
Entwicklung und Verifikation eines heterogen parametrierbaren Simulationsmodells für PV-Generatoren

Markus Auer, Patrick Schweiger, Rudolf Oberpertinger, Andreas Petz

FH Campus Wien, Favoritenstraße 226, A-1100 Wien, AUSTRIA

KURZFASSUNG/ABSTRACT:

Ertrag und Betriebsverhalten von Photovoltaik-Generatoren hängen von einer Vielzahl an Einflussgrößen ab. Neben Einstrahlung und Zelltemperatur können Faktoren wie Fehlanpassung durch streuende Zellparameter (Mismatching), Partialverschattungen oder Fehler wie Zell- und Kontaktierungsbrüche zu einem - oftmals nicht oder erst spät bemerkten - Minderertrag von PV-Anlagen führen. Je nach Art des Problems oder Fehlers und der Konfiguration des Generators können die Auswirkungen auf die Gesamtkennlinie und den Gesamtertrag mannigfaltig sein.

Um die Auswirkung unterschiedlichster Fehler und Fehlanpassungen auf verschiedene Konfigurationen des Generators simulieren zu können, wurde ein Simulationsmodell entwickelt und anhand der Messdaten einer realen Anlage verifiziert. Simulationsmodelle für PV-Generatoren sind in der Literatur umfassend behandelt. Es werden jedoch in der Regel Zellparameter homogen vorgegeben, d.h. gleiche Kennlinien für alle Zellen eines Moduls oder Generators simuliert [5]. Der vorliegende Ansatz beinhaltet dagegen eine heterogene Parametrierung. Temperatur, Einstrahlung und elektrische Eigenschaften bei STC (Standard Test Conditions) werden pro Zelle individuell vorgegeben. Die entsprechenden Parameter können manuell gesetzt oder nach statistischen Grundlagen generiert werden. Dadurch können mit diesem Simulationsmodell die elektrischen Vorgänge an PV-Generatoren sehr realitätsnah dargestellt werden. Typische Fehlerbilder und Fehlanpassungen sind simulierbar und deren Auswirkung auf die I-U-Kennlinie kann betrachtet werden. Die Verminderung des Energieertrags durch fehlerhafte Module oder ungünstige Verschaltung ist dadurch besser quantifizierbar.

1 SIMULATIONSMODELL

1.1 Modellanforderungen

Das Simulationsmodell erfüllt folgende Anforderungen:

- Jedes PV-Modul ist anhand von Datenblatt-Werten simulierbar.
- Eine beliebige Verschaltung des Generators ist möglich.
- Elektrische Kennwerte wie Leerlaufspannung U_{OC} , Kurzschlussstrom I_{SC} und Leistung P_{MPP} im Maximum Power Point (MPP) sind auf Zellebene parametrierbar um eine Streuung innerhalb von Modulen zu erzielen.
- Umgebungsparameter (Einstrahlung, Temperatur) sind auf Zellebene parametrierbar um Verschattung und Temperaturverteilung abzubilden.
- Es gibt keine Beschränkung hinsichtlich der Anlagengröße bzw. -leistung.

1.2 Modellbildung

Das Grundelement der Simulation ist die Solarzelle. Um diese zu modellieren wurde das Ein-Dioden-Modell als elektrisches Ersatzschaltbild verwendet. Die Simulation wurde in zwei unterschiedlichen Ansätzen mit der Software Matlab und Simulink durchgeführt.

In Simulink ist mithilfe eines implementierten Zwei-Dioden-Modells [1] der Aufbau eines PV-Generators nachgebildet und auf Zellebene parametrierbar. Damit wird die Kennlinie der Module durch eine Transientenanalyse bestimmt.

Um eine kürzere Simulationszeit zu erreichen, wird zusätzlich ein homogen parametrisiertes Ein-Dioden-Modell [2] in Matlab realisiert. Dabei wird die Kennlinie eines Moduls durch Vorgabe von Umgebungseinflüssen auf Zellebene anhand der analytischen Gleichungen berechnet. Die Berechnungszeit wird gegenüber Simulink erheblich verkürzt.

Nachfolgend wird ein Überblick über die Funktionsweise des Ein-Dioden-Modells gegeben. Das Ersatzschaltbild nach Abbildung 1 stellt die Solarzelle als Stromquelle mit parallel geschalteter Diode D und Parallelwiderstand R_P , sowie Serienwiderstand R_S dar.

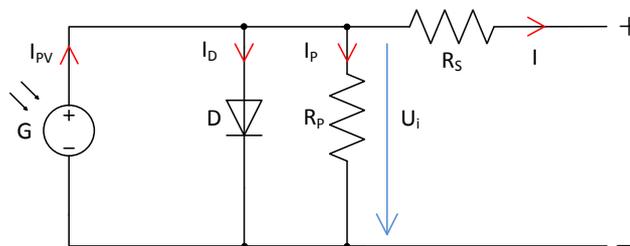


Abbildung 1. Ersatzschaltbild Solarzelle: Ein-Dioden-Modell.

$$I = I_{PV} - I_D - I_P = I_{SC}(T_n)(1 + K_i(T - T_n)) \frac{G}{G_n} - I_D - \frac{U_i}{R_P} \quad (1)$$

Die der Berechnung zu Grunde liegende Gleichung (1) stellt den impliziten Zusammenhang zwischen Zellstrom I und Zellspannung U in der Form $I = f(U, T, G)$ dar. Dabei sind I_{PV} der Photostrom, I_D der Diodenstrom und I_P der Strom über den Parallelwiderstand. Mit steigender Einstrahlung G steigt I_{PV} annähernd linear an, wohingegen dieser bei steigender Temperatur T entsprechend dem Temperaturkoeffizienten K_i sinkt. Während sich die Berechnung von I_{PV} und I_P relativ einfach gestaltet, hat der Diodenstrom I_D eine komplexe Abhängigkeit von verschiedenen Parametern (Shockley Gleichung). An dieser Stelle sei auf die Arbeiten [1-3] verwiesen.

1.3 Modellverifikation

Um eine Aussage über die Genauigkeit des Simulationsmodells zu treffen, wurde zunächst mit Kennlinien-Messgeräten die I-U-Kennlinie eines PV-Moduls aufgenommen. Um auf die im Datenblatt angegebenen Messwerte bei STC rückrechnen zu können, wurde die Einstrahlung mit einem Secondary Standard Pyranometer ermittelt. Die Temperaturmessung erfolgte mit einem PT-100 Temperaturfühler in Vierleiter-Messweise an der Rückseite des Moduls. Mit einer Wärmebildkamera wurde die Temperaturverteilung von PV-Modulen entsprechend den Empfehlungen in [4] untersucht.

Die gemessenen Kennlinien wurden mit den Simulationsergebnissen verglichen, um eine Aussage über die Simulationsgenauigkeit der Modelle treffen zu können. Dabei werden die Abweichungen der Kennwerte I_{SC} , U_{OC} sowie P_{MPP} betrachtet. Zusammenfassend lässt sich dadurch auf eine ausreichende Genauigkeit des Simulationsmodells schließen. Bei den nachfolgend dargestellten Simulationsergebnissen wird im jeweiligen Fall auf den Fehler gegenüber der Messung eingegangen.

2 SIMULATION VON FEHLERN UND FEHLANPASSUNGEN

Im Folgenden werden ausgewählte Eigenschaften und Fehlerbilder von PV-Modulen und Generatoren simuliert und diskutiert.

2.1 Zellfehler auf Modulebene

Um die Simulation von Fehlerbildern zu demonstrieren, wurde ein PV-Modul mit einem bekannten Zellfehler untersucht. Ein Modul besteht aus mehreren in Serie geschalteten Solarzellen, welche durch parallel geschaltete Bypassdioden in Segmente geteilt werden. Beim untersuchten Modul sind dies 48 monokristalline Zellen zu drei Segmenten. Diese elektrische Verschaltung ist in Abbildung 2 ersichtlich.

Eine thermographische Aufnahme (Abbildung 3) eines PV-Moduls zeigt eine defekte Zelle mit deutlich erhöhter Temperatur im Vergleich zu benachbarten Zellen. Diese Solarzelle weist einen Haarriss parallel zur Busleitung über $\frac{3}{4}$ der Zelllänge auf.

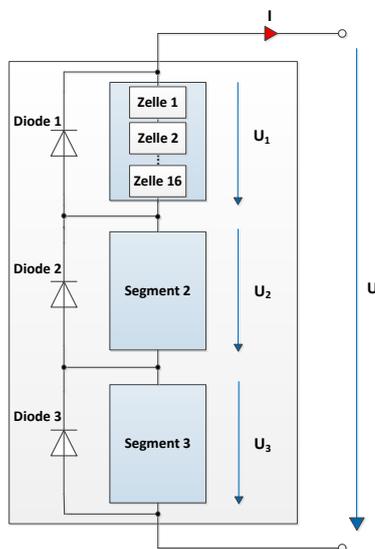


Abbildung 2. PV-Modul: Schematischer Aufbau.

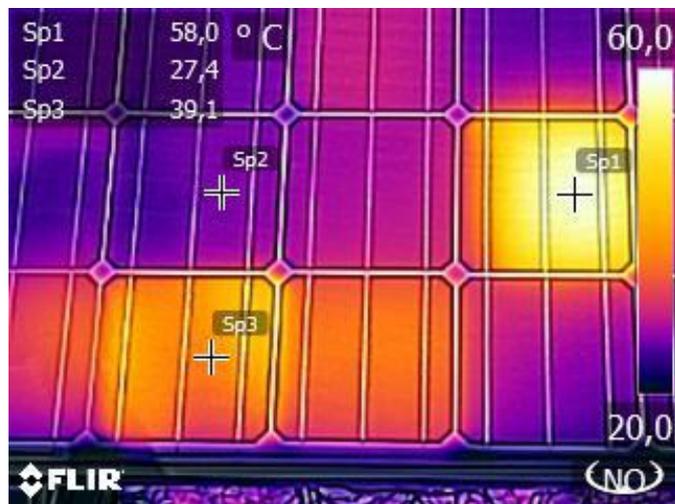


Abbildung 3. Thermographie: Fehlerhaftes Modul im Kurzschlussbetrieb (Fehlerhafte Zelle Sp1).

Dieser Defekt bewirkt einen deutlich verringerten Kurzschlussstrom der betroffenen Zelle [7]. Erreicht der Modulstrom diesen Wert, beginnt die dem Segment parallel geschaltete Bypassdiode zu leiten und überbrückt das Segment somit. Dadurch wird der über das Segment fließende Strom begrenzt, was eine deutliche „Treppe“ in der Kennlinie (Abbildung 4) bewirkt.

Um dieses Verhalten zu simulieren, wird aus der gemessenen Kennlinie des Moduls der Kurzschlussstrom der defekten Zelle berechnet und einer Zelle im Simulink-Modell zugewiesen. Für das Ergebnis ist es dabei unerheblich an welcher Position im Modul sich diese Zelle befindet. Die Simulation des fehlerhaften Moduls wird in Abbildung 4 der Messung gegenübergestellt. Zum Vergleich wird zusätzlich die Kennlinie eines fehlerfreien Moduls dargestellt.

Das qualitative Verhalten, also die Form der Kennlinie, wird durch die Simulation gut abgebildet. Bei der hier durchgeführten Simulation beträgt die Abweichung der MPP-Leistung gegenüber der Messung 0,63 %. Wie zu sehen ist, bewirkt die defekte Zelle eine deutliche Reduzierung der MPP-Leistung gegenüber einem fehlerfreien Modul. Diese beträgt im vorliegenden Fall -1,95 %.

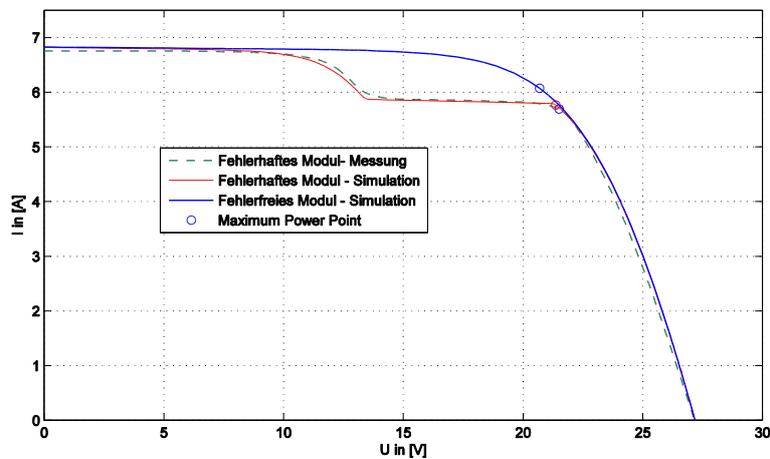


Abbildung 4. Zellfehler auf Modulebene: Gemessene und simulierte I-U Kennlinie des fehlerhaften Moduls vs. simulierte Kennlinie des fehlerfreien Moduls.

2.2 Mismatch von Solarzellen auf Modulebene

Mismatch innerhalb eines Moduls, also die Fehlanpassung von Solarzellen bei der Serienschaltung, hat zur Folge, dass der Kurzschlussstrom I_{SC} , die Leerlaufspannung U_{OC} und der Verlauf der I-U-Kennlinie der Zellen schwanken. Dies ist durch die Herstellungstoleranz von Solarzellen bedingt.

Dieser Zellen-Mismatch führt in erster Linie zu einer Verringerung der Modulleistung. In Abbildung 5 ist die Auswirkung auf die Modulkennlinie dargestellt. Es entstehen, je nach Anzahl der Segmente, „Treppen“ in der Kennlinie. Der beschriebene Effekt wird zusätzlich durch eine Kennlinie mit übermäßig streuenden Zellparametern verdeutlicht (Kennlinie „Starke Streuung“ mit $\sigma_{I_{SC}} = 0,5 \text{ A}$ und $\sigma_{U_{OC}} = 1 \text{ V}$).

Die Verteilung der elektrischen Eigenschaften der einzelnen Zellen kann ohne Zerstörung der Module nicht gemessen werden. Für die Simulation einer realen Kennlinie wurde daher auf eine Normalverteilung zurückgegriffen, welche auf der Streuung der in der Anlage verbauten, 28 Module basiert (lt. Flashlist). Hierdurch ergibt sich eine Leistungsminderung durch Mismatch kleiner 3 % (Kennlinie „Reale Streuung“ mit $\sigma_{I_{SC}} = 0,076 \text{ A}$ und $\sigma_{U_{OC}} = 0,13 \text{ V}$). Ein Vergleich mit den in [5] und [6] angegebenen Werten zu Standardabweichung und Mismatch-Fehler zeigt, dass die gewählte Verteilung plausibel ist.

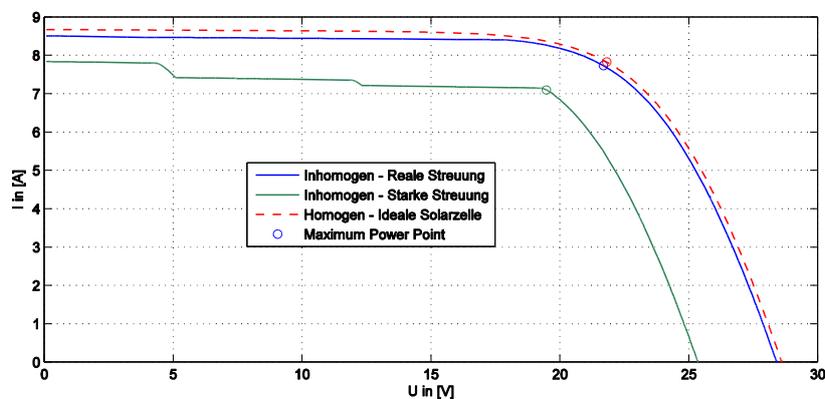


Abbildung 5. Simulation Zellen-Mismatch: I-U-Kennlinie eines PV-Moduls mit und ohne gestreuten Zellparametern.

2.3 Zellfehler auf Generatorebene

Das in Abschnitt 2.1 untersuchte Modul mit Zellendefekt (Testmodul) wurde in einen PV-Generator eingebunden. Dieser ist aus zwei parallel geschalteten Strängen aufgebaut, die je aus 14 in Serie geschalteten Modulen bestehen. Am Generator wurden I-U-Kennlinien mit und ohne defekten Modul aufgenommen. Der gleiche Aufbau wurde anschließend in Simulink realisiert und simuliert.

Abbildung 6 zeigt die Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse. Obwohl nur eine einzige Zelle im Gesamtgenerator mit einem geringeren Kurzschlussstrom parametrisiert wurde, ergibt sich eine deutliche Deformation der Kennlinie im Bereich um den MPP. Die Form dieses „Knicks“ lässt sich wie folgt argumentieren: Durch die Serienschaltung von 14 Modulen ergibt sich eine Gesamtspannung des Generators von 385 V im Leerlauf. Wie in 2.1 beschrieben, ist ein einzelnes Modulsegment (bestehend aus 16 Solarzellen) durch die Bypassdiode überbrückt. Die MPP-Spannung dieses Segments beträgt 9,6 V. Diese Segmentspannung fällt bei Erreichen des um 10 % verminderten Zellstroms der defekten Zelle weg.

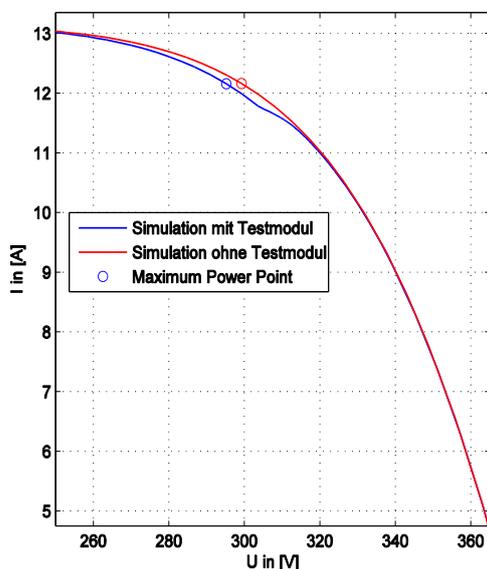


Abbildung 6. Simulation Zellfehler Generator: I-U-Kennlinie mit und ohne Testmodul.

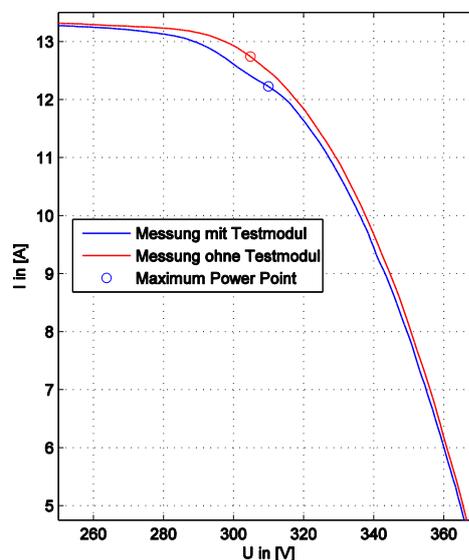


Abbildung 7. Messung Zellfehler Generator: I-U-Kennlinie mit und ohne Testmodul.

In Abbildung 7 ist die mit einem Messgerät aufgenommene Kennlinie des Generators dargestellt. Der Knick der Kennlinie um den MPP hat annähernd die gleiche Form wie in der Simulation. Eine einzelne, defekte Zelle kann also auch im Generatorverbund detektiert werden. Die Simulation liefert damit die Möglichkeit, den Einfluss von Modul- und Zellfehlern auf den gesamten Generator abschätzen zu können.

Es besteht eine geringe Abweichung der Kennliniensteigung und den Kennwerten I_{SC} sowie U_{OC} . Diese Abweichung rührt von Berechnungsungenauigkeiten elektrischer Parameter wie Serien- und Parallelwiderstand, weiterer nicht betrachteter Segmente mit verringertem Kurzschlussstrom und des angenäherten Emissionskoeffizienten n der Diode her (siehe Ein-Dioden-Modell [1-3]). Für eine Fehleranalyse ist die Kennlinienform jedoch von höherer Relevanz als die Absolutwerte.

2.4 Mismatch auf Generatorebene

Die Auswirkungen von Mismatch auf die Generatorkennlinie sind in Abbildung 8 dargestellt. Dabei wurde das Modell im Gegensatz zu einem Einzelmodul nicht auf Zellebene sondern auf

Segmentebene inhomogen parametrieren. Die dadurch entstehenden „Treppen“ bewirken eine stärkere Steigung der Kennlinie im Bereich von 0-250 V. Darüber hinaus reduziert sich die MPP-Leistung des inhomogen parametrieren PV-Generators in dieser Simulation um -1,4 %. Für die Streuung von I_{SC} und U_{OC} wurde eine Normalverteilung mit Standardabweichung wie in Abschnitt 3.2 herangezogen. Da diese aus den Flashlistwerten der tatsächlich vorhandenen Module berechnet wurde, kann damit die Streuung der Segmentparameter der im PV-Generator verbauten Module gut beschrieben werden. Die simulierte inhomogene Kennlinie entspricht damit annähernd einem realen, fehlerfreien Generator mit Zellmismatch.

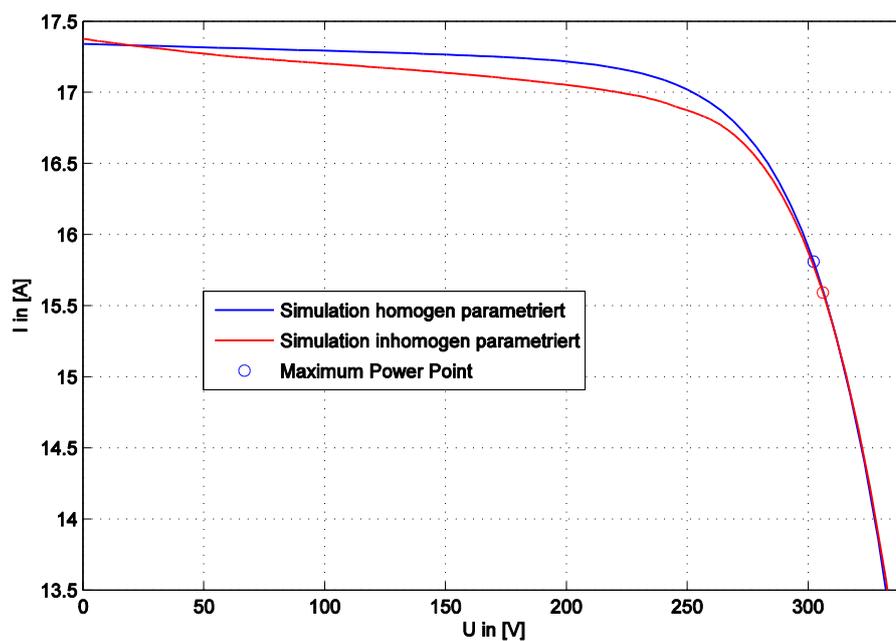


Abbildung 8. Simulation Mismatch Generator: Inhomogen und homogen parametrieren Segmente.

3 CONCLUSIO

In der vorliegenden Arbeit wurde die Modellbildung eines heterogen parametrieren PV-Generators vorgestellt, mit Messungen an einer bestehenden Anlage verglichen und bekannte Fehler der Anlage simuliert. Durch Auswertung der in Datenblättern angegebenen elektrischen Kennwerte wurde das Simulationsmodell parametrieren. Die Verifikation wurde durch eine Outdoor-Kennlinienmessung bei bekannter Einstrahlung und Temperatur durchgeführt. Das Ein-Dioden-Modell liefert eine ausreichende Genauigkeit zur Kennlinienanalyse, die durch weitere, unter Punkt 4 beschriebene Maßnahmen, verbessert werden kann.

Mit dem beschriebenen Simulationsmodell wurden Zellfehler und Mismatch nachgestellt und deren Einfluss auf die Modul- sowie Generatorkennlinie dargestellt. Dadurch ist es möglich bestehende Anlagen auf Fehler zu überprüfen sowie den Einfluss bekannter Fehler einer Anlage zu quantifizieren.

4 AUSBLICK

Um die Simulationengenauigkeit zu erhöhen, sind weitere Schritte zur Verbesserung des Simulink-Modells sowohl auf Modulebene als auch auf Generatorebene möglich: Für eine exaktere Abbildung eines einzelnen PV-Moduls können die Modellparameter R_S , R_P und $I_{SC}(T_n)$ in Gleichung (1) mit Hilfe von Curve-Fitting Algorithmen, wie z.B. in [3] beschrieben bestimmt werden.

Zudem kann durch das Vermessen einzelner Segmente im PV-Generator die Verteilung der Kurzschlussströme exakter angenähert werden, um stärker streuende Segmente besser zu berücksichtigen.

Darüber hinaus können weitere Fehlerbilder wie beispielsweise partielle Abschattung von Zellen oder Zellbruch nachgestellt und eine gemessene Generatorkennlinie mit der Simulation verglichen werden. Leistungseinbußen durch Fehler werden damit besser quantifizierbar.

Um die Simulationsgeschwindigkeit zu erhöhen, ist die Entwicklung eines heterogen parametrierbaren Diodenmodells auf Basis der Kennliniengleichung (1) angedacht. Dadurch kann unter anderem der Jahresenergieertrag unter Berücksichtigung verschiedener Anlagenzustände simuliert werden.

LITERATURVERWEISE

- [1] Gow, J.A. und Manning, C.D. (1999): Development of a Photovoltaic Array Model for Use in Power-Electronics Simulation Studies. In: IEEE Proceedings of Electric Power Applications, Vol. 146, No. 2, S. 193–200.
- [2] Wagner, A. (2009): Photovoltaik Engineering: Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung. Springer, Berlin – Heidelberg, S 36
- [3] VILLALVA, M. G. et al (2009): Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. In IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 25, No. 5, S. 1198–1208
- [4] Buerhop, C. et al. (2007): Überprüfung der Qualität von Photovoltaik-Modulen mittels Infrarot-Aufnahmen. Machbarkeitsstudie der ZAE Bayern e.V.
- [5] Alonso-García, M.C. et al. (2005): Experimental study of mismatch and shading effects in the I–V characteristic of a photovoltaic module. In: Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol. 90, S. 329–340
- [6] Forniés, E. et al. (2013): The influence of mismatch of solar cells on relative power loss of photovoltaic modules. In: Solar Energy, Vol. 97, S. 39–47
- [7] Köntges, M. et al. (2014): Review of failures found in silicon wafer-based PV modules. In: IEA-PVPS Review of Failures of Photovoltaic Modules, S. 62-67