

Entwicklung eines thermischen 1D-Simulationsmodells zur Bestimmung der Temperaturverteilung in Solarmodulen

Matti Grabo¹, Daniel Weber², Andreas Paul³, Tobias Klaus⁴, Wolfgang Bermpohl⁴,
Stefan Krauter⁴, Eugeny Y. Kenig¹

¹Lehrstuhl für Fluidverfahrenstechnik, Universität Paderborn

²Fachgebiet Leistungselektronik und Elektrische Antriebstechnik, Universität Paderborn

³Lehrstuhl für Thermodynamik und Energietechnik, Universität Paderborn

⁴Fachgebiet Elektrische Energietechnik, Universität Paderborn

Abstract

In dieser Arbeit wird ein numerisches Verfahren auf Grundlage der impliziten Finiten-Differenzen-Methode zur Bestimmung der vertikalen Temperaturverteilung in Solarmodulen vorgestellt. Eingangsgrößen sind neben geometrischen Parametern und Stoffwerten die als Randbedingungen bzw. Quellterme im Modell verwendeten, zeitlich variablen Wettereinflüsse (Sonneneinstrahlung, Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und -richtung). Hierfür können standortbezogene Messdaten oder auch anhand von empirischen Modellen ermittelte Werte genutzt werden. Das entwickelte Verfahren konnte anhand eines Testfalls mit einer analytischen Lösung verglichen und validiert werden. Anschließend wurden Temperaturverläufe an vier verschiedenen Tagen simuliert und mit Messwerten vom Standort Paderborn verglichen. Es zeigte sich, dass das vorgeschlagene Verfahren in guter Übereinstimmung mit den Messungen steht und somit für vorläufige Ertragsabschätzungen geeignet ist.

1 Motivation

Laut Internationaler Energieagentur (IEA) wird weltweit die gesamte durch Photovoltaik bereitgestellte elektrische Leistung von 398 GW im Jahr 2017 auf bis zu 1100 GW im Jahr 2023 steigen [1]. Um dieses Szenario realisieren zu können, sind die Erhöhung des Wirkungsgrades sowie der Lebensdauer von Solarmodulen wichtige Eckpunkte. Dabei ist das thermische Verhalten von Solarmodulen für Ertrags- und Lebensdauerabschätzungen von zentraler Bedeutung: zum einen haben dauerhaft hohe Temperaturen im Modul eine niedrige Ertragsausbeute zur Folge, zum anderen führen zeitliche Temperaturschwankungen – verursacht durch z.B. temporäre Abschattungen oder Windböen – zu thermisch induzierten, mechanischen Spannungen und somit zu Degradation.

In der Literatur sind unterschiedliche thermische Modelle für PV-Systeme zu finden. Die simpelsten Ansätze ermitteln die Zelltemperatur anhand der Umgebungstemperatur und z. T. auch der Einstrahlung, was für viele praktische Anwendungen oft ausreichend ist. Detailliertere Modelle wurden bspw. von Mattei et al. [2], die die Zelltemperatur anhand einer Energiebilanz bestimmten, entwickelt. Lu und Yao [3] schlagen ein optisches Schichtmodell vor und wenden es auf ein Solarmodul an. Numerische Verfahren, die auf der expliziten Finiten-Differenzen-Methode beruhen, wurden u. a. von Jones und Underwood [4] sowie Notton et al. [5] entwickelt. Dabei konnten meist gute Übereinstimmungen mit Messwerten erzielt werden. Allerdings wurden bei diesen Untersuchungen Vereinfachungen im Hinblick auf die Auflösung des Rechengebietes getroffen, da explizite Verfahren ein Stabilitätskriterium, in welches die Wärmeleitfähigkeit eingeht, erfüllen müssen. Um trotzdem einen vertretbaren Rechenaufwand zu ermöglichen, hat bspw. Tofighi [6] die Schichten aus Ethylenvenylacetat (EVA) und die Solarzellen (vgl. Abbildung 1) zu einer Schicht zusammengefasst. Dadurch wird das Problem einer zu hohen Rechenzeit resultierend aus der hohen Wärmeleitfähigkeit der Solarzellen umgangen, jedoch auf Kosten der Genauigkeit. Weiterhin kann keine direkte Aussage getroffen werden, welche Temperaturen in der Solarzelle vorherrschen, was bspw. Ertragsabschätzungen erschwert.

Aus diesem Grund wurde im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Projektes SoLiFE ein implizites Finites-Differenzen-Verfahren entwickelt, welches kein Stabilitätskriterium erfüllen muss. Mit diesem Verfahren lassen sich für die Schichten des Solarmoduls Tages-Temperaturverläufe bestimmen, welche u. a. als Eingangsgröße für die ebenfalls im Rahmen der Projektarbeit entwickelten Methode von Weber et al. [7] zur Abschätzung der Lebensdauer verwendet werden können.

2 Modellbeschreibung

Solarmodule bestehen aus einem in Abbildung 1 schematisch dargestellten Schichtaufbau verschiedener Materialien mit unterschiedlichen thermischen Eigenschaften. Dabei wirken auf die Moduloberseite sowie -unterseite wetterbedingte Umweltfaktoren ein, welche das thermische Verhalten und somit die Leistungskenngrößen des Moduls beeinflussen. Diese Faktoren lassen sich auf die grundlegenden Wärmetransportphänomene Wärmestrahlung, Wärmeleitung sowie konvektiven Wärmeübergang zurückführen, welche ebenfalls in Abbildung 1 angedeutet sind. Für die Modellbildung wurde der Wärmetransport durch den Modulrahmen vernachlässigt und von einem sehr großen Oberflächen-zu-Dicken-Verhältnis des Moduls ausgegangen, womit das Rechengebiet Ω als eindimensional in x -Richtung betrachtet werden kann. Weiterhin werden konstante Stoffwerten angenommen, wodurch sich die durchgeführten Berechnungen wesentlich vereinfachen lassen.

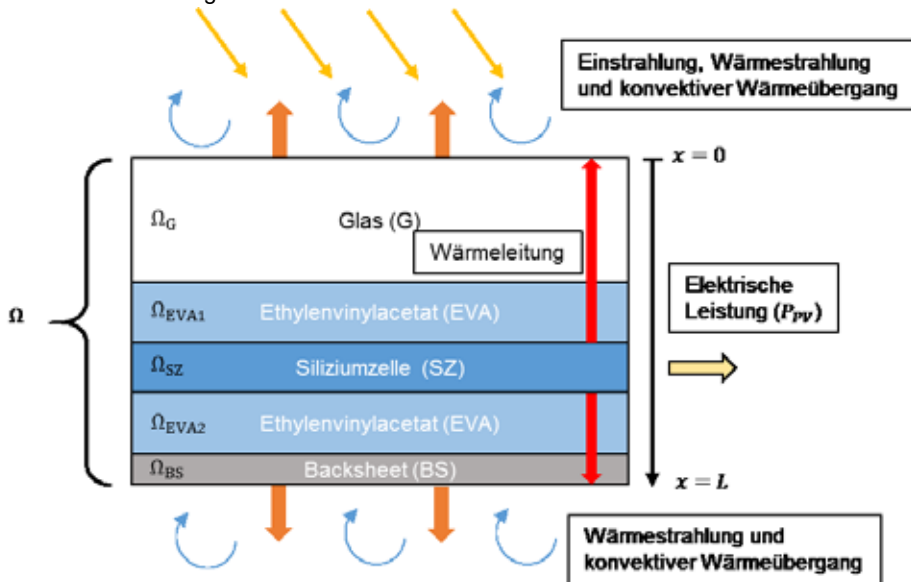


Abbildung 1: Schematischer Schichtaufbau eines Solarmoduls mit Umwelteinflüssen und Unterteilung des Rechengebietes

2.1 Wärmeleitung

Das in Abbildung 1 dargestellte Modell umfasst im mathematischen Sinn mit Gleichung (1) eine parabolische, partielle Differentialgleichung sowie Anfangs- und Randbedingungen.

$$\rho c_p \frac{\partial}{\partial t} T(x, t) = \frac{\partial}{\partial x^2} [\lambda \delta T(x, t)] + Q(x, t) \quad \text{für } 0 < x < L \text{ und } t > 0 \quad (1)$$

wobei t die Zeit und x die Raumkoordinate darstellen. Die Wärmeleitfähigkeit λ , die Dichte ρ und die spezifische Wärmekapazität c_p sind Stoffgrößen, welche für die Berechnungen als konstant angenommen werden. Der Quellterm $Q(x, t)$ erfasst die Wärmeentwicklung im Modul resultierend aus der Solar-

strahlung G . Abhängig vom Transmissionsgrad τ und Absorptionsgrad δ der einzelnen Modulschichten werden entsprechend Anteile der Einstrahlung in Wärme umgewandelt bzw. von der Solarzelle als elektrische Leistung P_{PV} bezogen auf die Gesamtsolarzellenfläche A_{SZ} abgeführt (Gleichungen (2)-(4)). Da die Transmissionsgrade für Glas τ_G und Ethylenvinylacetat (EVA) τ_{EVA} in der Regel größer als 0,9 sind, wird der Großteil der nicht als Leistung abgeführten Einstrahlung direkt in der Solarzelle in Wärme umgewandelt.

$$Q(x_G, t) = \delta_G \cdot G \quad \text{für } x_G \in \Omega_G \text{ und } t > 0 \quad (2)$$

$$Q(x_{EVA1}, t) = \delta_{EVA} \cdot \tau_G \cdot G \quad \text{für } x_{EVA1} \in \Omega_{EVA1} \text{ und } t > 0 \quad (3)$$

$$Q(x_{SZ}, t) = \tau_{EVA} \cdot \tau_G \cdot G - \frac{P_{PV}}{A_{SZ}} \quad \text{für } x_{SZ} \in \Omega_{SZ} \text{ und } t > 0 \quad (4)$$

Hammami et al. [8] berücksichtigten die von den Solarzellen im Modul bedeckte Fläche, was dazu führt, dass ein Teil der Einstrahlung bis zum Backsheet durchdringt und erst dort in Wärme umgewandelt wird. Da die bedeckte Fläche in der Regel mindestens 80% der Gesamtfläche des Moduls ausmacht, zeigte eine Implementierung nach [8] jedoch nur einen minimalen Einfluss auf das thermische Verhalten des Moduls.

Für die Bestimmung der in den Solarzellen generierten elektrischen Leistung $P_{PV} = \eta_{SZ} \cdot G$ wird der Zellwirkungsgrad η_{SZ} benötigt. Dieser ist allerdings von der Zelltemperatur T_{SZ} selbst abhängig. In der Literatur wird deshalb zwischen expliziten und impliziten Korrelationen zur Bestimmung von η_{SZ} unterschieden. Eine Übersicht der von verschiedenen Autoren vorgeschlagenen Beziehungen wurde von Skoplaki und Palyvos [9] aufgestellt. Darin wird ersichtlich, dass bei den expliziten Beziehungen in der Regel die Umgebungstemperatur und z. T. auch die Windgeschwindigkeit mit der Zelltemperatur korreliert werden. Dieser Ansatz wäre für das vorgestellte Modell allerdings nicht zielführend, da diese witterungsbedingten Faktoren bereits als Teil der Randbedingungen in die Berechnungen eingehen. Deshalb muss auf eine implizite Beziehung zurückgegriffen werden, anhand welcher der Wirkungsgrad iterativ ermittelt wird. Eine solche Beziehung wurde von Evans und Florschuetz [10] entwickelt und ist in Gleichung (5) angegeben. Dort treten neben der Zelltemperatur lediglich modulspezifische Parameter auf, welche in der Regel von den Modulherstellern angegeben werden.

$$\eta_{SZ} = \eta_{ref} [1 - \beta_{ref} (T_{SZ} - T_{ref})] \quad (5)$$

Hierin sind η_{ref} der Referenzwirkungsgrad, β_{ref} der Temperaturkoeffizient und T_{ref} die Referenztemperatur, bei welcher unter Standardtestbedingungen (engl.: Standard Test Conditions, STC) die Leistungskenngrößen des Moduls vom Hersteller aufgenommen wurden.

2.2 Anfangs- und Randbedingungen

Solarmodule sind äußeren Einflussfaktoren ausgesetzt, welche durch die vorherrschenden Wetterverhältnisse bestimmt werden. Diese Faktoren lassen sich als Anfangs- und Randbedingungen definieren, welche wiederum für die Lösung von Gleichung (1) benötigt werden.

Als Anfangsbedingung wird hier die zum Zeitpunkt $t = 0$ (Start der Simulation) vorherrschende Umgebungstemperatur T_∞ verwendet und allen Schichten des Moduls zugewiesen (Gleichung (6)). Dies stellt zwar eine Vereinfachung dar, da der Anfangszeitpunkt der betrachteten Zeiträume in der Regel jedoch nachts liegt, also keine Sonneneinstrahlung das Modul erwärmt, kann davon ausgegangen werden, dass eine uniforme Temperaturverteilung über den Schichten des Moduls vorliegt.

$$T(x, 0) = T_\infty(0) \quad \text{für } 0 < x < L \quad (6)$$

Konvektiver Wärmeübergang (Index K) und Wärmestrahlung (Index S) werden im Modell über Randbedingungen auf der Ober- bzw. Unterseite (Indizes o bzw. u) des Moduls eingebunden:

$$\lambda \frac{\partial}{\partial x} T(0, t) = \dot{q}_{K,o} + \dot{q}_{S,o} \quad \text{für } t > 0 \quad (7)$$

$$-\lambda \frac{\partial}{\partial x} T(L, t) = \dot{q}_{K,u} + \dot{q}_{S,u} \quad \text{für } t > 0 \quad (8)$$

Die Wärmeflüsse aus den Gleichungen (7) und (8) ergeben sich aus den Temperaturen an den Rändern des Rechengebietes sowie den vorherrschenden Umgebungsbedingungen und werden im Folgenden genauer erläutert.

Konvektive Wärmeübertragung

Da Konvektion auf das thermische Verhalten von Solarmodulen einen wesentlichen Einfluss hat, muss eine geeignete Methode zur Bestimmung der auf den Oberflächen des Moduls vorherrschenden Wärmeübergangskoeffizienten gefunden werden.

Die Gleichungen (9) und (10) beschreiben die Wärmeflüsse durch Konvektion in den Gleichungen (7) und (8) mit α als Wärmeübergangskoeffizienten.

$$\dot{q}_{K,o} = \alpha_o [T(0, t) - T_\infty(t)] \quad (9)$$

$$\dot{q}_{K,u} = \alpha_u [T(L, t) - T_\infty(t)] \quad (10)$$

Für die Bestimmung des Wärmeübergangskoeffizienten α werden in der Literatur verschiedene Methoden vorgeschlagen, welche die freie Windgeschwindigkeit v_f anhand von Experimenten, Feldversuchen oder auch Simulationen mit dem Wärmeübergangskoeffizienten korrelieren. Diese Korrelationen berücksichtigen verschiedene Parameter und können nach Palyvos [11] in vier Kategorien eingeteilt werden: lineare Ansätze, Potenzansätze, Grenzschichtkorrelationen mittels Reynolds-, Prandtl- und Nusseltzahlen Re , Pr und Nu sowie Korrelationen, in welche die überströmte Länge $L_{\bar{u}}$ des Körpers eingehen. Die in den durchgeführten Simulationsstudien genutzten Korrelationen sind in Tabelle 1 aufgelistet.

Tabelle 1: Korrelationen zur Bestimmung des konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten

Gleichung	Autor	Bemerkung
$Nu = \frac{0,037 \cdot Re^{0,8} Pr}{1 + 2,443 \cdot Re^{-0,1} (Pr^{2/3} - 1)}$ (11)	Eicker [12]	Nusseltkorrelation für ebene Platte mit turbulenter Grenzschicht
$\alpha = 5,74 \cdot v_f^{0,8} L_{\bar{u}}^{-0,2}$ (12)	Sartori [13]	Auf Grenzschichttheorie basierende Korrelation für überströmte Platten
$\alpha_{Luv} = 18,65 \cdot v_W^{0,605}$ $v_W = 0,25 \cdot v_f \text{ für } v_f > 2 \frac{m}{s}$ $v_W = 0,5 \frac{m}{s} \text{ für } v_f \leq 2 \frac{m}{s}$ $\alpha_{Lee} = 18,65 \cdot (0,3 + 0,05 \cdot v_f)^{0,605}$ (13)	ASHRAE [14]	Feldversuche an Fenstern im sechsten Stock eines Gebäudes für Luv- und Leeseite
$\alpha_{Luv} = 11,4 + 5,7 \cdot v_f$ $\alpha_{Lee} = 5,7 \cdot v_f$ (14)	Cole und Sturrock [15]	Feldversuch an Außenflächen eines Gebäudes
$\alpha_{Luv} = 7,4 + 4 \cdot v_f$ $\alpha_{Lee} = 4,2 + 3,5 \cdot v_f$ (15)	Palyvos [11]	Arithmetisches Mittel mehrerer linearer Korrelationen

Einige Autoren verwenden als konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten einen aus freier und erzwungener Konvektion ermittelten Wert, wobei sowohl Nusselt- als auch empirische Korrelationen zum Einsatz kommen [8], [16]. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass zumindest bei der Aufstellung der linearen und Potenzkorrelationen aus Tabelle 1 beide Konvektionsarten erfasst sind und deshalb ein resultierender Wärmeübergangskoeffizient unzulässig wäre. Aus diesem Grund wurde in der vorliegenden Arbeit nicht zwischen freier und erzwungener Konvektion unterschieden.

Wärmestrahlung

Wärmeübertragung durch Strahlung findet zwischen Solarmodul und Himmel sowie zwischen Solarmodul und Untergrund statt. Dabei ist der Neigungswinkel des Moduls zum Untergrund zu berücksichtigen, welcher über Formfaktoren in die Berechnung der Strahlungswärmeflüsse eingehen. Gleichung (16) und (17) beschreiben die in Gleichung (7) und (8) enthaltenen Wärmeflüsse durch Wärmestrahlung:

$$\dot{q}_{S,o} = \sigma \varepsilon_G F_{o,H} [T(0, t)^4 - T_H^4] + \sigma \varepsilon_G F_{o,U} [T(0, t)^4 - T_U^4] \tag{16}$$

$$\dot{q}_{S,u} = \sigma \varepsilon_{BS} F_{u,H} [T(L, t)^4 - T_H^4] + \sigma \varepsilon_{BS} F_{u,U} [T(L, t)^4 - T_U^4] \tag{17}$$

wobei σ die Stephan-Boltzmann-Konstante ist. Die Formfaktoren F beschreiben die Anteile der Wärmestrahlung, welche von der Oberseite und der Unterseite jeweils mit dem Himmel (Index H) und dem Untergrund (Index U) ausgetauscht werden. Sie ergeben sich nach [5] aus dem Neigungswinkel γ des Moduls zum Untergrund:

$$F_{o,H} = \frac{1}{2} (1 + \cos \gamma) \tag{18}$$

$$F_{o,U} = \frac{1}{2} (1 - \cos \gamma) \tag{19}$$

$$F_{u,H} = \frac{1}{2} [1 + \cos(\pi - \gamma)] \tag{20}$$

$$F_{u,U} = \frac{1}{2} [1 - \cos(\pi - \gamma)] \tag{21}$$

Für den Emissionsgrad von Solarglas wurde $\varepsilon = 0,92$ gewählt [17]. Für das aus Polyamid bestehende Backsheet wird in [18] $\varepsilon = 0,8$ angegeben. In Gleichung (16) und (17) wurde für die Temperatur des Untergrundes T_U die Annahme getroffen, dass diese mit der Umgebungstemperatur T_∞ übereinstimmt. Für die Temperatur des Himmels T_H werden in der Literatur verschiedene Korrelationen angegeben, wobei die einfachsten und hier verwendeten die Umgebungstemperatur als einzige Eingangsgröße nutzen. Sie sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Tabelle 2: Korrelationen zur Bestimmung der Temperatur des Himmels

Gleichung	Autor	Versuchsstandort
$T_H = 0,0552 \cdot T_\infty^{1,5}$ (22)	Swinbank [19]	Australien
$T_H = T_\infty - 20$ (23)	Garg [20]	Australien
$T_H = T_\infty - 6$ (24)	Whillier [21]	U.S.A.
$T_H = 0,037536 \cdot T_\infty^{1,5} + 0,32 \cdot T_\infty$ (25)	Fuentes [22]	68 Standorte in den U.S.A.

3 Implementierung des Modells

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Lösungsmethode basiert auf dem impliziten Finiten-Differenzen-Verfahren (IFDV). Dabei wird das Rechengebiet Ω in $i = 1 \dots N$ Knoten aufgeteilt, für welche zu jedem Zeitpunkt j ein Temperaturprofil in vertikaler x -Richtung durch das Modul erstellt wird. Daraus ergibt sich die diskretisierte Form der Gleichung (1), worin $Fo = \frac{\lambda \Delta t}{c_p \rho \Delta x^2}$ die Fourierzahl darstellt:

$$-FoT_{i-1}^{j+1} + (1 + 2Fo)T_i^{j+1} - FoT_{i+1}^{j+1} = T_i^j + Q(x, t) \tag{26}$$

Für die Übergangsknoten zwischen zwei Materialschichten A und B (z. B. zwischen Glas und EVA) ergibt sich aufgrund verschiedener Stoffeigenschaften die folgende Form mit gemittelten Stoffwerten (Index m):

$$-\frac{\Delta t \lambda_A}{\rho_m c_{p,m} \Delta x^2} T_{i-1}^{j+1} + \left(1 + \frac{\Delta t (\lambda_A + \lambda_B)}{\rho_m c_{p,m} \Delta x^2}\right) T_i^{j+1} - \frac{\Delta t \lambda_B}{\rho_m c_{p,m} \Delta x^2} T_{i+1}^{j+1} = T_i^j \quad (27)$$

Für die Randbedingungen wurde eine Diskretisierung zweiter Ordnung gewählt. Daraus ergibt sich an der Oberseite für Gleichung (9) und (16) bei $x = 0$:

$$\begin{aligned} & \left(1 + Fo_G \left[2 + \frac{\Delta x}{\lambda_G} (\alpha_o + \alpha_{S,o,H} + \alpha_{S,o,U})\right]\right) T_1^{j+1} - 2Fo_G T_2^{j+1} \\ & = T_1^j + Fo_G \frac{\Delta x}{\lambda_G} (\alpha_o T_\infty + \alpha_{S,o,H} T_H + \alpha_{S,o,U} T_U) \end{aligned} \quad (28)$$

Für die Unterseite des Moduls unter Einbeziehung der Gleichungen (10) und (17) bei $x = L$ gilt:

$$\begin{aligned} & -2Fo_{BS} T_{N-1}^{j+1} + \left(1 + Fo_{BS} \left[2 + \frac{\Delta x}{\lambda_{BS}} (\alpha_u + \alpha_{S,u,H} + \alpha_{S,u,U})\right]\right) T_N^{j+1} \\ & = T_N^j + Fo_{BS} \frac{\Delta x}{\lambda_{BS}} (\alpha_u T_\infty + \alpha_{S,u,H} T_H + \alpha_{S,u,U} T_U) \end{aligned} \quad (29)$$

Da in den Strahlungswärmeflüssen q_s die Temperatur der Oberfläche in vierter Potenz eingeht und somit eine Nichtlinearität darstellt, wurden die Strahlungswärmeübergangskoeffizienten α_s mittels einer vereinfachten linearen Beziehung, wie sie z. B. auch Notton et al. [5] nutzten, bestimmt:

$$\alpha_s = \varepsilon \sigma F (T_a^2 + T_b^2) (T_a + T_b) \quad (30)$$

Die Strahlungswärmeflüsse können somit analog zu den konvektiven Wärmeflüssen ermittelt werden:

$$\dot{q}_s = \alpha_s (T_a - T_b) \quad (31)$$

Das aus den Gleichungen (26) - (29) resultierende Gleichungssystem kann in Matrixform überführt und anschließend effizient mit einem standardmäßig in Matlab implementierten und auf der Cholesky-Faktorisierung basierenden Algorithmus gelöst werden. Der resultierende Lösungsvektor enthält die Temperaturen zum Zeitpunkt $j + 1$ für alle Knoten $i = 1 \dots N$ im Rechengebiet.

Im Unterschied zu einem expliziten Verfahren, wie es z. B. von Jones und Underwood [4] für ein PV-Modul verwendet wurde, haben implizite Verfahren den wesentlichen Vorteil, dass sie kein Stabilitätskriterium ($Fo < 0,5$) erfüllen müssen. Da in die Fourierzahl Fo die Wärmeleitfähigkeit λ eingeht, müssten bei expliziten Verfahren sehr kleine Zeitschritte für gut wärmeleitende Stoffe wie das in den Solarzellen verwendete Silizium gewählt werden, damit numerische Stabilität gewährleistet ist. Dieser Nachteil besteht bei impliziten Verfahren nicht, was bedeutet, dass wesentlich weniger Zeitschritte und entsprechend weniger Simulationszeit für die Lösung des Gleichungssystems benötigt werden.

4 Validierung und Ergebnisse

Validierung der Lösungsmethode anhand eines einfachen Testfalls

Zur Validierung des numerischen Modells wurde für den einfachen Testfall des halbinendlichen Stabes die numerische mit der analytischen Lösung verglichen. Dieser Stab hat zum Startzeitpunkt die Temperatur 100°C und wird konvektiv an einem Ende über einen Zeitraum von 200 s erwärmt. Die Umgebungstemperatur beträgt 300°C bei einem Wärmeübergangskoeffizienten von 2000 W/m^2 . Als Stoffwerte wurden die Eigenschaften von Solarzellen aus Tabelle 3 verwendet. Der Zeitschritt Δt betrug 0,1 s und die Gitterweite Δx wurde auf 0,01 m festgelegt. Wie in Abbildung 2 zu erkennen stimmen die simulierten Verläufe sehr gut mit der analytischen Lösung überein. Der mittlere absolute Fehler (engl.: Mean Absolute Error, MAE), berechnet nach

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |\hat{Y}_i - Y_i| \quad (32)$$

mit n als Anzahl der Vorhersagewerte, \hat{Y}_i als simulierter Wert und Y_i als Vorhersagewert, beträgt lediglich 0,0083 K. Die Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme (engl.: Root Mean Square Error, RMSE),

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - Y_i)^2}{n}} \tag{33}$$

ist mit 0,02 K ebenfalls sehr gering. Daraus lässt sich folgern, dass die verwendete Lösungsmethode zur Abbildung der Wärmetransportprozesse innerhalb des Moduls hinreichend genau und das IFDV somit validiert ist.

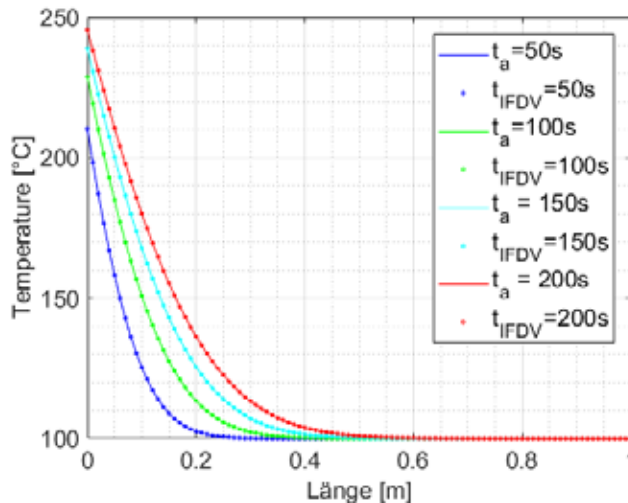


Abbildung 2: Validierung des numerischen Verfahrens anhand einer analytischen Lösung für den halbunendlichen Stab: räumlicher Temperaturverlauf für die analytische Lösung (Index a) und die IFDV-Lösung (Index IFDV) zu unterschiedlichen Zeitpunkten

Messaufbau

Zur Beurteilung der für die Randbedingungen gewählten Korrelationen wurden Messdaten verwendet, welche vom PV-Labor auf dem Dach der Universität Paderborn (Abbildung 3) unter Außenbedingungen aufgenommen wurden. Dabei kam ein Modul vom Hersteller Sunset Energietechnik GmbH des Modells Px230/60 zum Einsatz. Dieses wurde unter Standardtestbedingungen (Standard Test Conditions (STC): $G = 1000 \frac{W}{m^2}$; $T_{ref} = 25^{\circ}C$) geflasht und weist einen Wirkungsgrad von $\eta_{ref} = 14,3\%$, sowie einen Temperaturkoeffizienten von $\beta = -0,325 \frac{\%}{K}$ auf. Das Modul wurde im Winkel von $\gamma = 30^{\circ}$ zur Oberfläche aufgestellt. Die Stoffwerte für die einzelnen Modulschichten sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

Tabelle 3: Materialeigenschaften des verwendeten PV-Moduls

Schicht	Dicke s [mm]	Wärmeleitfähigkeit λ [W/m K]	Wärmekapazität c_p [J/kg K]	Dichte ρ [kg/m³]
Glas	4	1,8	500	3000
EVA1	0,45	0,35	2090	960
Solarzelle, polykristallin	0,2	148	677	2330
EVA2	0,45	0,35	2090	960
Backsheet (Polyamid)	0,35	0,2	1700	1140

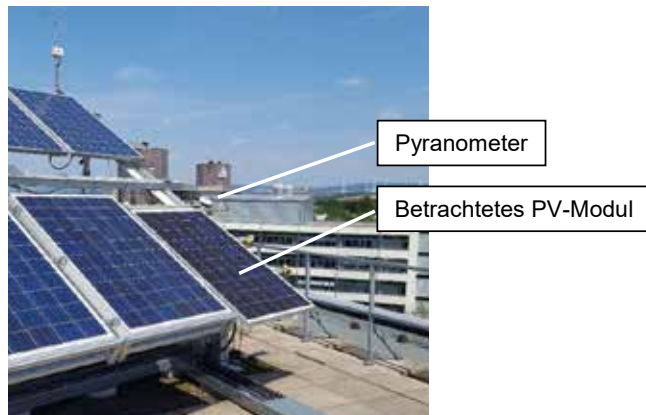


Abbildung 3: Versuchsträger des PV-Labors der Universität Paderborn

Die ausgewerteten Messdaten umfassen die Windgeschwindigkeit und -richtung, die Einstrahlung auf Modulebene, die generierte elektrische Leistung, Temperaturen auf der Unterseite des Moduls an vier Messstellen sowie die Umgebungstemperatur.

Testfall A – Verwendung der gemessenen elektrischen Leistung im Quellterm $Q(x_{SZ}, t)$

Zunächst sollte die Güte der Korrelationen zur Bestimmung des konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten sowie der Temperatur des Himmels geprüft werden. Dazu wurde die gemessene Leistung P_{PV} direkt im Quellterm $Q(x_{SZ}, t)$ (Gleichung (4)) verwendet und somit im Modell explizit vorgegeben.

Zunächst wurde die Korrelation zur Bestimmung der Himmelstemperatur überprüft. Dazu wurden die in Tabelle 2 aufgeführten Gleichungen für vier verschiedene Tage im Sommer 2018 angewandt. Diese Tage wurden so ausgewählt, dass verschiedene Wetterlagen möglichst gut berücksichtigt wurden. Deshalb wurden zwei wechselhafte Tage (20.06. und 25.08.), ein klarer Tag (01.07.) sowie ein bedeckter Tag (20.08.) betrachtet. Als Korrelation für den konvektiven Wärmeübergang wurde zunächst die Beziehung nach Palyvos, Gleichung (15), verwendet.

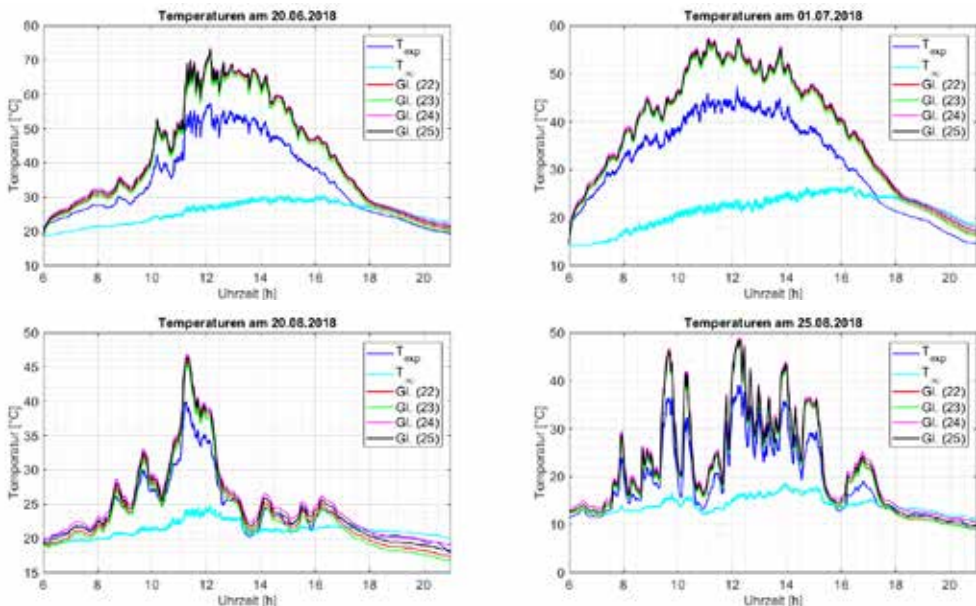


Abbildung 4: Variation der Korrelation zur Bestimmung der Himmelstemperatur

Tabelle 4: Übersicht der Abweichungen von den Messdaten für verschiedene Korrelationen zur Bestimmung der Himmelstemperatur

Tag		Gl. (22)	Gl. (23)	Gl. (24)	Gl. (25)
20.06.2018 (heiter)	MAE [K]	6,35	5,62	7,33	6,90
	RMSE [K]	7,75	7,11	8,51	8,18
01.07.2018 (klar)	MAE [K]	6,04	5,64	6,91	6,48
	RMSE [K]	6,77	6,40	7,52	7,16
20.08.2018 (bedeckt)	MAE [K]	4,30	3,70	5,17	4,78
	RMSE [K]	5,09	4,44	5,87	5,53
25.08.2018 (wechselhaft)	MAE [K]	2,83	2,74	3,79	3,21
	RMSE [K]	3,78	3,67	4,62	4,14
Durchschnitt	MAE [K]	4,88	4,43	5,80	5,34
	RMSE [K]	5,85	5,41	6,63	6,25

Wie in Abbildung 4 und Tabelle 4 zu erkennen, weichen die Simulationsergebnisse im Schnitt vier bis sechs Kelvin von den Temperaturmesswerten T_{exp} ab. Auffällig ist dabei, dass der prinzipielle Verlauf der simulierten Temperaturen gut zu den Messdaten passt, allerdings stets um eine gewisse Temperaturdifferenz versetzt. Von den untersuchten Himmelstemperatur-Modellen weist Gleichung (23) die geringsten Abweichungen auf und wurde deshalb für die nachfolgenden Simulationen verwendet.

Im nächsten Schritt wurden die Korrelationen für den konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten variiert. Dazu wurden die Gleichungen aus Tabelle 1 verwendet. Die Simulationsergebnisse sind in Abbildung 5 und Tabelle 5 zusammengestellt. Auch hier ist zu erkennen, dass die prinzipiellen Verläufe gut abgebildet werden, jedoch ein Off-Set vorliegt. Als Korrelation mit der geringsten Abweichung von den Messwerten stellte sich die von Cole und Sturrock [15] aufgestellte Gleichung (14) heraus. Diese weist im Durchschnitt aller simulierter Tage eine Abweichung von lediglich 1,99 K für den MEA und 2,42 K für den RMSE. Gerade an bedeckten Tagen konnten mit dieser Korrelation gute Ergebnisse erzielt werden.

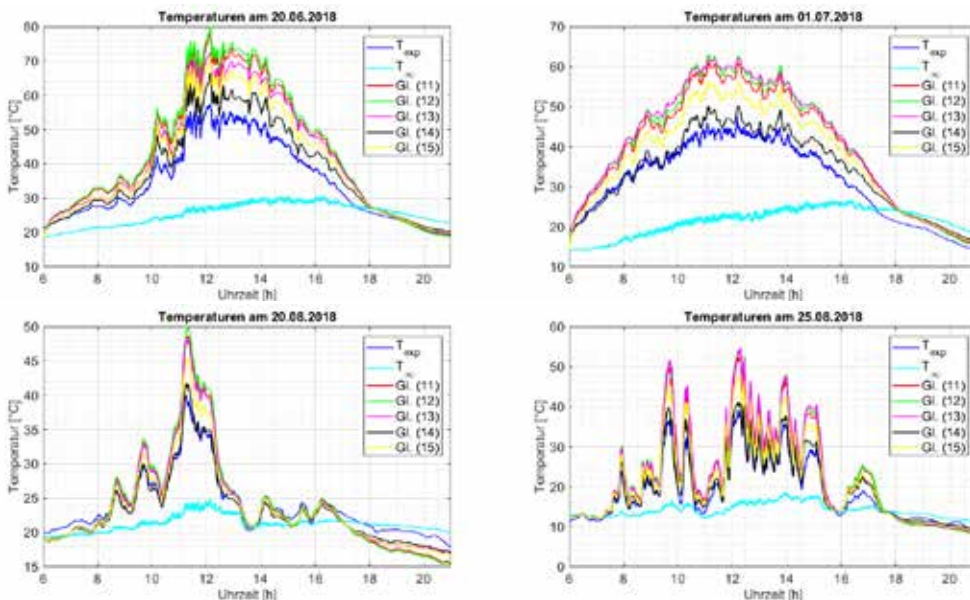


Abbildung 5: Variation der Korrelation zur Bestimmung konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten

Tabelle 5: Übersicht der Abweichungen von den Messdaten für verschiedene Korrelationen zur Bestimmung des konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten

Tag		Gl. (11)	Gl. (12)	Gl. (13)	Gl. (14)	Gl. (15)
20.06.2018 (heiter)	MAE [K]	8,31	9,15	6,85	3,29	5,62
	RMSE [K]	10,59	11,62	8,70	4,07	7,11
01.07.2018 (klar)	MAE [K]	8,01	9,01	9,37	2,52	5,64
	RMSE [K]	9,23	10,44	10,79	2,89	6,40
20.08.2018 (bedeckt)	MAE [K]	1,94	2,15	1,70	0,98	1,33
	RMSE [K]	2,64	2,98	2,38	1,11	1,70
25.08.2018 (wechselhaft)	MAE [K]	4,12	4,65	4,43	1,16	2,74
	RMSE [K]	5,45	6,15	6,05	1,63	3,67
Durchschnitt	MAE [K]	5,59	6,24	5,58	1,99	3,83
	RMSE [K]	6,98	7,80	6,98	2,42	4,72

Testfall B – Berechnung der elektrischen Leistung anhand des Zellwirkungsgrades

Nachdem durch die Einbindung von Gleichung (14) und (23) in die Randbedingungen eine gute Annäherung an die Messwerte erreicht werden konnte, wurden diese Korrelationen nun genutzt, um die generierte elektrische Leistung zu berechnen. Hierzu wurde für den Quellterm Q_{SZ} die elektrische Leistung durch den Ausdruck $\eta_{SZ} \cdot G$ ersetzt. Da der Wirkungsgrad nach Gleichung (5) von der Zelltemperatur abhängig ist, jedoch die abgeführte Leistung wiederum die Energiebilanz der Zelle beeinflusst, muss η_{SZ} iterativ gefunden werden.

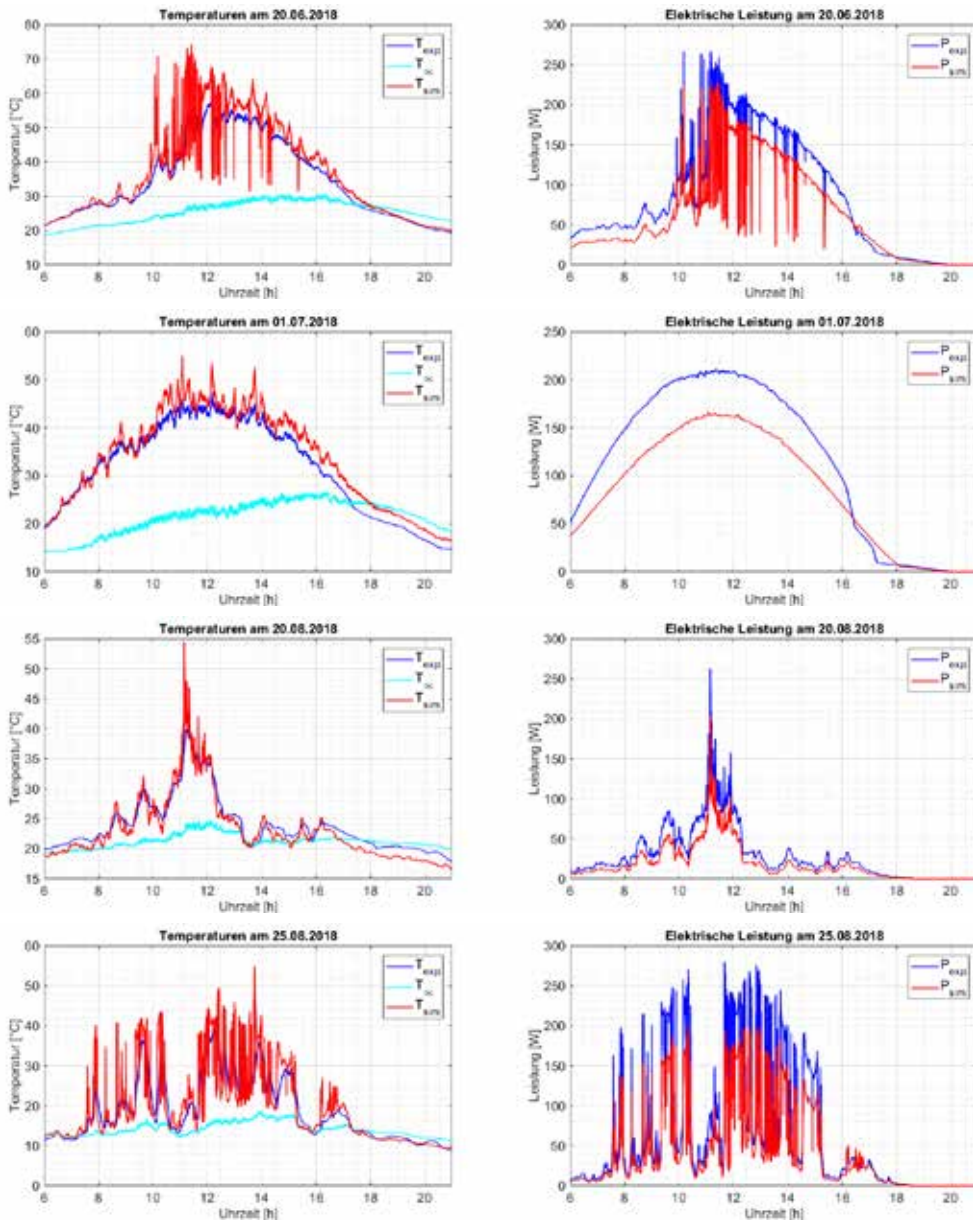


Abbildung 6: Simulierte und gemessene Temperatur- und Leistungsverläufe für vier Tage im Sommer 2018

Tabelle 6: Abweichung der simulierten von der gemessenen Temperatur und elektrischen Leistung

Tag		Temperatur [K]	Elektrische Leistung [W]
20.06.2018 (heiter)	MAE	3,52	15,68
	RMSE	5,33	18,76
01.07.2018 (klar)	MAE	2,23	30,01
	RMSE	2,62	35,82
20.08.2018 (bedeckt)	MAE	1,31	9,75
	RMSE	1,53	14,11
25.08.2018 (wechselhaft)	MAE	3,00	17,10
	RMSE	4,76	26,59
Durchschnitt	MAE	2,36	18,86
	RMSE	3,42	24,77

Die Ergebnisse der Simulationen mit Berechnung der generierten elektrischen Leistung sind in Abbildung 6 und Tabelle 6 dargestellt. Wie zu erkennen ist, beeinflusst der augenblickliche Wirkungsgrad den Temperaturverlauf sehr stark, was sich vor allem durch eine sehr viel höhere Fluktuation der Modultemperaturen äußert. Weitere Untersuchungen sind notwendig, um zu prüfen, ob diese Fluktuationen im realen Betrieb ebenfalls so eintreten, aber nicht von der Messtechnik erfasst werden oder ob sie im Modell begründet liegen.

Alles in allem konnten gute Übereinstimmungen zwischen Messungen und Simulation erzielt werden. Für die Temperaturwerte wurde im Durchschnitt der betrachteten Tage ein MAE von 2,36 K und ein RMSE von 3,42 K ermittelt. Die Abweichungen der elektrischen Leistung liegen für den MAE bei 18,86 W und für den RMSE bei 24,77 W. Bezogen auf die STC-Leistung von 230 W betragen die relativen Fehler 8% bzw. 11%.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein numerisches Verfahren zur Bestimmung des thermischen Verhaltens von Solarmodulen basierend auf der impliziten Finiten-Differenzen-Methode entwickelt. Dieses Verfahren wurde zunächst anhand der analytischen Lösung für einen konvektiv erwärmten, eindimensionalen Stab validiert. Im nächsten Schritt wurden Korrelationen zur Bestimmung des konvektiven sowie des Strahlungswärmeübergangs von Modul zur Umwelt getestet und mit Messwerten für vier Tage im Sommer 2018 vom Standort Paderborn verglichen. Dabei konnten unter Einbindung der gemessenen elektrischen Leistung in das Modell mit den Gleichungen (14) und (23) zwei Korrelationen gefunden werden, welche eine gute Annäherung an die gemessenen Temperaturwerte brachten. Unter Verwendung dieser Korrelationen wurde anschließend der Wirkungsgrad mittels Gleichung (5) iterativ bestimmt und die entsprechende Leistung für die betrachteten Tage ermittelt. Auch hier konnten hinreichend genaue Simulationsergebnisse erzielt werden. Die Effizienz des entwickelten Verfahrens lässt sich u. a. an der Simulationszeit festmachen, die im Bereich von lediglich 40 bis 50 s pro simuliertem Tagesverlauf liegt.

Zukünftige Arbeiten beinhalten die Kopplung des thermischen Modells mit einem Alterungsmodell, welches von Weber et al. [7] ebenfalls im Rahmen des Projektes „SoLifE“ entwickelt wurde. Weiterhin ist die Einbindung von empirischen Modellen für die Vorhersage der Einstrahlung und der Umgebungstemperatur anhand von astronomischen und geografischen Kenngrößen geplant, um so messwertunabhängigere Vorhersagen über die Generierung elektrischer Leistung an potenziellen Standorten für neue Solaranlagen treffen zu können.

6 Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) für die Förderung des Projektes „SoLifE: Erhöhung des Wirkungsgrades und der Lebensdauer von Photovoltaikmodulen durch die Integration von polymergebundenen Phasenwechselmaterialien“ (FKZ: 0324084A).

7 Literaturverzeichnis

8

- [1] International Energy Agency, "Renewables 2018 - Executive Report" IEA Publications, 2018.
- [2] M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli and P. Poggi, "Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance" *Renewable Energy*, vol. 31, p. 553–567, 2006.
- [3] Z. H. Lu and Q. Yao, "Energy analysis of silicon solar cell modules based on an optical model for arbitrary layers" *Solar Energy*, vol. 81, p. 636–647, 2007.
- [4] A. D. Jones and C. P. Underwood, "A Thermal Model for Photovoltaic Systems" *Solar Energy*, vol. 70, pp. 349–359, 2001.
- [5] G. Notton, C. Cristofari, M. Mattei and P. Poggi, "Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences" *Applied Thermal Engineering*, vol. 25, p. 2854–2877, 2005.
- [6] A. Tofighi, "Performance Evaluation of PV Module by Dynamic Thermal Model" *Journal of Power Technologies*, vol. 93, no. 2, p. 111–121, 2013.
- [7] D. Weber, M. Jani, M. Grabo, O. Wallscheid, J. Böcker, T. Klaus and S. Krauter, "7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion" in *Lifetime Extension of Photovoltaic Modules by Influencing the Module Temperature Using Phase Change Material*, Waikoloa, 2018.
- [8] M. Hammami, S. Torretti, F. Grimaccia and G. Grandi, "Thermal and Performance Analysis of a Photovoltaic Module with an Integrated Energy Storage System" *Applied Sciences*, vol. 7, no. 1107, 2017.
- [9] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations" *Solar Energy*, vol. 83, pp. 614–624, 2009.
- [10] D. L. Evans and L. W. Florschuetz, "Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration" *Solar Energy*, vol. 19, pp. 255–262, 1977.
- [11] J. A. Palyvos, "A survey of wind convection coefficient correlations for building envelope energy systems' modeling" *Applied Thermal Engineering*, vol. 28, p. 801–808, 2008.
- [12] U. Eicker, *Solar Technologies for Buildings*, Chichester: John Wiley & Sons Ltd., 2003.
- [13] E. Sartori, "Convection coefficient equations for forced air flow over flat surfaces" *Solar Energy*, vol. 80, p. 1063–1071, 2006.
- [14] ASHRAE Task Group, "Procedure for determining heating and cooling loads for computerizing energy calculations" in *Algorithms for building heat transfer subroutines*, New York, ASHRAE, 1975, p. 76–78.
- [15] R. J. Cole and N. S. Sturrock, "The Convective Heat Exchange at the External Surface of Buildings" *Building and Environment*, vol. 12, pp. 207–214, 1977.
- [16] S. Armstrong and W. G. Hurley, "A thermal model for photovoltaic panels under varying

atmospheric conditions" *Applied Thermal Engineering*, vol. 30, pp. 1488-1495, 2010.

- [17] KLEIBER Infrared GmbH, „KLEIBER Infrared: Emissionsgradtabelle“ [Online]. Available: <https://www.kleiberinfrared.com/index.php/de/amanwendungen/emissionsgrade.html>. [Zugriff am 06 12 2018].
- [18] S. Krauter, Betriebsmodell der optischen, thermischen und elektrischen Parametern von photovoltaischen Modulen, Berlin: Dissertationsverlag, 1993.
- [19] W. C. Swinbank, "Long-wave radiation from clear skies" *Quarterly Journal of Royal Meteorological Society*, vol. 89, no. 381, 1963.
- [20] H. P. Garg, Treatise on Solar Energy: Fundamental of Solar Energy, Chichester: John Wiley & Sons, 1982.
- [21] A. Whillier, Design factors influencing solar collectors in low temperature engineering applications of solar energy, New York: ASHRAE, 1967.
- [22] M. K. Fuentes, "A simplified thermal model for flat plate photovoltaic arrays" Sandia National Labs, Albuquerque, 1987.