

Mehrertrag durch bifaciale Photovoltaik

Vorstellung eines Berechnungsmodells und Vergleich zwischen Simulation und Messung

Lukas Gerstenberg, Viktor Wesselak, Sebastian Voswinckel, Sven Münter

Institut für Regenerative Energietechnik, Hochschule Nordhausen,
Weinberghof 4, 99734 Nordhausen

Kontakt: lukas.gerstenberg@hs-nordhausen.de

Abstract

Bei der Ertragssimulation für bifaciale PV-Module ist eine exakte Bestimmung der rückseitigen Einstrahlung maßgeblich für die Genauigkeit der Berechnung. Das vorgestellte Modell berücksichtigt den Schattenwurf des Moduls, die Größe und Lage der reflektierenden Untergrundfläche und die restliche Umgebung in der Berechnung der rückseitigen Einstrahlung. Mit diesem aufwändigen Ansatz ist es möglich, die Geometrie realer Anlagen nachzubilden und deren Erträge mit nur geringen Abweichungen zu berechnen. Ein Testaufbau mit drei bifacialen PV-Modulen in Südausrichtung (M1: $\beta = 40^\circ$, $\rho_e = 0,6$, M2: $\beta = 30^\circ$, $\rho_e = 0,6$ und M3: $\beta = 30^\circ$, $\rho_e = 0,05$) wurde in dem erstellten Modell nachgebildet und die Abweichung zwischen Messung und Simulation untersucht. Die Abweichungen für die drei Module betragen -1,5% für M1, 11,2% für M2 und 2,8% für M3, wobei ein Zeitraum von 30 Tagen betrachtet wurde. Das Modell ermöglicht mit diesen geringen Abweichungen eine genaue Ertragsprognose für Einzelmodule unter Berücksichtigung ihrer Umgebung, insbesondere wird die Größe der reflektierenden Fläche unterhalb des Moduls exakt nachgebildet.

1 Einleitung

Bifaciale Photovoltaik bietet durch den zusätzlichen Strahlungseintrag auf der Rückseite Mehrerträge von bis zu 30% bei Anlagen [1] und 50% bei Einzelmodulen [2]. Der Mehrertrag hängt dabei von der Bifacialität bf der Module und ihrer Montagesituation ab. Neben der Montagehöhe und dem Anstellwinkel beeinflusst die Albedo des Untergrundes den bifacialen Mehrertrag maßgeblich [2]. Die Bifacialität bietet die Möglichkeit, Module vertikal in Ost-West-Ausrichtung zu installieren. Diese Ausrichtung führt zu Energieeinspeisung frühmorgens und spätabends und kann vorteilhaft für Direktverbraucher sein oder um die Mittagsspitze der herkömmlichen Photovoltaikeinspeisung auszugleichen. Der Gesamtertrag fällt am Standort Deutschland allerdings geringer aus als bei Südausrichtung und lohnt sich erst bei stark reflektierenden Untergründen und einer großen Bifacialität [3]. Ein Problem bei der Ost-West-Ausrichtung ist der Schattenwurf des Modulrahmens und der Montagekonstruktion. Hierdurch kann die Bypassdiode eines Strangs des Moduls aktiv werden. Die hierdurch verursachten Verluste können bis zu 10% betragen [4]. Großanlagen mit bifacialen Modulen werden bevorzugt in Südausrichtung errichtet. Wie in [5] bestätigt wird, ist in dieser Ausrichtung der Ertrag bifacialer Anlagen am größten.

2 Experimentelle Untersuchung

Auf dem Testgelände der HS Nordhausen (Abb. 2.1) sind fünf bifaciale PV-Module in verschiedenen Ausrichtungen installiert, um deren Ertrag zu untersuchen. Vier Module sind in Süd-Ausrichtung montiert und eins in Ost-West-Ausrichtung:

- M1, $\beta = 40^\circ$, Montagehöhe 0,45 m, über 4,6 m² weißer Folie ($\rho_e = 0,6^*$)
- M2, $\beta = 30^\circ$, Montagehöhe 0,45 m, über 4,6 m² weißer Folie ($\rho_e = 0,6^*$)
- M3, $\beta = 30^\circ$, Montagehöhe 0,45 m, über 4,6 m² schwarzer Dachbahn ($\rho_e = 0,05$)
- M4, $\beta = 30^\circ$, Montagehöhe 1,5 m, Referenzmodul monofacial, Rückseite abgedeckt
- M5, $\beta = 90^\circ$, Ost-West-Ausrichtung, über 4 m² weißer Folie ($\rho_e = 0,6^*$)

Das Modul M4 dient als Referenzmodul. Die Rückseite des Referenzmoduls ist mit einer weißen Folie abgedeckt, um es monofacial zu betreiben. Die Erträge der anderen Module werden auf den Ertrag des Referenzmoduls bezogen.

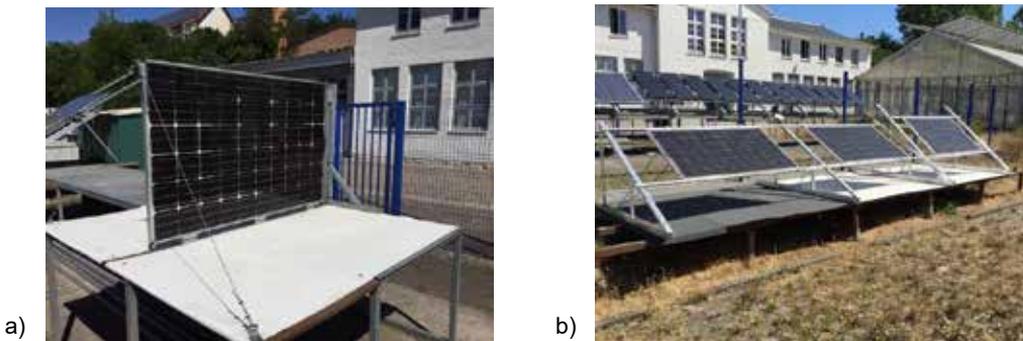


Abb. 2.1: Bifaciale Module auf dem Testgelände der HS Nordhausen a) M5 in Ost-West-Ausrichtung b) M1 (rechts), M2 (mittig), M3 (links) in Südausrichtung

Die Messplätze der Module M1 und M2 unterscheiden sich lediglich in ihrem Anstellwinkel. In [2] konnte der maximale Ertrag bifacialer Module mit einem Anstellwinkel von ca. 40° erzielt werden. Dies soll in den Messwerten des Aufbaus überprüft werden. Das Modul M5 in Ost-West-Ausrichtung ist derart befestigt, dass die Montagekonstruktion keine Schatten auf das Modul wirft. Somit werden die Messwerte nicht zu beeinflusst.

In Abb. 2.2 ist ein Abschnitt der neuen weißen Dachbahn auf der verwitterten weißen Dachbahn zu sehen. Es ist ein deutlicher Unterschied im Kontrast sichtbar. Die Albedo hat sich von ursprünglich 0,84 auf ca. 0,6 verschlechtert. In [7] wurden weiße Untergründe hinsichtlich der Beständigkeit ihrer Albedo untersucht. Nach bereits zwei Monaten verschlechterte sich die Albedo der Proben von 0,8 auf 0,6.

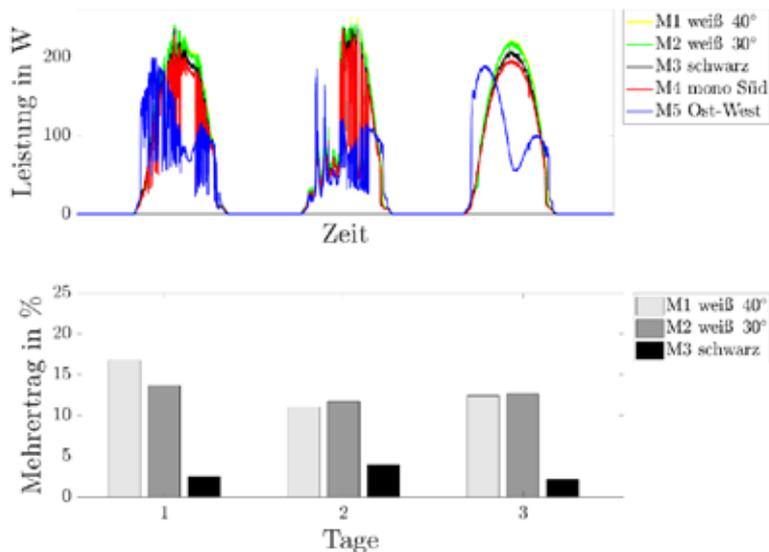
* Die Albedo der weißen Dachfolie beträgt im Neuzustand 0,84. Bereits nach zwei Monaten beträgt die Albedo aufgrund von Verwitterung noch 0,6 [7], vgl. Abb. 2.2.



Abb. 2.2: Neue weiße Folie mit $\rho_e = 0,84$ im Vergleich zur Folie nach zwei Jahren Verwitterung $\rho_e = 0,6$

Abb. 2.3 zeigt beispielhaft die aufgezeichneten Messwerte des Versuchsaufbaus für den Zeitraum 16.-18.08.2018. Der 18.08.2018 war ein wolkenfreier Tag. Hier sind die typischen Verläufe der Ausgangsleistungen für die verschiedenen Module erkennbar. Alle nach Süden gerichteten Module erreichen ihr Leistungsmaximum in der Mittagszeit. Die geringste Ausgangsleistung der nach Süden gerichteten Module erreicht das Referenzmodul (rot). Die nächst höhere Ausgangsleistung erreicht das bifaciale Modul M3, unter welchem eine schwarze Dachbahn ausgebracht ist (schwarz). Die Module M1 (gelb) und M2 (grün) über der weißen Dachfolie erreichen zur Mittagszeit die höchste Ausgangsleistung.

In blau ist die Ausgangsleistung des bifacialen Moduls M5 in Ost-West-Ausrichtung zu erkennen. Die Leistungskurve weist morgens und abends ein Maximum auf und zur Mittagszeit ein Minimum. Die Vorderseite des Moduls ist nach Osten ausgerichtet. Dies ist daran erkennbar, dass das Maximum am Morgen größer ist als das lokale Maximum am Nachmittag. Die unterschiedlich großen Maxima sind Folge der Bifacialität des Moduls von 0,61.



**Abb. 2.3: Messwerte des Testaufbaus HS Nordhausen vom 16.-18.08.2018.
Oben: AC-Ausgangsleistung aller fünf Module.
Unten: Mehrertrag EB der drei Module M1, M2 und M3 bezogen auf das monofaciale Modul**

Die gezeigten Tagesverläufe der Ausgangsleistungen werden integriert, um die eingespeiste Energiemenge der Module zu bestimmen. Für die drei Module in Süd-Ausrichtung M1, M2 und M3 werden die bifacialen Mehrerträge für jeden Tag berechnet. Der Bezugspunkt ist hierbei immer die eingespeiste Energie des Referenzmoduls M4 des jeweiligen Tages. Der untere Teil der Abb. 2.3 zeigt die Mehrerträge der drei Module für die drei Tage. Es ist zu erkennen, dass die Modul M1 und M2 über der weißen Folie einen deutlich höheren Mehrertrag erzielen als das Modul M3 über der schwarzen Dachbahn.

3 Modellierung des bifacialen Moduls

Bei der Simulation der bifacialen Module liegt der Schwerpunkt auf der Berechnung der rückseitigen Einstrahlung. Für die Vorderseite werden bekannte Ansätze für monofaciale Module verwendet. Für die Vergleichbarkeit bifacialer Module und deren Erträge werden zwei Größen eingeführt. Die Bifacialität bf eines Moduls beschreibt das Verhältnis des rückseitigen Wirkungsgrades η_r im Verhältnis zum Wirkungsgrad der Vorderseite η_v bei Standardtestbedingungen ($G = 1000 \text{ W/m}^2$, $\theta_M = 25^\circ\text{C}$, AM 1,5) nach Gl. 3.1.

$$bf = \frac{\eta_r}{\eta_v} \quad (3.1)$$

Der Ertrag eines bifacialen Moduls setzt sich aus dem Ertrag der Vorderseite E_v und dem der Rückseite E_r zusammen. Der durch die Bifacialität erzielte Mehrertrag EB (eng.: energy boost) in Prozent wird nach Gl. 3.2 bestimmt.

$$EB = \left(\frac{E_v + E_r}{E_v} - 1 \right) \cdot 100\% \quad (3.2)$$

Für die Bewertung der Ost-West-Ausrichtung ist der EB ungeeignet. Der EB einer bifacialen Anlage in Ost-West-Ausrichtung unter der Annahme verschattungsfreier Montage entspricht immer ihrer Bifacialität.

Auf dem Testgelände wird die Globalstrahlung in Modulebene gemessen. Um das Modell des bifacialen Moduls für andere Standorte nutzen zu können, wird die Einstrahlung nach dem Modell von LIU und JORDAN aus [8] berechnet. Da dieses Einstrahlungsmodell einen wolkenfreien Himmel unterstellt und dadurch der Diffusstrahlungsanteil zu gering ist, wird mit dem Modell nach ERBS die stündliche Verteilung der Diffusstrahlung bestimmt [6].

3.1 Einstrahlung auf der Vorderseite

Die Einstrahlung auf die Modulvorderseite $G_{M,v}$ wird nach Gl. 3.3 berechnet. Hierbei ist G_H die Globalstrahlung und D_H die Diffusstrahlung, jeweils auf der Horizontalen [6].

$$G_{M,v}(\alpha, \beta) = (G_H - D_H)R + \frac{1}{2}D_H(1 + \cos(\beta)) + Ref_v \quad (3.3)$$

$$Ref_v = \frac{1}{2}\rho_e G_H(1 - \cos(\beta)) \quad (3.4)$$

Die drei Anteile der Solarstrahlung auf dem Modul sind: Direktstrahlung, Diffusstrahlung und Reflexionsstrahlung Ref_v nach Gl. 3.4. Hierbei ist β der Elevationswinkel des Moduls und ρ_e die Albedo des Untergrunds. Zur Berechnung der auftreffenden Direktstrahlung wird der Geometriefaktor R nach Gl. 3.5 verwendet [6].

$$I(\alpha, \beta) = I_H \cdot R = I_H \cdot \frac{\cos\theta(\alpha, \beta)}{\cos\theta(\alpha_H, \beta_H)} \quad (3.5)$$

Der Geometriefaktor gibt das Verhältnis der Strahlungsleistung zwischen der Horizontalen und einer geneigten Fläche an. Der Index H steht für die Messebene der Einstrahlung – hier die Horizontale.

3.2 Einstrahlung auf der Rückseite

Die Berechnung der rückseitigen Einstrahlung beruht auf der Bestimmung mehrerer Strahlungssichtfaktoren F_{12} , F_{S2} und F_{21} . Die allgemeine Definition des Strahlungssichtfaktors zwischen zwei Flächen A_1 und A_2 ist mit Gl. 3.6 gegeben.

$$F_{12} = \frac{1}{\pi \cdot A_1} \int_{A_1} \int_{A_2} \frac{\cos(\beta_1) \cdot \cos(\beta_2)}{s^2} dA_1 dA_2 \quad (3.6)$$

Für das Modell des bifacialen Moduls muss Gl. 3.7 numerisch gelöst werden. Umformuliert ergibt sich Gl. 3.2.

$$F_{ij} = \frac{1}{\pi \cdot A_i} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \frac{\cos(\beta_i) \cdot \cos(\beta_j)}{s_{ij}^2} \Delta A_i \Delta A_j \quad (3.7)$$

Die Einstrahlung auf der Modulrückseite ergibt sich nach Gleichung 2.1, wobei folgende Veränderungen berücksichtigt werden müssen. Statt der Orientierung der Vorderseite (α , β) wird die Orientierung der Rückseite (α_r , β_r) eingesetzt. Hierbei ist $\alpha_r = \alpha + 180^\circ$ und $\beta_r = 180^\circ - \beta$.

Die Reflexion auf die Modulrückseite Ref_r , wird nicht nach dem einfachen Sichtfaktoransatz nach Gl. 3.4 bestimmt, sondern nach Gl. 3.8.

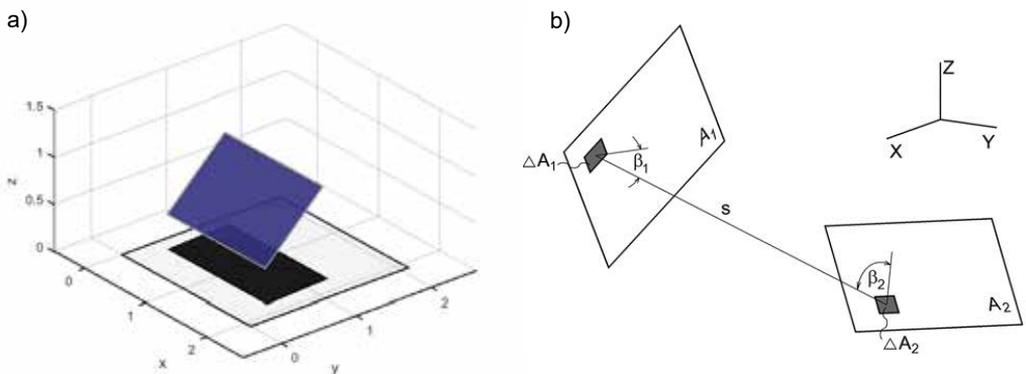
$$Ref_r = Ref_{A1'} + Ref_{AS} + Ref_{Um} \quad (3.8)$$

Hierbei beschreibt $Ref_{A1'}$, die Strahlung, die vom Teil des Untergrundes A_1 reflektiert wird, der nicht vom Schatten A_S bedeckt ist. Dabei ist die Fläche $A_{1'} = A_1 - A_S$. Der Anteil Ref_{AS} beschreibt die Strahlung, die vom Schatten reflektiert wird. Mit Ref_{Um} wird die von der Umgebung reflektierte Strahlung über den Sichtfaktor F_{21} berücksichtigt. Eine Herleitung dieser Beziehungen kann [9] entnommen werden.

$$Ref_{A1'} = \rho_e \cdot G_m \cdot (F_{12} \cdot A_1 - F_{S2} \cdot A_S) \cdot A_2^{-1}$$

$$Ref_{AS} = \rho_e \cdot (1 - F_{S2}) \cdot D_m \cdot F_{S2} \cdot A_S \cdot A_2^{-1}$$

$$Ref_{Um} = (1 - F_{21}) \cdot G_m \cdot \rho_{e,u}$$



**Abb. 3.1: a) Geometrie der Berechnung mit Untergrundfläche, Modul und Schatten
b) Definition Sichtfaktor F_{12} nach [7]**

Abb. 3.1 a) zeigt die Geometrie, mit der das Modell arbeitet beispielhaft für den 6. April des Jahres um zwölf Uhr mittags. Zu sehen ist das Modul über der Fläche A_1 und der Schatten auf dem Untergrund. Für den Strahlungsaustausch zwischen Untergrund A_1 und Modulrückseite A_2 wird der Sichtfaktor F_{12} berechnet. Für den Strahlungsaustausch zwischen dem Schatten und der Modulrückseite wird für jede Stunde des Jahres der Sichtfaktor F_{S2} und die Schattenfläche A_S berechnet.

4 Validierung des Modells

Das Modell des bifacialen Moduls soll an Messwerten des Testaufbaus validiert werden. Hierfür werden alle geometrischen Daten des Testaufbaus in das Modell übergeben und der bifaciale Mehrertrag EB für einen ausgewählten Zeitraum berechnet. Wegen Verschattung durch umliegende Gebäude und Bäume stehen die Daten des Testaufbaus nicht für ein gesamtes Jahr zur Verfügung. Die Validierung wird an Messwerten aus dem August 2018 durchgeführt. Tab. 4.1 enthält die gemessenen Mehrerträge der Module M1 bis M3. Der Mehrertrag ist jeweils auf den Ertrag des Referenzmoduls M4 bezogen.

Tab. 4.1: Gemessene bifaciale Mehrerträge im Monat August 2018, jeweils bezogen auf den Ertrag des monofacialen Referenzmoduls M4

| Messung | M1 ($\rho_e = 0,6$) $\beta = 40^\circ$ | M2 ($\rho_e = 0,6$) $\beta = 30^\circ$ | M3 ($\rho_e = 0,05$) $\beta = 30^\circ$ |
|---------|---|---|--|
| EB | 12,8% | 12,5% | 3,5% |

Innerhalb des Monats August betrug der Mehrertrag des Moduls M1, welches mit $\beta = 40^\circ$ über einer weißen Folie montiert ist, 12,8%. Der Mehrertrag des Moduls M2, welches über der gleichen weißen Folie mit $\beta = 30^\circ$ montiert ist, betrug 12,5%. Das Modul M3 oberhalb der schwarzen Dachbahn erreichte einen Mehrertrag von 3,5% in Bezug auf das monofaciale Referenzmodul. Der unterschiedliche Anstellwinkel der Module M1 und M2 spiegelt sich in den Messwerten des Monats August nicht in einem unterschiedlichen Mehrertrag wieder. Die unterschiedliche Albedo der Module M2 und M3 führt zu erkennbaren Unterschieden im bifacialen Mehrertrag von 3,5% bei $\rho_e = 0,05$ und 12,5% bei $\rho_e = 0,6$.

In Tab. 4.2 sind die Ergebnisse der Simulation aufgeführt. Die in Abb. 3.1 a) gezeigte Geometrie wurde so angepasst, dass jeweils der Anstellwinkel β und die Albedo des Untergrundes vorgegeben wurde. Die umliegenden Flächen auf dem Testgelände sind zum Großteil verwitterte Pflastersteine. Die Albedo der Umgebung wurde mit $\rho_{e,u} = 0,1$ angenommen.

Tab. 4.2: Simulierte bifaciale Mehrerträge im Monat August 2018

| Simulation | $\rho_{e,Sim}$ | M1 ($\rho_e = 0,6$) $\beta = 40^\circ$ | M2 ($\rho_e = 0,6$) $\beta = 30^\circ$ | M3 ($\rho_e = 0,05$) $\beta = 30^\circ$ |
|------------|----------------|---|---|--|
| EB | 0,05 | - | - | 3,6% |
| EB | 0,6 | 12,6% | 13,9% | - |

Für das Modul M1 beträgt der simulierte Mehrertrag 12,6%. Die Abweichung zur Messung sind -0,2 Prozentpunkte bzw. -1,5%. Für das Modul M2 ist die Abweichung zwischen Messung und Simulation mit 1,4 Prozentpunkten bzw. 11,2% größer. Der Einfluss des Anstellwinkels ist in der Simulation größer als bei der Messung. Das Modul M2 hat mit seinem Anstellwinkel von 30° einen größeren Sichtfaktor F_{12} zum Untergrund als das Modul M1, welches mit 40° angestellt ist. In der Simulation kommt dieser Unterschied stärker zur Geltung als in der Messung auf dem Freifeld.

Eine mögliche Ursache für die Abweichung kann der Schattenwurf der Nachbar-Module sein, der weitere Teile der Untergründe abdeckt. Da das Modul M2 auf dem mittleren Messplatz montiert ist, wird sowohl morgens von M1 als auch abends von M3 ein Teil der weißen Fläche verdeckt. Der Untergrund unterhalb des Moduls M1 wird nur abends von M2 verdeckt.

Der berechnete Mehrertrag des Moduls M3 weicht um 0,1 Prozentpunkt bzw. 2,8% von der Messung ab. Das Modul M3 ist wie Modul M1 außen montiert, wodurch der Einfluss der Nachbar-Module gering

ausfällt. Die mit dem Gesamtmodell des bifacialen Moduls errechneten Mehrerträge weichen nur geringfügig von den Messungen ab. Das Gesamtmodell ist somit validiert und kann für weitere Untersuchungen verwendet werden. Durch Erweiterung des bestehenden 3D-Modells können mehrreihige Anlagen nachgebildet werden und der Einfluss der umliegenden Module bestimmt werden.

5 Zusammenfassung

Der durchgeführte Vergleich zwischen Messung und Simulation bestätigt die Notwendigkeit einer möglichst exakten Nachbildung der Umgebung bifacialer Module bei der Ertragssimulation. Nur bei Berücksichtigung des Schattenwurfs, der Verwitterung der reflektierenden Untergründe und der Differenzierung zwischen Umgebung und dem direkten Untergrund ist eine exakte Berechnung des bifacialen Ertrags möglich. Mit einer maximalen Abweichung von 11,2% kann der Ertrag der vorgestellten Testanlage im Voraus berechnet werden. Durch Erweiterung des Modells ist eine exakte Ertragssimulation auch für größere Anlagen möglich.

Danksagung

Diese Arbeit ist Teil des Projekts „Bifacial - Monofacial: Steigerung der Energieausbeute von Silizium-PV-Modulen und wird durch den Freistaat Thüringen und den Europäischen Sozialfonds (ESF) gefördert.

Literaturverzeichnis

- [1] C. Reise, A. Schmid: Realistic yield expectations for bifacial pv-systems – an assessment on announced, predicted and observed benefits. 31st EUPVSEC (2015), S. 1775 - 1779
- [2] P. Dupeyrat, C. Lucas, A. Lindsay, A. Plotton, K. Radouane: Investigations on albedo dependency of bifacial pv yield. 29th EUPVSEC (2014), S. 2900 - 2903
- [3] S. Guo, T. M. Walsh, M. Peters: Vertically mounted bifacial photovoltaic modules: a global analysis. In: *Energy* 61 (2013), S. 447-454
- [4] J. Rabanal-Arabach, A. Schneider, M. Mrcarica, R. Kopecek, M. Heckmann, the need of frameless mounting structures for vertical mounting of bifacial pv modules. 32nd EUPVSEC (2016), S. 1630 - 1634
- [5] J. S. Stein, D. Riley, M. Lave, C. Hansen, C. Deline, F. Toor: Outdoor Field Performance from Bifacial Photovoltaic Modules and Systems, 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2017
- [6] Duffie, John A.; Beckman, William A., Solar engineering of thermal processes, John Wiley & Sons, Inc. New York, 1991
- [7] S. E. Bretz, H. Akbari: Long-term performance of high-albedo roof coatings. In: *Energy and Buildings* 25 (1997), S. 159-167
- [8] Liu, Benjamin Y. H., C. Jordan, Richard: The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. In: *Solar Energy* 4 (1960), S. 1-19
- [9] L. Gerstenberg, V. Wesselak, S. Voswinckel, S. Münter: Ertragssimulation für bifaciale Photovoltaikmodule, 25. Symposium Nutzung Regenerativer Energiequellen und Wasserstofftechnik (2018), S. 64-74