^2 und einem RMSE von 6,062 W/m^2 zeigten sich hier deutlich größere zeitpunktbezogene Unterschiede als auf der Vorderseite.

In der Gesamtbetrachtung errechnete bifacial_radiance eine um 4,66 % höhere Rückseitenbestrahlung als PVsyst. Der MBE von 2,070 W/m^2 und der energetische Faktor von 1,0466 zeigten eine leichte systematische Unterschätzung durch PVsyst an. Auch der Rückseitenanteil der errechneten Gesamtbestrahlungsstärke lag in bifacial_radiance mit 13,25 % etwas höher als bei PVsyst mit 12,50 %. Die mittlere relative stündliche Abweichung lag mit 7,74 % über der energetischen Gesamtabweichung. Das ist darauf zurückzuführen, dass bei einer arithmetischen Mittelung auch schwach bestrahlte Stunden ein hohes Gewicht erhalten. Im Gegensatz dazu haben bestrahlungsintensivere Zeitpunkte bei einer energetischen Summenbildung einen stärkeren Einfluss.

Die Gesamtabweichung allein erklärt die Unterschiede jedoch nur eingeschränkt. In PVsyst war der Rückseitenanteil nahezu konstant und schwankte nur zwischen 12,10 % und 12,58 %. In bifacial_radiance hingegen veränderte er sich im Jahresverlauf deutlich stärker und bewegte sich hier zwischen 12,11 % und 18,13 %. In den Wintermonaten lagen die bifacial_radiance-Werte für die Rückseitenbestrahlung deutlich über denen von PVsyst, während sie in den Sommermonaten geringfügig darunter lagen. Der monatliche Rückseitenfaktor lag im Dezember bei 1,4617 und im Juni bei 0,9625. Es handelt sich also nicht um einen über alle Einstrahlungszustände konstanten Skalierungsfehler. Sowohl Größe als auch Richtung der Abweichung veränderten sich im Jahresverlauf.

Insgesamt kann die Übereinstimmung der Vorderseitenbestrahlung als sehr hoch bewertet werden. Auch bei der Rückseitenbestrahlung bildeten beide Programme den grundlegenden zeitlichen Verlauf vergleichbar ab. Größere Unterschiede gab es sowohl bei den absoluten Rückseitenwerten als auch bei der saisonalen Veränderlichkeit der Rückseitenbestrahlung. Energetisch gesehen unterschätzte PVsyst die Rückseitenbestrahlung bezogen auf die Werte von bifacial_radiance nur moderat. Die monatlichen Schwankungen wurden jedoch nur unzureichend abgebildet. Für die Bewertung hochaufgeständerter, bifazialer Ost-West-Anlagen ist somit nicht nur die rückseitige Bestrahlungssumme von Bedeutung, sondern insbesondere die zeitliche und saisonale Übereinstimmung der Rückseitenberechnung. Die

Ursachen dieser Unterschiede werden im folgenden Abschnitt anhand der geometrischen Modellvarianten sowie der Sonnenstands- und Strahlungsabhängigkeiten diskutiert.

5.2 Ursachen der Abweichungen der Rückseitenberechnung

Die Abweichungen in der Rückseitenberechnung zwischen PVsyst und bifacial_radiance lassen sich nicht durch einen konstanten Unterschied erklären. Dagegen sprechen der Wechsel der Abweichungsrichtung zwischen Sommer und Winter sowie die ausgeprägten Abhängigkeiten von Sonnenhöhe, Sonnenazimut und Diffusanteil der Globalstrahlung. Vielmehr deuten die Ergebnisse darauf hin, dass die beiden Programme die für die Modulrückseite wirksamen geometrischen Abschirmungen und Strahlungsanteile abhängig von der jeweiligen Einstrahlungssituation unterschiedlich abbilden.

Die ergänzenden Untersuchungen anhand der verschiedenen Modellvarianten bestätigen, dass die dreidimensionale Abbildung der Anlagengeometrie eine große Rolle spielt. Die errechnete rückseitige Bestrahlungsstärke reduzierte sich durch die Berücksichtigung der Unterkonstruktion im Vergleich zu der Variante ohne Unterkonstruktion um 7,14 %. Durch die gemeinsame Modellierung der Ost- und Westflächen ging die errechnete Bestrahlungsstärke sogar um 21,39 % zurück. Damit hatte die gegenseitige Ost-West-Wechselwirkung in der untersuchten Konfiguration einen deutlich größeren Einfluss auf die Rückseitenbestrahlung als die Unterkonstruktion.

Die Reduktion der Rückseitenbestrahlung durch die gemeinsame Modellierung der Ost- und Westflächen ist darauf zurückzuführen, dass der sichtbare Himmels- und Bodenbereich durch die gegenüberliegenden Modulflächen eingeschränkt wird. Durch die Unterkonstruktion kommt es zu weiteren Abschirmungen durch die Stützen, Träger und Streben. Beide Effekte können nicht nur eine direkte Verschattung der Modulrückseite zur Folge haben. Durch sie verändern sich außerdem die direkt bestrahlten und reflexionswirksamen Bodenbereiche. Die räumliche Verteilung von Boden- und Umgebungsstrahlung wird beeinflusst. Ein vereinfachtes zweidimensionales Reihenmodell eignet sich nur begrenzt für die Darstellung solch komplexer Zusammenhänge in einer dreidimensionalen Geometrie.

Eine unmittelbare quantitative Zerlegung der Abweichung zwischen PVsyst und bifacial_radiance wäre aufgrund der Modellvarianten nicht begründbar. Insbesondere stellt die getrennte Ost-West-Simulation keine exakte Entsprechung zum PVsyst-Modell dar. Aus den ermittelten Reduktionen kann daher nicht geschlossen werden, dass die Unterkonstruktion und die Ost-West-Wechselwirkung die Programmdifferenz zu einem bestimmten Prozentsatz erklären. Vielmehr zeigen die Ergebnisse, dass beide geometrischen Effekte groß genug sind, um bei unterschiedlichen Modellierungsansätzen relevante Abweichungen hervorzurufen.

Diese Einordnung wird auch durch den saisonalen Verlauf bestätigt. Der Einfluss der Unterkonstruktion lag in den ergänzenden Modellvariationen in bifacial_radiance je nach Monat zwischen 3,29 % und 7,56 %. Die Reduktion durch die gemeinsame Ost-West-Geometrie veränderte sich noch stärker. Im Januar lag sie bei 12,24 %, stieg bis Juli bis auf 24,38 % an und ging bis Dezember wieder auf 13,47 % zurück. Bei den geometrischen Einflüssen handelt es sich also nicht um konstante Verluste. Sie hängen vielmehr von der im Jahresverlauf wechselnden Sonnenbahn und Strahlungsverteilung ab. Die besonders hohe Reduktion der Rückseitenbestrahlung durch die gemeinsame Ost-West-Modellierung war in den Sommermonaten zu beobachten und fiel damit in den gleichen Zeitraum, in dem bifacial_radiance geringfügig niedrigere Werte errechnete als PVsyst. In den Wintermonaten fiel die geometrische Reduktion geringer aus und gleichzeitig waren die bifacial_radiance-Werte deutlich höher als die PVsyst-Werte. Dieser Umstand spricht dafür, dass die jahreszeitliche Veränderung der geometrischen Wechselwirkungen durch PVsyst nicht in gleicher Weise abgebildet wird wie durch das dreidimensionale Raytracing-Modell.

Die Aufschlüsselung der Werte nach der Sonnenhöhe verdeutlicht diesen Zusammenhang. Der höchste mittlere Faktor E_{BR}/E_{PVsyst} von 1,238 wurde bei Sonnenhöhen zwischen 10° und 15° erreicht. Mit steigender Sonnenhöhe nahm dieser Faktor weitgehend ab und lag bei einer Sonnenhöhe von 35° nahe bei oder geringfügig unter 1. Also unterschätzte PVsyst die rückseitige Bestrahlung bei niedrigen bis mittleren Sonnenständen tendenziell, während sich beide Modelle bei höheren Sonnenständen annäherten. Die Sonnenhöhenklasse von 0° bis 5° ist aufgrund der geringen Anzahl gültiger Zeitpunkte in dieser Klasse nur eingeschränkt interpretierbar. Diese Einschränkung verdeutlicht damit, dass einzelne Sonnenhöhenklassen nicht isoliert bewertet werden sollten, sondern immer in einer gemeinsamen Betrachtung mit weiteren Einflussgrößen.

Beim Sonnenazimut zeigte sich eine noch deutlichere Struktur. Nahe einem Azimut von 0° lagen die energetischen Faktoren E_{BR}/E_{PVsyst} mit bis zu 1,220 deutlich über 1. In den Bereichen zwischen ungefähr 60° und 100° westlich beziehungsweise westlich von Süden gingen sie hingegen auf Werte unter 1 zurück. Bei noch größeren Südabweichungen stiegen die Faktoren wieder an. Dieser nichtlineare Verlauf ist mit einer Ost-West-Geometrie vereinbar. Je nach Sonnenrichtung verändern sich die direkte Bestrahlung der Bodenflächen, die Abschirmung der Bodenflächen durch die Module sowie die Sichtbeziehungen zwischen Boden und Modulrückseite. Die Tatsache, dass der Verlauf auf der Ost- und Westseite nicht vollständig symmetrisch war, kann zudem auf die unterschiedliche Bestrahlung zu den verschiedenen Tageszeiten und die konkrete Anlagen- und Sensorgeometrie zurückgeführt werden. Anhand der durchgeführten Klassenanalyse lässt sich jedoch nicht eine einzelne geometrische Ursache für die Asymmetrie isolieren.

Auch zwischen dem Diffusanteil der Globalstrahlung und der Größe der Modellabweichungen konnte ein Zusammenhang aufgezeigt werden. Zwischen Diffusanteilen von 0,15 und 0,40 stieg der mittlere Faktor mit steigendem Diffusanteil von 0,979 bis auf 1,248. Erst in der höchsten besetzten Diffusanteilsklasse von 0,40 bis 0,45 ging der Faktor auf 1,050 zurück. Das lässt darauf schließen, dass die Programmunterschiede nicht nur bei direkt verursachten geometrischen Abschirmungen auftreten. Auch bei der Verteilung und Sichtbarkeit diffuser sowie bodenreflektierter Strahlungsanteile gibt es Unterschiede in den beiden Programmen. Der Rückgang des mittleren Faktors in der höchsten besetzten Klasse sollte jedoch nicht als allgemeiner gegenläufiger Zusammenhang interpretiert werden, da nur ein begrenzter Bereich an Diffusanteilen untersucht wurde und der Diffusanteil eng an Sonnenhöhe und Jahreszeit sowie die jeweiligen Strahlungsbedingungen gekoppelt ist.

Insgesamt weisen die Ergebnisse darauf hin, dass die Rückseitenabweichungen durch ein Zusammenwirken mehrerer zustandsabhängiger Einflussgrößen bedingt werden. Besonders relevant sind die gegenseitige Abschirmung der Ost- und Westflächen, die Unterkonstruktion sowie die mit Sonnenstand und Diffusanteil wechselnde Verteilung direkter, diffuser und bodenreflektierter Strahlung. Sonnenhöhe, Sonnenazimut und Diffusanteil können hier nicht als vollständig unabhängige Einzelursachen betrachtet werden, sondern beschreiben gemeinsam wechselnde Einstrahlungszustände. Die beobachteten Rückseitenabweichungen sind daher eher als Folge unterschiedlicher geometrischer und strahlungsphysikalischer Modellvereinfachungen zu verstehen, als ein einfacher, über das Jahr konstanter Fehler eines der Simulationsprogramme.

5.3 Bewertung des monatlichen Albedokorrekturansatzes

Die Neusimulationen zeigen, dass die Albedo in PVsyst ein wirksamer Korrekturmechanismus für die Rückseitenbestrahlung ist. Durch die entsprechende Anpassung der monatlichen Albedowerte näherten sich die PVsyst-Werte deutlich an die Referenzwerte aus bifacial_radiance an, während die Vorderseitenwerte gegenüber der Ausgleichssimulation unverändert blieben. Auf diese Art konnte die Rückseitenberechnung angepasst werden, ohne die sehr hohe Übereinstimmung der Vorderseitenwerte zwischen den beiden Programmen zu beeinträchtigen.

Diese Wirkung zeigte sich auch bei der direkt aus den monatlichen Bestrahlungssummen abgeleiteten Korrektur. Der MBE der Rückseitenbestrahlung verringerte sich von 2,070 W/m² auf 0,088 W/m², der MAE von 4,955 W/m² auf 2,628 W/m² und der RMSE von 6,062 W/m² auf 3,252 W/m². Auch die Rückseitenbestrahlungssumme näherte sich mit 34,125 kWh/m² stark an den bifacial_radiance-Wert von 34,190 kWh/m² an. Der energetische Faktor verbesserte sich dadurch von 1,0466 auf 1,0019. Die

Albedoanpassung erwies sich somit sowohl für die monatlichen Bestrahlungssummen als auch die stündlichen Abweichungen als wirksam.

Die Ergebnisse bestätigen außerdem, dass eine monatlich differenzierte Korrektur sachgerechter ist als ein konstanter Korrekturfaktor. Die Modellabweichungen veränderten sich im Jahresverlauf hinsichtlich ihrer Größe und Richtung. Die anhand der direkt abgeleiteten monatlichen Faktoren ermittelten effektiven Albedowerte schwankten zwischen 0,193 in den Sommermonaten und 0,292 im Dezember. Ein einziger ganzjähriger Wert könnte diesen saisonalen Verlauf nur unzureichend abbilden. Monatswerte sind in der Lage, saisonale Unterschiede durch die veränderlichen Zustände durch Sonnenstand und Strahlungsbedingungen näherungsweise zu berücksichtigen.

Die angepassten Albedowerte sind hier jedoch nicht als tatsächliche Angaben zur Bodenreflexion zu verstehen. In beiden Simulationsprogrammen wurde mit einer Ausgangsalbedo von 0,20 gearbeitet. Die monatlichen effektiven Albedowerte bilden keine gemessene saisonale Veränderung des Untergrunds ab. Sie dienen der Kompensation der Unterschiede zwischen den Rückseitenmodellen. So wird die Albedo als effektiver Modellparameter eingesetzt, in dem sich die Einflussgrößen der geometrischen Parameter, der unterschiedlichen Sichtbeziehungen zu Boden und Himmel sowie die jeweilige programmspezifische Behandlung diffuser und bodenreflektierter Strahlung vereinen.

Dies ist für die Interpretation des Korrekturansatzes von zentraler Bedeutung. Die Anpassung verbessert zwar die Übereinstimmung der Rückseitenwerte, sie führt aber nicht zu einer Veränderung der zugrunde liegenden geometrischen Modellierung in PVsyst. Die Albedo stellt hier einen Ersatzparameter für die in PVsyst unvollständig abgebildeten Modellwirkungen dar. Die physikalischen Ursachen der Modelldifferenzen werden nicht beseitigt, ihre energetischen Auswirkungen werden vielmehr für die untersuchte Referenzanlage ausgeglichen.

Die direkt abgeleiteten Monatswerte sind darüber hinaus methodisch von bifacial_radiance abhängig. Dadurch, dass die Korrekturfaktoren aus dem Verhältnis der monatlichen Rückseitenbestrahlung beider Programme gebildet wurden, sind Ergebnisse aus PVsyst und bifacial_radiance erforderlich. Dieses Vorgehen eignet sich zur Kalibrierung einer konkreten PVsyst-Simulation an eine vorhandene Raytracing-Referenz. Für eine eigenständige Anwendung ohne vorherige bifacial_radiance-Simulation sind die direkt abgeleiteten Werte dagegen nicht verfügbar.

Die funktionsbasierte Albedokorrektur verringert die Abhängigkeit von direkt vorliegenden bifacial_radiance-Ergebnissen. Die Monatsfaktoren wurden mit der Funktion anhand von Sonnenhöhe, Sonnenazimut und Diffusanteil bestimmt. Die damit durchgeführte Neusimulation erreichte eine Rückseitenbestrahlungssumme von 33,935 kWh/m² und einen energetischen Faktor von 1,0075. Der MBE sank auf 0,35 W/m², der MAE auf 2,63 W/m² und der RMSE auf 3,24 W/m². Damit war die energetische Übereinstimmung geringfügig schlechter als bei der direkten Monatsableitung, während die stündlichen Streuungskennwerte auf einem nahezu gleichen Niveau lagen.

Der geringe Genauigkeitsverlust wird in Anbetracht der größeren praktischen Unabhängigkeit als vertretbar gewertet. Nach der einmaligen Kalibrierung mit bifacial_radiance-Ergebnissen sind diese nicht mehr als unmittelbare Eingangsgrößen notwendig. Allerdings wurde das Regressionsmodell aus derselben Referenzanlage abgeleitet. Daher ist die funktionsbasierte Korrektur in ihrer derzeitigen Form nicht vollständig modellunabhängig. Die Regressionskoeffizienten sind ohne weitergehende Untersuchungen an den untersuchten Datensatz und die zugrunde liegende Anlagengeometrie gebunden.

Insgesamt konnte gezeigt werden, dass beide Korrekturansätze zu einer deutlichen Reduktion der systematischen und saisonal veränderlichen Rückseitenabweichungen führten. Somit wird die Parametrierung von PVsyst über die Albedo als geeigneter Korrekturmechanismus bewertet. Der besondere Vorteil besteht darin, dass sie eine gezielte Anpassung der Rückseitenbestrahlung ermöglicht, ohne einen Einfluss auf die Vorderseitenberechnung auszuüben. So stellt dieser Ansatz einen wirksamen und in PVsyst vergleichsweise einfach umsetzbaren Modellierungsansatz für die Referenzanlage dar. Die höhere energetische Genauigkeit wurde durch die direkt abgeleiteten Monatswerte erreicht, während die funktionsbasierte Korrektur die größere praktische Anwendbarkeit aufweist, da sie ohne unmittelbar verfügbare bifacial_radiance-Ergebnisse auskommt.

5.4 Empfehlungen für die PVsyst-Parametrierung

In PVsyst muss die Albedo bei hoch aufgeständerten, bifazialen Ost-West-Anlagen nicht ausschließlich als physikalische Eigenschaft des Untergrunds betrachtet werden. Die Ergebnisse der durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass sie ebenfalls die Funktion eines effektiven Kontrollparameters für die Rückseitenberechnung übernehmen kann. Da die Modellabweichungen im Jahresverlauf deutliche Veränderungen aufwiesen, ist eine monatlich differenzierte Parametrierung einem ganzjährig konstanten Korrekturwert vorzuziehen.

Voraussetzung für die direkte Ableitung effektiver Monatsalbedowerte ist zunächst eine vergleichbare Referenzsimulation in bifacial_radiance. In den beiden Simulationsprogrammen PVsyst und bifacial_radiance muss mit übereinstimmenden Angaben zur Anlagengeometrie, zur Ausgangsalbedo, zu den Wetterdaten, zu den Simulationszeitpunkten sowie zur Definition der ausgewerteten Rückseitenbestrahlung gearbeitet werden. Nach der Simulation der Anlage in beiden Programmen werden für jeden Monat die stündlichen Rückseitenbestrahlungswerte aufsummiert:

$$H_{\mathrm{rear,PVsyst},m} = \sum_{t \in T_m} E_{\mathrm{rear,PVsyst},t} \cdot \Delta t$$

$$H_{\mathrm{rear,BR},m} = \sum_{t \in T_m} E_{\mathrm{rear,BR},t} \cdot \Delta t$$

Aus den Monatssummen wird der energetische Korrekturfaktor berechnet:

$$f_m = \frac{H_{\mathrm{rear,BR},m}}{H_{\mathrm{rear,PVsyst},m}}$$

Für die Bestimmung der Monatswerte sollte das Verhältnis der Bestrahlungssummen verwendet werden und nicht der arithmetische Mittelwert der stündlichen Faktoren. Dadurch werden Zeitpunkte mit hoher Bestrahlungsstärke entsprechend ihrem größeren energetischen Beitrag stärker gewichtet.

Die effektive Monatsalbedo ergibt sich aus der Multiplikation der Ausgangsalbedo ρ_0 und dem energetischen Korrekturfaktor:

$$\rho_{\mathrm{eff},m} = \rho_0 \cdot f_m$$

Der betreffende Wert wird anschließend für den jeweiligen Monat in PVsyst eingegeben. Für alle Monate ist entsprechend vorzugehen. Anschließend wird eine neue Simulation durchgeführt, wobei die übrigen Anlagen- und Simulationsparameter unverändert bleiben müssen.

Stehen für die spätere Anwendung keine bifacial_radiance-Ergebnisse zur Verfügung, können die Korrekturfaktoren anhand der in dieser Arbeit entwickelten Regressionsfunktion aus Sonnenstands- und Strahlungsgrößen bestimmt werden. Die Funktion lautet:

$$F = 1{,}393969 - 0{,}008565 h_{\mathrm{s},t} - 0{,}012814 A_t + 0{,}000051 {A_t}^2 + 0{,}000143 h_{\mathrm{s},t} A_t + 0{,}809291 \kappa_{\mathrm{d},t}$$

Die Funktion wurde anhand der 637 Zeitschritte entwickelt, für die die Rückseitenbestrahlungsstärke der PVsyst-Ausgangssimulation mindestens 10 W/m² betrug. Sie erreichte ein Bestimmtheitsmaß von $R^2 = 0{,}6114$. Die berechneten Faktoren sollten daher nicht als exakte Vorhersage jedes einzelnen Stundenwerts, sondern zur Ermittlung energetisch gewichteter monatlicher Korrekturfaktoren genutzt werden.

Für jeden auswertbaren Zeitpunkt wird zunächst $\hat{f}_t$ mit der Regressionsfunktion berechnet. Anschließend wird der funktionsbasierte Monatsfaktor durch Gewichtung mit der ursprünglichen PVsyst-Rückseitenbestrahlung bestimmt:

$$\hat{f}_m = \frac{\sum_{t \in T_m} E_{\mathrm{rear,PVsyst},t} \cdot \hat{f}_t}{\sum_{t \in T_m} E_{\mathrm{rear,PVsyst},t}}$$

Die Gewichtung ist erforderlich, damit Stunden mit hoher Rückseitenbestrahlung entsprechend ihrem größeren Beitrag zur monatlichen Bestrahlung stärker berücksichtigt werden. Ein arithmetischer Mittelwert der stündlichen Faktoren wäre somit hierfür nicht geeignet.

Die funktionsbasierten effektiven Monatsalbedowerte werden wie folgt gebildet:

$$\hat{\rho}_{\mathrm{eff},m} = \rho_0 \cdot \hat{f}_m$$

Die zwölf daraus berechneten Monatswerte werden in PVsyst eingetragen und anschließend wird mit ihnen eine neue Simulation durchgeführt. Alle übrigen Anlagen- und Simulationsparameter müssen unverändert bleiben.

Die Funktion ermöglicht damit nach ihrer einmaligen Kalibrierung die Ableitung der Monatsalbedo ohne bifacial_radiance-Ergebnisse als unmittelbare Eingangsgrößen. Ihre Koeffizienten wurden jedoch aus der untersuchten Referenzanlage abgeleitet. Sie sollte daher nur für diese Anlagenkonfiguration verwendet und nicht ohne weiterführende Untersuchungen und Validierung auf andere Geometrien, Standorte oder Wetterdatensätze übertragen werden.

Nach der Neusimulation sollte die Wirkung der Parametrierung überprüft werden. Dafür sollten die monatlichen und gesamten Rückseitenbestrahlungswerte sowie geeignete Fehlerkennwerte betrachtet werden. Zusätzlich sollte kontrolliert werden, ob die Vorderseitenbestrahlung durch die Albedoanpassung beeinflusst wurde. In der vorliegenden Untersuchung blieben die Vorderseitenbestrahlungsstärken unverändert, während sich die Rückseitenbestrahlungsstärken deutlich an die Ergebnisse von bifacial_radiance annäherten. Damit erwies sich die Albedo für die untersuchte Anlagenkonfiguration ein geeigneter Korrekturmechanismus.

5.5 Übertragbarkeit auf hoch aufgeständerte Agri-PV-Anlagen

Die konkreten Ergebnisse der vorliegenden Untersuchung sind nicht unmittelbar auf sämtliche hoch aufgeständerte Agri-PV-Anlagen mit einer Ost-West-Ausrichtung übertragbar. Insbesondere bei den ermittelten Monatsalbedowerten, den Koeffizienten der Regressionsfunktion sowie der quantitativen Höhe der geometrischen Einflüsse ist die Übertragbarkeit eingeschränkt. Diese Größen wurden anhand der festgelegten Referenzanlage bestimmt und hängen von deren spezifischer Anlagenausführung ab.

Die grundlegenden Zusammenhänge jedoch sind auch auf anderen Anlagen derselben Art übertragbar. Die untersuchten Modellvarianten zeigten, dass sowohl die gemeinsame dreidimensionale Ost-West-Anordnung als auch die Unterkonstruktion einen Einfluss auf die Rückseitenbestrahlung haben. Der Effekt der Ost-West-Geometrie war dabei stärker ausgeprägt und war deutlicheren saisonalen Veränderungen unterworfen. Für vergleichbare Anlagen ist daher ebenfalls damit zu rechnen, dass die Rückseitenbestrahlung von geometrischen Wechselwirkungen abhängt, die in vereinfachten Modellen nur begrenzt dargestellt werden.

Die Stärke der jeweiligen Einflüsse kann sich jedoch schon durch einzelne Anlagenparameter verändern. Hierzu zählen insbesondere der Reihenabstand, die Montagehöhe, die Modulneigung, die Breite der Modultische sowie die Abmessungen und Anordnung der Unterkonstruktion. Zusätzlich können auch Standort, Sonnenbahn und die Zusammensetzung der Strahlung durch die Veränderung der sichtbaren Boden- und Himmelsbereiche einen Einfluss auf die geometrischen Wechselwirkungen haben. Die für die Referenzanlage ermittelten Korrekturwerte sollten also nicht unverändert auf abweichende Anlagenkonfigurationen übertragen werden.

Das entwickelte Verfahren zur Ableitung effektiver Albedowerte hingegen ist grundsätzlich übertragbar. Sofern für andere Anlagenkonfigurationen vergleichbare Ergebnisse aus PVsyst und einem dreidimensionalen Referenzmodell vorliegen, können aus den monatlichen Rückseitenbestrahlungssummen anlagenspezifische Korrekturfaktoren ermittelt werden. Ebenso kann auf Grundlage geeigneter Simulationsdaten eine angepasste Regressionsfunktion entwickelt werden. Somit ist in erster Linie die Berechnungsmethodik und nicht die konkrete Parametrierung übertragbar.

Auch die Nutzung der Albedo als Korrekturmechanismus erscheint für weitere hoch aufgeständerte Anlagen grundsätzlich geeignet. In der vorliegenden Arbeit konnten die Rückseitenberechnungen dadurch deutlich angepasst werden, während die Vorderseitenwerte unverändert blieben. Vor einer Anwendung bei anderen Anlagenkonfigurationen ist gezielt zu prüfen, ob die Albedoanpassung dort ebenfalls eine gezielte Wirkung auf die Rückseitenbestrahlung hat und ob mit den abgeleiteten Werten eine Anpassung an die Ergebnisse einer unabhängigen Referenz erfolgt.

Für andere hoch aufgeständerte Anlagen mit einer Ost-West-Ausrichtung wird daher empfohlen, das entwickelte Vorgehen anlagenspezifisch anzuwenden. Die geometrischen Zusammenhänge und der Berechnungsweg können als übertragbare Grundlage dienen, während die effektiven Albedowerte und gegebenenfalls die Regressionskoeffizienten für die jeweilige Anlagenkonfiguration neu bestimmt werden müssen.

5.6 Grenzen der Untersuchung

Die Aussagekraft der Untersuchung wird zunächst dadurch begrenzt, dass nur eine Anlagenkonfiguration untersucht wurde. Die Simulationen bezogen sich auf eine festgelegte Ost-West-Geometrie mit konstantem Reihenabstand, einer festgelegten Montagehöhe, Modulneigung und Unterkonstruktion. Eine systematische Variation der Anlagenparameter wurde nicht durchgeführt. Daher kann anhand der Ergebnisse nicht bestimmt werden, wie stark einzelne geometrische Änderungen die Abweichungen zwischen PVsyst und bifacial_radiance beeinflussen.

Darüber hinaus waren die Untersuchungen auf einen Standort und einen Wetterdatensatz begrenzt. Somit wurden nur die darin enthaltenen Sonnenstands- und Strahlungsbedingungen abgebildet. Andere Standorte oder Wetterdatensätze können zu einer anderen Verteilung der direkten und diffusen Strahlung und damit zu veränderten Rückseitenabweichungen und erforderlichen Korrekturfaktoren führen.

In bifacial_radiance wurde zudem keine vollständige Jahressimulation durchgeführt, sondern nur die Simulation von fünf ausgewählten Tagen je Monat. Somit sind die abgeleiteten Monatssummen und Korrekturfaktoren nur für die untersuchten Zeitpunkte repräsentativ und nicht für sämtliche Tage des Jahres. Insbesondere kurzfristige Strahlungszustände und nicht im ausgewählten Datensatz enthaltene Einstrahlungssituationen konnten nur eingeschränkt berücksichtigt werden.

Eine weitere Einschränkung besteht darin, dass bifacial_radiance als Referenzmodell ohne eine Validierung durch reale Messdaten verwendet wurde. Die Verwendung als Vergleichsmaßstab wird durch die höhere geometrische Detailtiefe begründet. Dennoch bedeutet dies nicht, dass die tatsächlichen Rückseitenbestrahlungen fehlerfrei abgebildet werden. Die ermittelten Korrekturen stellen also eine Anpassung von PVsyst an bifacial_radiance dar und keine experimentelle Kalibrierung anhand gemessener Rückseitenwerte.

Auch die ergänzenden Untersuchungen anhand der Modellvarianten erlauben keine vollständige Zerlegung der Modellabweichungen. Durch das Entfernen der Unterkonstruktion beziehungsweise die getrennte Simulation der Ost- und Westflächen konnten geometrische Einflüsse innerhalb von bifacial_radiance abgegrenzt werden. Die getrennten Ost- und Westmodelle stellen jedoch keine direkte Entsprechung zum PVsyst-Modell dar. Deswegen ist auch keine quantitative Zuordnung der Programmdifferenzen zur Unterkonstruktion und zur gegenseitigen Ost-West-Wechselwirkung möglich.

Die funktionsbasierte Korrektur wurde mit denselben Simulationsdaten entwickelt und überprüft. Eine unabhängige Validierung mit weiteren Zeiträumen, anderen Wetterdaten oder abweichenden Anlagenkonfigurationen wurde nicht durchgeführt. Die gute Annäherung der PVsyst-Werte an die bifacial_radiance-Werte belegt also die Eignung für den untersuchten Datensatz, ist aber kein Nachweis einer allgemeinen Vorhersagefähigkeit durch die Regressionsfunktion.

Die Untersuchungen beschränkten sich auf die einfallende Vorder- und Rückseitenbestrahlung. Auswirkungen auf den elektrischen Energieertrag wurden nicht untersucht. Modultemperatur, spektrale Effekte, Winkelabhängigkeiten, elektrische Verschaltungen sowie weitere Verlustmechanismen können dazu führen, dass die Bestrahlungsunterschiede nicht proportional in den Anlagenertrag eingehen.

Die genannten Einschränkungen begrenzen den Gültigkeitsbereich der konkreten Zahlenwerte. Sie schränken jedoch nicht die grundlegenden Aussagen der Untersuchung ein, dass die Rückseitenberechnung der untersuchten hochaufgeständerten Ost-West-Anlage durch dreidimensionale Effekte beeinflusst wird und dass eine angepasste Albedoparametrierung die Übereinstimmung zwischen den beiden Simulationsprogrammen PVsyst und bifacial_radiance deutlich verbessern kann.

6 Zusammenfassung

Ziel dieser Arbeit war es, Empfehlungen für die Parametrierung einer hoch aufgeständerten bifazialen Agri-PV-Anlage mit Ost-West-Ausrichtung in der Ertragssimulationssoftware PVsyst abzuleiten. Ausgangspunkt war die vereinfachte Berechnung der Rückseitenbestrahlung in PVsyst. Während die Nahverschattungsberechnung der Modulvorderseiten anhand einer dreidimensionalen Verschattungsszene erfolgt, wird für die Rückseitenberechnung ein zweidimensionales View-Factor-Modell verwendet. Durch die Annahme regelmäßig angeordneter Modulreihen, die sich entlang der Reihenlängsrichtung unbegrenzt fortsetzen, können dreidimensionale geometrische Wechselwirkungen nur eingeschränkt berücksichtigt werden. Das traf in der vorliegenden Arbeit insbesondere auf die gegenseitige Beeinflussung der entgegengesetzt ausgerichteten Modulflächen und den Einfluss der Unterkonstruktion zu.

Zur Untersuchung dieser Modellgrenzen wurde eine hoch aufgeständerte, dachförmige Ost-West-Referenzanlage definiert und sowohl in PVsyst als auch in der Raytracing-Software bifacial_radiance modelliert. Die Anlage bestand aus 15 Tischreihen mit einer Modulneigung von 12°, einer Modulunterkante in 5,0 m Höhe und einem Reihenabstand von 10,0 m. Die Angaben zu Standort, Wetterdaten, Modulabmessungen, Modulausrichtung sowie Bodenalbedo wurden in beiden Programmen möglichst einheitlich festgelegt. In bifacial_radiance wurde zusätzlich eine vereinfachte dreidimensionale Unterkonstruktion berücksichtigt.

Aufgrund des hohen Rechenaufwands der Raytracing-Simulationen wurde nicht ein gesamter Jahresverlauf simuliert, sondern fünf ausgewählte Untersuchungstage in jedem Monat. Somit ergaben sich insgesamt 60 Untersuchungstage, von denen aufgrund technischer Grenzwerte 735 gemeinsame Stunden ausgewertet wurden. Die gemeinsame meteorologische Grundlage stellte ein Clear-Sky-Datensatz dar, mit dem wetterbedingte Schwankungen weitgehend ausgeschlossen werden konnten. Der Fokus der Untersuchungen konnte so auf die geometrischen und modellbedingten Unterschiede zwischen den Simulationsprogrammen gelegt werden. Die berechneten Vorder- und Rückseitenbestrahlungsstärken aus beiden Programmen wurden zeitlich einander zugeordnet und anhand von statistischen Fehlerkennwerten, relativen Abweichungen und energetischen Bestrahlungssummen verglichen.

Die Vorderseitenbestrahlung stimmte in beiden Programmen sehr gut überein. Der energetische Gesamtfaktor zwischen bifacial_radiance und PVsyst betrug 0,9875 und das Bestimmtheitsmaß der stündlichen Werte lag bei 0,9999. Damit konnte gezeigt werden, dass die Wetterdaten, die zeitliche Zuordnung und die grundlegende geometrische Ausrichtung in beiden Modellen weitgehend konsistent umgesetzt wurden. Die sehr geringen Unterschiede der Vorderseitenwerte waren nicht ausreichend, um die größeren Abweichungen bei der Rückseitenberechnung zu erklären.

Bei der Rückseitenbestrahlung traten deutlich größere Unterschiede auf. In PVsyst wurde über alle ausgewerteten Stunden eine Rückseitenbestrahlung von 32,669 kWh/m^2 ermittelt, während bifacial_radiance für denselben Zeitraum 34,190 kWh/m^2 berechnete. Der energetische Faktor betrug damit 1,0466. Bezogen auf bifacial_radiance unterschätzte PVsyst also die Rückseitenbestrahlung um 4,66 %. Der MBE lag bei 2,070 W/m^2, der MAE lag bei 4,955 W/m^2 und der RMSE betrug 6,062 W/m^2.

Die Abweichung war jedoch nicht über das Jahr hinweg konstant. In den Sommermonaten lagen die Rückseitenwerte aus bifacial_radiance geringfügig unter den PVsyst-Werten, während sie in den Wintermonaten deutlich darüber lagen. So ergaben sich monatliche energetische Faktoren zwischen 0,9625 im Juni und 1,4617 im Dezember. Der Rückseitenanteil zeigte in PVsyst mit Werten zwischen 12,10 % und 12,58 % nur geringe saisonale Veränderungen. In bifacial_radiance waren die saisonalen Veränderungen deutlich stärker ausgeprägt – hier bewegte sich der Rückseitenanteil zwischen 12,11 % und 18,13 %. Die Abweichung zwischen beiden Programmen konnte also nicht durch einen konstanten Skalierungsfaktor beschrieben werden.

Die Untersuchung der geometrischen Modellvarianten zeigte, dass sowohl die Unterkonstruktion als auch die gemeinsame dreidimensionale Abbildung der Ost- und Westflächen einen relevanten Einfluss auf die Rückseitenbestrahlung hatten. Die berechnete Rückseitenbestrahlung in bifacial_radiance wurde durch die Unterkonstruktion um 7,14 % reduziert und die gemeinsame Modellierung der Ost- und

Westflächen führte zu einer Reduktion um 21,39 %. Diese Werte stellen keine quantitative Zerlegung der Differenz zwischen PVsyst und bifacial_radiance dar, da insbesondere die getrennten Ost- und Westmodelle keiner unmittelbaren Nachbildung des PVsyst-Modells entsprechen. Die Untersuchungen zeigten jedoch, dass dreidimensionale geometrische Abschirmungen die Rückseitenberechnung in einem relevanten Maße beeinflussen können.

Die Abweichungen wiesen außerdem erkennbare Abhängigkeiten von der Sonnenhöhe, dem Sonnenazimut sowie dem Diffusanteil der Globalstrahlung auf. Bei niedrigen bis mittleren Sonnenhöhen lagen die Rückseitenwerte aus bifacial_radiance überwiegend über den PVsyst-Werten. Mit steigender Sonnenhöhe näherten sich die Ergebnisse zunehmend an. Die größten Verhältnisse von bifacial_radiance-Werten zu PVsyst-Werten traten bei Sonnenazimuten nahe der Südrichtung auf. Bei östlichen und westlichen Sonnenständen lagen diese Faktoren teilweise unter 1. Auch mit steigendem Diffusanteil nahm der Faktor zunächst zu. Diese Zusammenhänge bestätigten, dass die Abweichungen aus dem Zusammenspiel von Sonnenstand, Strahlungszusammensetzung und Anlagengeometrie entstanden.

Zur Anpassung der PVsyst-Rückseitenberechnung wurde die Bodenalbedo als effektiver Korrekturparameter verwendet. Zur Überprüfung der Eignung der Albedo als Korrekturparameter wurden zunächst die monatlichen Faktoren aus den Rückseitenbestrahlungssummen beider Programme bestimmt. Diese wurden anschließend mit der Ausgangsalbedo von 0,20 verrechnet, was zu effektiven Monatsalbedowerten zwischen 0,193 und 0,292 führte. Die auf diese Weise abgeleiteten effektiven Monatsalbedowerte sind nicht als tatsächliche Angaben zur Bodenreflexion zu verstehen. Es handelt sich hierbei vielmehr um eine modelltechnische Korrektur der PVsyst-Rückseitenberechnung, um die Unterschiede zum dreidimensionalen Vergleichsmodell zu kompensieren.

Die PVsyst-Neusimulation mit den effektiven Monatsalbedowerten führte zu einer deutlichen Annäherung an die bifacial_radiance-Werte. Der MBE verringerte sich von 2,070 W/m^2 auf 0,088 W/m^2, der MAE ging von 4,955 W/m^2 auf 2,628 W/m^2 zurück und der RMSE lag im Vergleich mit der Ausgangssimulation bei 6,062 W/m^2 und mit der Neusimulation bei 3,252 W/m^2. Durch einen Anstieg der in PVsyst errechnete Rückseitenbestrahlungssumme auf 34,125 kWh/m^2 reduzierte sich der energetische Faktor von 1,0466 auf 1,0019. Die Vorderseitenwerte waren in beiden PVsyst-Simulationen identisch. Es konnte gezeigt werden, dass die Albedo ein geeigneter Korrekturmechanismus für die PVsyst-Rückseitenberechnung ist.

Ergänzend wurde eine Regressionsfunktion entwickelt, mit der sich die Korrekturfaktoren anhand der Sonnenhöhe, des Betrags des Sonnenazimuts, des quadratischen Azimutterms, der Wechselwirkung zwischen Sonnenhöhe und Azimut sowie des Diffusanteils bestimmen lassen. Die so bestimmten stündlichen Faktoren wurden energetisch zu Monatsfaktoren zusammengefasst. Diese wurden anschließend mit der Ausgangsalbedo verrechnet, um effektive Albedowerte zu erhalten. In der PVsyst-Neusimulation mit der funktionsbasierten Parametrierung ergab sich über alle untersuchten Zeitschritte eine rückseitige Bestrahlung von 33,935 kWh/m^2. Das entspricht einem energetischen Faktor von 1,0075. In der Gegenüberstellung mit den bifacial_radiance-Werten lag der MBE bei 0,35 W/m^2, der MAE bei 2,63 W/m^2 und der RMSE bei 3,24 W/m^2. Im Vergleich mit den bifacial_radiance-Werte erreichte die Neusimulation mit der direkten Monatskorrektur die höhere Genauigkeit der Bestrahlungssumme, für die funktionsbasierte Korrektur sind jedoch nach erfolgter Kalibrierung der Regressionsfunktion keine bifacial_radiance-Ergebnisse mehr notwendig.

Die Ergebnisse zeigen insgesamt, dass dreidimensionale geometrische Effekte einen Einfluss auf die Rückseitenberechnung einer hoch aufgeständerten bifazialen Ost-West-Anlage haben, die durch das vereinfachte PVsyst-Modell nur eingeschränkt erfasst werden. Eine angepasste monatliche Albedoparametrierung kann die Übereinstimmung der Rückseitenwerte mit den Werten aus bifacial_radiance deutlich verbessern. Die in dieser Arbeit abgeleiteten Korrekturwerte und die Regressionsfunktion sind allerdings an die untersuchte Referenzanlage, den verwendeten Wetterdatensatz und die ausgewählten Simulationszeitpunkte gebunden. Sie können daher nicht ohne vorherige Überprüfung auf andere Anlagen übertragen werden.

Für weiterführende Untersuchungen sollte die entwickelte Parametrierung zunächst anhand zusätzlicher Anlagenkonfigurationen geprüft werden. Dabei sollten Angaben zu Montagehöhe, Reihenabstand, Modulneigung, Anzahl der Tischreihen und Ausführung der Unterkonstruktion systematisch variiert

werden. Auch die Untersuchung der Funktion an weiteren Standorten, mit zusätzlichen Wetterdatensätzen und unter realen Bewölkungsbedingungen wäre notwendig, um die Übertragbarkeit der ermittelten Zusammenhänge zu bewerten. Die Regressionsfunktion sollte außerdem mit Simulationsdaten getestet werden, die nicht in die Bestimmung der Regressionskoeffizienten eingegangen sind. Eine unabhängige Validierung anhand weiterer Zeiträume und Anlagenkonfigurationen könnte zeigen, ob die Funktion auch außerhalb des verwendeten Datensatzes eines ausreichende Vorhersagegüte erreicht.

Von besonderer Bedeutung wäre eine messtechnische Validierung an einer realen hoch aufgeständerten Ost-West-Anlage. In der vorliegenden Arbeit wurde bifacial_radiance als geometrisch detailliertes Vergleichsmodell genutzt, die Software stellt aber keine experimentell bestätigte Referenz dar. Durch Messungen der Vorder- und Rückseitenbestrahlung könnten die abgeleiteten Korrekturen anhand realer Anlagenwerte bewertet werden. Darüber hinaus sollte untersucht werden, inwiefern sich die Unterschiede der Bestrahlungsrechnung auf den elektrischen Energieertrag niederschlagen. Hierbei wären unter anderem Modultemperatur, Bifazialitätsfaktor, Einfallswinkelverluste, elektrische Verschaltung sowie rückseitige Mismatchverluste zu berücksichtigen.

Ein weiterer Forschungsansatz liegt in der Verknüpfung des physikalischen Raytracing-Verfahrens mit Methoden des maschinellen Lernens. Müller et al. (2021) zeigen mit dem Neural Radiance Caching, dass ein neuronales Netzwerk während des Path Tracings trainiert werden kann und anschließend in der Lage ist, Teile des indirekten Strahlungstransports zu approximieren. Dieser Ansatz wäre noch darauf zu untersuchen, ob sich ein vergleichbares Verfahren auch auf die quantitative Bestrahlungssimulation bifazialer PV-Anlagen übertragen ließe. Eine solche Kopplung könnte dazu beitragen, den Rechenaufwand der dreidimensionalen Raytracing-Modelle zu reduzieren und so ganze Jahresverläufe und eine größere Zahl verschiedener Anlagenkonfigurationen zu untersuchen. Das Verfahren müsste hierfür jedoch an die Anforderungen der PV-Simulation angepasst und systematisch validiert werden. Anders als bei einer bisher primär visuellen Anwendung müssten nicht nur plausible Darstellungen, sondern quantitativ belastbare Bestrahlungsstärken gewährleistet sein. Dazu müsste überprüft werden, ob die durch das neuronale Netzwerk approximierten Bestrahlungswerte ausreichend genau mit vollständig berechneten Raytracing-Ergebnissen und mit Messdaten realer Anlagen übereinstimmen.

Literaturverzeichnis

Baricchio, Matteo; Korevaar, Marc; Babal, Pavel und Ziar, Hesan (2024): Modelling of bifacial photovoltaic farms to evaluate the profitability of East/West vertical configuration. *Solar Energy*, 272, Article 112457

bifacial_radiance (o.J.a): Photovoltaic Bifacial Irradiance and Performance Modeling Toolkit [online]. *National Laboratory of the Rockies.* Verfügbar unter https://www.nlr.gov/pv/pv-bifacial-irradiance-toolkit [Zugriff am 29.06.2026]

bifacial_radiance (o.J.b): Tutorial „Fixed Tilt Yearly Results“ [online]. *National Laboratory of the Rockies.* Verfügbar unter https://github.com/NatLabRockies/bifacial_radiance/blob/main/docs/tutorials/Webinar_Slides.ipynb [Zugriff am 29.06.2026]

bifacial_radiance (o.J.c): bifacial_radiance.AnalysisObj.calculatePerformance [online]. *National Laboratory of the Rockies*. Verfügbar unter https://bifacial-radiance.readthedocs.io/en/latest/generated/bifacial_radiance.AnalysisObj.calculatePerformance.html [Zugriff am 16.07.2026]

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2024): *Naturschutzfachliche Mindestkriterien bei PV-Freiflächenanlagen – Leitfaden zur Umsetzung der §§ 37 Absatz 1a, 48 Absatz 6 EEG 2023 in der Praxis*. Stand Juli 2024. Berlin

Deutsches Institut für Normen e. V. (2021): DIN SPEC 91434:2021-05: *Agri-Photovoltaik-Anlagen – Anforderungen an die landwirtschaftliche Hauptnutzung.* Berlin: Beuth-Verlag

Deutsches Institut für Normen e. V. (2021): DIN SPEC 91492:2024-06: *Agri-Photovoltaik-Anlagen – Anforderungen an die Nutztierhaltung.* Berlin: Beuth-Verlag

Frey, Michael; Hurle, Anne und Straub, Patrick (2024): *Modellregion Agri-PV Baden-Württemberg – Leitfaden für die landwirtschaftliche Praxis*. Kehl: Hochschule für öffentliche Verwaltung Kehl

Garrod, Aydan und Ghosch, Aritra (2023): A review of bifacial solar photovoltaic applications. *Energy* 2023, 17(6), S. 704-726

Gerhards, Christoph; Drzewiecki, David; Schneider, Jens; Paskert, Veronika; Reker, Sophia; Schubert, Lisa; Brock, Laura Victorai; Haufe, Henryk; Schmidt-Baum, Torsten; Garcia, Laura; Birger, Antje; Birger, Jens; Heinecke, Carlos; Pannicke-Prochnow, Nadine; Stretz, Raffael; Heidenreich, Max; Scheffler, Konstantin und Krohn, Christopher (2021): *Schlussbericht BiWiBi – Nachhaltige Kombination von bifacialen Solarmodulen, Windenergie und Biomasse bei gleichzeitiger landwirtschaftlicher Flächennutzung und Steigerung der Artenvielfalt.* Leipzig: Das Fraunhofer-Zentrum für Internationales Management und Wissensökonomie IMW

Gostein, Michael; Peláez, Silvana Ayala; Deline, Chris; Habte, Aron; Hansen, Clifford W.; Marion, Bill; Newmiller, Jeff; Sengupta, Manajit; Sein, Joshua S. und Suez, Itai (2021): Measuring Irradiance for Bifacial PV-Systems. Preprint, 2021 *IEEE Photovoltaic Specialist Conference* (PVSC)

Hartner, Michael; Ortner, André; Hiesl, Albert und Haas, Reinhard (2015): East to west – The optimal tilt angle and orientation of photovoltaic panels from an electricity system perspective. *Applied Energy*, 160, S. 94-107

Imran, Hassan und Riaz, Muhammad Hussnain (2021): Investigation the potential of east/west vertical bifacial photovoltaic farm for agrivoltaic systems. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 13

Khatib, Tamer und Deria, Reziq (2022): East-west oriented photovoltaic power systems: model, benefits and technical evaluation. *Energy Conversion and Management*, 266

Marion, Bill; MacAlpine, Sara; Deline, Chris; Asgharzadeh, Amir; Toor; Fatima; Riley, Daniel; Stein, Joshua und Hansen, Clifford (2017): A Practical Irradiance Model for Bifacial PV Modules. Conference Paper presented at 2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialists Conference. *National Renewable Energy Laboratoy*. Wahington, DC, 2017

Müller, Thomas; Rousselle, Fabrice; Novák, Jan und Keller, Alexander (2021): Real-time Neural Radiance Caching for Path Training. *ACM Trans. Graph*. 40, 4, Article 36, August 2021

Peláez, Silvana Ayala und Deline, Chris (2020): bifacial_radiance: a python package for modeling bifacial solar photovoltaic systems. *Journal of Open Source Software.* 5(50), 1865, 2020

Peláez, Silvana Ayala; Deline, Chris; Marion, Bill; Sekulic, Bill; Stein, Josh (2019): Understanding Bifacial PV Modeling: Raytracing and View Factor Models. PV Webinar Magazine. NREL/PR-5K00-75628. *National Renewable Energy Laboratory.*, 18. Dezember 2019

PVsyst (o.J.a): PVsyst 8 [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/en/products/pvsyst/ [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.b): About us [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/en/company/about-us/ [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.c): Simulation process: irradiance and PV array [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/project-design/simulation/simulation-process-irradiance-and-pv-array.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.d): Array Thermal Losses - Summary [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/array-thermal-losses/index.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.e): Grid-connected system definition [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/project-design/grid-connected-system-definition/index.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.f): Custom File Import [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/meteo-database/custom-meteo-files/index.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.g): Transposition models [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/physical-models-used/irradiation-models/transposition-model.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.h): Albedo [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/physical-models-used/irradiation-models/albedo.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.i): Array and system losses [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/index.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.j): Shadings [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/project-design/shadings/index.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.k): Array incidence loss (IAM) [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/array-incidence-loss-iam.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.l): Irradiation models [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/physical-models-used/irradiation-models/index.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.m): PV Module – Standard one-diode-model [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/physical-models-used/pv-module-standard-one-diode-model/index.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.n): Determination of parameters [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/physical-models-used/pv-module-standard-one-diode-model/determination-of-parameters.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.o): Parameters besides Datasheets [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/physical-models-used/pv-module-standard-one-diode-model/parameters-besides-datasheets.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.p): Temperature coefficients [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/component-database/photovoltaics-modules/pv-modules-main-interface/pv-modules-additional-data/temperature-coefficients.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.q): Simulation variables: Grid systems [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/project-design/results/simulation-variables-grid-system.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.r): Results [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/project-design/results/index.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.s): Bifacial Systems [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/project-design/bifacial-systems/index.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.t): Bifacial system results [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/project-design/bifacial-systems/bifacial-systems-results.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.u): Bifacial system: 2-dimensional unlimited sheds [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/project-design/bifacial-systems/bifacial-system-2-dimensional-unlimited-sheds.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.v): Bifacial system: 2-dimensional unlimited trackers [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/project-design/bifacial-systems/bifacial-system-2-dimensional-unlimited-trackers.html [Zugriff am 27.06.2026]

PVsyst (o.J.w): Bifacial systems procedure [online]. *PVsyst – Photovoltaic Software.* Verfügbar unter https://www.pvsyst.com/help/project-design/bifacial-systems/bifacial-systems-procedure.html [Zugriff am 27.06.2026]

Riaz, Muhammad Hussnai; Imran, Hassan; Alam, Habeel; Alam, Muhammad Ashraful und Butt, Nauman Zafar (2022): Crop-specific Optimization of Bifacial PV Arrays for Agrivoltaic Food-Energy Production: The Light-Productivity-Factor Approach. *IEEE Journal of Photovoltaics*, Volume 12, Issue 2, S. 572-580

Rodríguez-Gallegos, Carlos D.; Bieri, Monika; Gandhi, Oktoviano; Singh, Jai Prakash; Reindl, Thomas und Panda, S.K. (2018): Monofacial vs bifacial Si-based PV modules: Which one is more cost-effective? *Solar Energy*, 176, S. 412-438

Schindele, Stephan; Trommsdorff, Maximilian; Schlaak, Albert; Obergfell, Tabea; Bopp, Georg; Reise, Christian; Braun, Christian; Weselek, Axel; Bauerle, Andrea; Högy, Petra; Goetzberger, Adolf und Weber, Eicke (2020): Implementation of agrophotovoltaikcs: Techno-economic analysis oft he price-performance ratio and its implications. *Applied Energy,* 265, 114737

Stein, Joshua S. und Farnung, Boris (2017): PV Performance Modeling Methods and Practices – Results from the 4th PV Performance Modeling Collaborative Workshop. *International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme.* T13-06, 2017

Stein, Joshua; Reise, Christian; Castro, Johanna Bonilla; Friesen, Gabi; Maugeri, Giosuè; Urrejola, Elías und Rante, Samuli (2021): Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications. *International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme*, T13-14, 2021

Trommsdorff, Max; Gruber, Simon; Keinath, Tobias; Hopf, Michaela; Hermann, Charis, Schönberger, Frederik; Gudat, Charlotte; Boggio, Alexa Torres; Gajewski, Moritz; Högy, Petra; Zikeli, Sabine; Ehmann, Andrea; Weselek, Axel; Bodmer, Ulrich; Rösch, Christine; Ketzer, Christine; Weinberger, Nora; Schindele, Stephan und Vollprecht, Jens (2025): *Agri-Photovoltaik: Chance für Landwirtschaft und Energiewende – Ein Leitfaden für Deutschland.* 4. Auflage. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Upton, John; Caslin, Barry; Quigley, Francis und Murphy, Michael D. (2025): *A Solar Energy Guide for Dairy Farms.* Cork: Teagasc – Animal & Grassland Research and Innovation Centre

Ward, Gregory J. (1994): The RADIANCE Lighting Simulation and Rendering System. *Computer Graphics.* Juli 1994, S. 459-72

Weselek, Axel; Ehmann, Andrea; Zikeli, Sabine; Lewandowski, Iris; Schindele, Stephan und Högy, Petra (2019): Agrophotovoltaic systems: applications, challenges, and opportunities. A review. *Agronomy for Sustainable Development*, 39:35, INRA an Springer-Verlag France SAS

Anhang

Anhang A: Modellierung der Unterkonstruktion XIII
Anhang B: Klassenanalyse der Einflussgrößen XIV
Anhang C: Statistische Auswertung des funktionsbasierten Regressionsmodells XV
Anhang D: Ergebnisse der Albedokorrektur XVI
Anhang E: Vollständige Simulationsergebnisse XVII

Anhang A: Modellierung der Unterkonstruktion

Tabelle A-1: Geometrische Parameter der modellierten Unterkonstruktion

Bauteil/Parameter	**Wert**	**Einheit**	**Beschreibung**
Konstruktives Vorbild	Arau Technik GmbH	-	Vereinfachte Nachbildung einer hoch aufgeständerten Agri-PV-Unterkonstruktion
Anzahl der Stützrahmen je Modultisch	5	-	Gleichmäßig über die Reihenlänge verteilt
Anzahl der Modultischreihen	15	-	Jede Reihe besitzt eine eigene Unterkonstruktion
Mittelstützen			
Anzahl je Modultisch	5	-	Jeweils eine Mittelstütze je Stützrahmen
Unterer Anschlusspunkt	0,000	m	Auf Höhe der Bodenfläche
Oberer Anschlusspunkt	5,656	m	Firsthöhe abzüglich Trägerabstand
Profilquerschnitt	0,140 x 0,140	m^2	Quadratisches Rechteckprofil
Geneigte Hauptträger			
Anzahl je Dachseite	5	-	Jeweils ein Hauptträger je Stützrahmen
Länge eines Hauptträgers	3,300	m	Entspricht der gesamten geneigten Modulfläche je Dachseite
Profilquerschnitt	0,100 x 0,060	m^2	Rechteckiges Profil
Neigung	12	°	Parallel zur Modulfläche
Diagonalstreben			
Anzahl je Dachseite	5	-	Jeweils eine Strebe je Stützrahmen
Profilbreite	0,060 x 0,040	m^2	Rechteckiges Profil
Längsträger			
Anzahl je Dachseite	2	-	An zwei Positionen entlang der geneigten Modulfläche
Länge eines Längsträgers	12,124	m	Entspricht der gesamten Reihenlänge
Profilquerschnitt	0,080 x 0,050	m^2	Rechteckiges Profil
Position des ersten Längsträgers	0,825	m	Bei 25 % der geneigten Dachlänge
Position des zweiten Längsträgers	2,475	m	Bei 75 % der geneigten Dachlänge
Gesamtumfang der Konstruktion			
Mittelstützen je Modultisch	5	-	-
Hauptträger je Modultisch	10	-	-
Diagonalstreben je Modultisch	10	-	-
Längsträger je Modultisch	4	-	-
Detaillierungsgrad	-	-	Vereinfachte Darstellung
Nicht berücksichtige Bauteile	Schrauben, Klemmen und kleinere Verbindungselemente	-	Aufgrund geringer geometrischer und verschattungsbezogener Relevanz vernachlässigt

Anhang B: Klassenanalyse der Einflussgrößen

Tabelle B-1: Mittlere Rückseitenbestrahlungsstärken und stündliche Faktoren nach Sonnenhöhenklassen

Sonnenhöhenklasse	**n_{gesamt}**	**n_{rel}**	**PVsyst in W/m²**	**bifacial_radiance in W/m²**	**Mittlerer Faktor E_{BR}/E_{PVsyst}**
0-5°	92	7	1,843	4,765	0,467
5-10°	81	68	11,718	13,461	1,123
10-15°	97	97	20,506	25,437	1,238
15-20°	86	86	31,686	36,329	1,150
20-25°	64	64	42,809	47,562	1,110
25-30°	63	63	51,713	55,435	1,069
30-35°	53	53	64,093	65,972	1,030
35-40°	48	48	74,184	73,534	0,992
40-45°	45	45	84,772	81,278	0,961
45-50°	35	35	90,573	87,980	0,973
50-55°	39	39	95,828	92,890	0,971
55-60°	32	32	98,700	98,360	0,997

Anmerkung: n_{gesamt} bezeichnet die Anzahl aller technisch gültigen Werte einer Klasse. n_{rel} bezeichnet die Anzahl der für die relative Auswertung zulässigen Werte einer Klasse. Hier lag eine PVsyst-Rückseitenbestrahlungsstärke von mindestens 10 W/m² vor. Die mittleren rückseitigen Bestrahlungsstärken basieren auf n_{gesamt}, während sich der mittlere stündliche Faktor E_{BR}/E_{PVsyst} auf n_{rel} bezieht.

Tabelle B-2: Mittlere Rückseitenbestrahlungsstärken und stündliche Faktoren nach Sonnenazimutklassen

Azimutklasse	**n_{gesamt}**	**n_{rel}**	**PVsyst in W/m²**	**bifacial_radiance in W/m²**	**Mittlerer Faktor E_{BR}/E_{PVsyst}**
–130 bis –100°	47	29	13,575	15,467	1,031
–100 bis –80°	47	42	30,416	27,988	0,874
–80 bis –60°	67	61	48,798	46,598	0,978
–60 bis –40°	70	57	50,547	51,424	1,079
–40 bis –20°	69	63	52,017	55,987	1,165
–20 bis 0°	55	55	54,003	63,226	1,220
0 bis 20°	71	71	59,588	67,697	1,210
20 bis 40°	71	71	58,498	62,959	1,165
40 bis 60°	77	59	47,504	48,775	1,083
60 bis 80°	60	52	46,619	44,726	0,975
80 bis 100°	53	48	33,809	31,309	0,879
100 bis 130°	48	29	12,565	14,792	1,125

Anmerkung: n_{gesamt} bezeichnet die Anzahl aller technisch gültigen Werte einer Klasse. n_{rel} bezeichnet die Anzahl der für die relative Auswertung zulässigen Werte einer Klasse. Hier lag eine PVsyst-

Rückseitenbestrahlungsstärke von mindestens 10 W/m² vor. Die mittleren rückseitigen Bestrahlungsstärken basieren auf n_{gesamt}, während sich der mittlere stündliche Faktor E_{BR}/E_{PVsyst} auf n_{rel} bezieht.

Tabelle B-3: Mittlere Rückseitenbestrahlungsstärken und stündliche Faktoren nach Diffusanteilsklassen

Diffusanteilklasse	**n_{gesamt}**	**n_{rel}**	**Pvsyst in W/m²**	**bifacial_radiance in W/m²**	**Mittlerer Faktor E_{BR}/E_{PVsyst}**
0,00–0,10	4	0	0,000	2,939	-
0,10–0,15	1	0	0,000	3,056	-
0,15–0,20	214	210	85,006	83,132	0,979
0,20–0,25	125	117	51,739	55,004	1,058
0,25–0,30	95	79	33,158	37,795	1,123
0,30–0,35	94	80	24,226	29,016	1,175
0,35–0,40	106	79	14,387	19,234	1,248
0,40–0,45	96	72	11,018	12,006	1,050
0,45–0,50	0	0	-	-	-

Anmerkung: n_{gesamt} bezeichnet die Anzahl aller technisch gültigen Werte einer Klasse. n_{rel} bezeichnet die Anzahl der für die relative Auswertung zulässigen Werte einer Klasse. Hier lag eine PVsyst-Rückseitenbestrahlungsstärke von mindestens 10 W/m² vor. Die mittleren rückseitigen Bestrahlungsstärken basieren auf n_{gesamt}, während sich der mittlere stündliche Faktor E_{BR}/E_{PVsyst} auf n_{rel} bezieht. Für Klassen ohne relativ auswertbare Werte wurde kein Faktor bestimmt.

Anhang C: Statistische Auswertung des funktionsbasierten Regressionsmodells

Tabelle C-1: Modellgüte des funktionsbasierten Regressionsmodells

Kennwert	**Wert**
Multipler Korrelationskoeffizient R	0,78194328
Bestimmtheitsmaß R^2	0,6114353
Adjustiertes Bestimmtheitsmaß R^2_{adj}	0,60835634
Standardfehler der Regression	0,11987862
Anzahl der Beobachtungen n	637

Tabelle C-2: Varianzanalyse des funktionsbasierten Regressionsmodells

Quelle	**Freiheitsgrade**	**Quadratsumme**	**Mittlere Quadratsumme**	**F-Wert**	**Signifikanz F**
Regression	5	14,26921289	2,85384258	198,585033	6,081E-127
Residuen	631	9,068028159	0,01437088		
Gesamt	636	23,33724105			

Tabelle C-3: Koeffizienten, Standardfehler und Signifikanzkennwerte des Regressionsmodells zur Bestimmung des Korrekturfaktors

Modellterm	Koeffizienten	Standardfehler	t-Wert	P-Wert	Untere Grenze 95%	Obere Grenze 95%
Konstante	1,39396901	0,077635164	17,9553819	1,5291E-58	1,24151446	1,54642356
Sonnenhöhe	-0,0085653	0,000977473	-8,7626568	1,7545E-17	-0,0104848	-0,0066458
Azimutbetrag	-0,0128143	0,000946704	-13,535692	7,8414E-37	-0,0146734	-0,0109552
Azimutbetrag²	5,1064E-05	6,19784E-06	8,23903579	1,0042E-15	3,8893E-05	6,3235E-05
Sonnenhöhe_x_Azimut	0,00014258	1,6688E-05	8,54399942	9,7329E-17	0,00010981	0,00017535
Diffusanteil	0,80929138	0,201148878	4,02334526	6,4336E-05	0,41428917	1,2042936

Anhang D: Ergebnisse der Albedokorrektur

Tabelle D-1: Monatliche Rückseitenbestrahlung und Abweichungen der PVsyst-Neusimulation mit angepasster Monatsalbedo gegenüber bifacial_radiance

Monat	$H_{rear,BR,m}$ in kWh/m²	$H_{rear,Pvsyst,korr,m}$ in kWh/m²	Differenz $H_{rear,BR,m}$ - $H_{rear,Pvsyst,korr,m}$ in kWh/m²	Rel. Abweichung in %
Januar	0,922	0,911	0,011	1,16%
Februar	1,783	1,767	0,015	0,87%
März	2,723	2,711	0,012	0,45%
April	3,679	3,678	0,002	0,05%
Mai	4,462	4,451	0,010	0,23%
Juni	4,859	4,874	-0,015	-0,32%
Juli	4,677	4,686	-0,009	-0,20%
August	3,989	3,986	0,003	0,09%
September	3,081	3,072	0,009	0,29%
Oktober	2,136	2,126	0,010	0,49%
November	1,170	1,157	0,014	1,19%
Dezember	0,709	0,706	0,003	0,42%

Anmerkung: Positive Differenzen bedeuten, dass bifacial_radiance eine höhere monatliche Rückseitenbestrahlung berechnete als die PVsyst-Neusimulation. Die Werte beziehen sich jeweils auf die fünf ausgewählten Untersuchungstage des Monats.

Anhang E: Vollständige Simulationsergebnisse

Tabelle E-1: Vollständige Monatswerte aller Simulationsvarianten

Monat	**H_{PVsyst} Ausgangssimulation in kWh/m²**	**H_{BR} in kWh/m²**	**H_{PVsyst} direkt abgeleitete Albedo in kWh/m²**	**H_{PVsyst} funktionsbasierte Albedo in kWh/m²**
Januar	0,653	0,922	0,911	0,902
Februar	1,364	1,783	1,767	1,688
März	2,408	2,723	2,711	2,676
April	3,659	3,679	3,678	3,713
Mai	4,612	4,462	4,451	4,474
Juni	5,048	4,859	4,874	4,824
Juli	4,858	4,677	4,686	4,662
August	4,072	3,989	3,986	4,025
September	2,917	3,081	3,072	3,100
Oktober	1,739	2,136	2,126	2,050
November	0,854	1,170	1,157	1,128
Dezember	0,485	0,709	0,706	0,692