



Patrick Schweiger; Rudolf Oberpertinger; Andreas Petz

# Performance-Monitoring von PV-Anlagen auf der Basis von Wetterdaten. Ertragssimulation und potenzielle Fehlerquellen

116 – Energy, Environment & Transportation

## Abstract

Fehler und fehlerbedingte Mindererträge in Photovoltaik-Anlagen sind aufgrund der jahresweise unterschiedlichen Wetterverhältnisse anhand des Energieertrages der Anlage häufig schwer zu erkennen. In der vorliegenden Arbeit wird die Möglichkeit untersucht, den Ertrag einer fehlerfrei arbeitenden Anlage anhand von Wetterdaten (solare Einstrahlung und Temperatur) zu berechnen und durch Vergleich mit den tatsächlich erzielten Erträgen auf Fehler bzw. Mindererträge einer PV-Anlage rückzuschließen. Basis für die Untersuchung bilden eine PV-Forschungsanlage der Fachhochschule Campus Wien sowie Simulationsmodelle (realisiert mit Matlab), welche im Zuge eines durch die Stadt Wien (MA 23) geförderten Projektes „Virtuelles Photovoltaiklabor“ entwickelt wurden. Die Simulationsmodelle wurden dabei unter Zuhilfenahme von Messdaten der Forschungsanlage parametrisiert und verifiziert. Systematische Abweichungen zwischen simuliertem Ertrag und tatsächlichem Ertrag wurden analysiert und so weit möglich in den Modellen korrigiert. Die Untersuchungen wurden für den Zeitraum Juni 2016 bis Dezember 2016 durchgeführt. Für Juni bis Mitte November konnte für Betrachtungsintervalle von sieben Tagen eine Prognosegenauigkeit von +/- 3 % erreicht werden. Damit erscheint ein Einsatz der Methode für die Anlagenüberwachung und zeitnahe Fehlererkennung realistisch.

## Keywords:

Photovoltaik, Simulation, Modellbildung, Monitoring, Präventive Wartung

## Einleitung

Fehler und fehlerbedingte Mindererträge in Photovoltaik-Anlagen sind anhand des Energieertrages der Anlage aufgrund der stark wetterabhängigen Einstrahlungs- und Temperaturverhältnisse schwer zu erkennen. In der vorliegenden Arbeit wird die Möglichkeit untersucht, den Soll-Ertrag einer fehlerfrei arbeitenden Anlage anhand von Wetterdaten (solare Einstrahlung und Temperatur) zu berechnen und durch Vergleich mit den tatsächlich erzielten Erträgen auf Fehler bzw. Mindererträge einer PV-Anlage rückzuschließen. Basis für die Untersuchungen bilden eine PV-Forschungsanlage der Fachhochschule Campus Wien sowie Simulationsmodelle (realisiert mit Matlab), welche im Zuge des durch die Stadt Wien (MA 23) geförderten Projektes „Virtuelles Photovoltaiklabor“ entwickelt wurden. Die Untersuchungen wurden für den Zeitraum Juni 2016 bis Dezember 2016 durchgeführt.

Derartige Analysen werden, vorwiegend für Großanlagen, in der Form der Errechnung einer Performance-Ratio bereits eingesetzt. Dies erfolgt in der Regel für einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr. Ziel der vorliegenden Arbeit ist dagegen, eine Aussage über die Anlagenperformance für kürzere Betrachtungszeiträume zu tätigen. Ausgewertet wurden dazu jeweils die sich aus dem erstellten Simulationsverfahren ergebenden relativen Fehler für Intervalle von einem Tag, sieben Tagen sowie einem Monat.

Als Ausgangsdaten wurden dazu die Einstrahlung und die Modultemperatur direkt an der Anlage gemessen. In der vorliegenden Arbeit wird gezeigt, wie genau damit der Soll-Ertrag relativ zum tatsächlichen Ertrag der Anlage errechnet werden konnte. Es werden potenzielle, in den Mess- und Simulationsverfahren verbleibende Einflüsse und Abweichungen aufgezeigt, deren Berücksichtigung in weiterführenden Arbeiten zu einer weiteren Steigerung der Genauigkeit des Verfahrens beitragen könnte.

## Methodik

Auf Basis der Messwerte für Einstrahlung und Temperatur werden mittels eines in Matlab realisierten Simulationsmodelles die Soll-Ertragswerte errechnet. Um auch rasche Änderungen der Einstrahlung zu erfassen, erfolgt die Messung und Erfassung der Daten sekundlich. Die zugehörigen Ertragswerte werden über die zu untersuchenden Betrachtungszeiträume (Tag, Woche, Monat) aufsummiert.

Das Simulationsmodell ist hierarchisch aufgebaut. Basis ist das Dioden-Modell einer einzelnen PV-Zelle. Die Zellen werden zu Modulen erweitert, letztere dann in Serie zu Strängen modelliert. Die Zellparameter wurden entsprechend den verfügbaren Datenblattangaben bestimmt und anschließend adaptiert, um das Verhalten der realen Anlage bestmöglich abzubilden.

Nachfolgend werden Modellbildung, Simulation und eingesetzte Messtechnik im Detail beschrieben.

### – Modellbildung

Aufbauend auf dem Ein-Dioden-Modell für Photovoltaik-Elemente (Wagner, 2015) wurde ein Simulationsmodell für PV-Generatoren entwickelt, das sich auf einen modularen Aufbau aus einzelnen Elementen stützt. Das kleinste Element einer PV-Anlage stellt eine Photovoltaikzelle dar, welche durch das Ersatzschaltbild in Abbildung 1 modelliert wird.

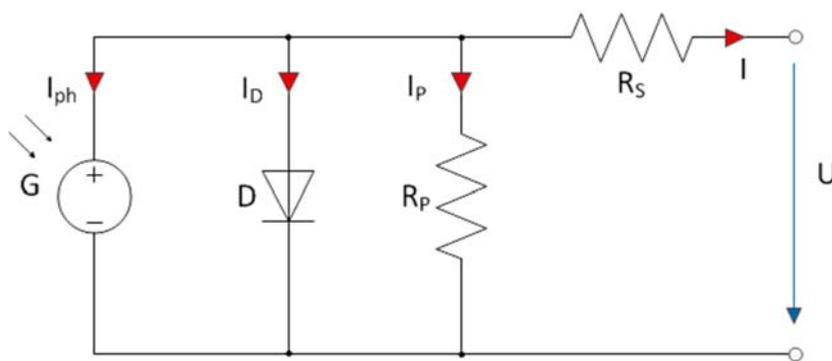


Abbildung 1: Ersatzschaltbild einer PV-Zelle im Ein-Dioden-Modell

Durch serielle Verschaltung und der Ergänzung mit einer antiparallel geschalteten Bypassdiode werden die Zellen zu Segmenten zusammengefasst.

Die Reihenschaltung mehrerer Segment ergibt schließlich ein PV-Modul. In Abbildung 2 ist dieser Aufbau schematisch dargestellt.

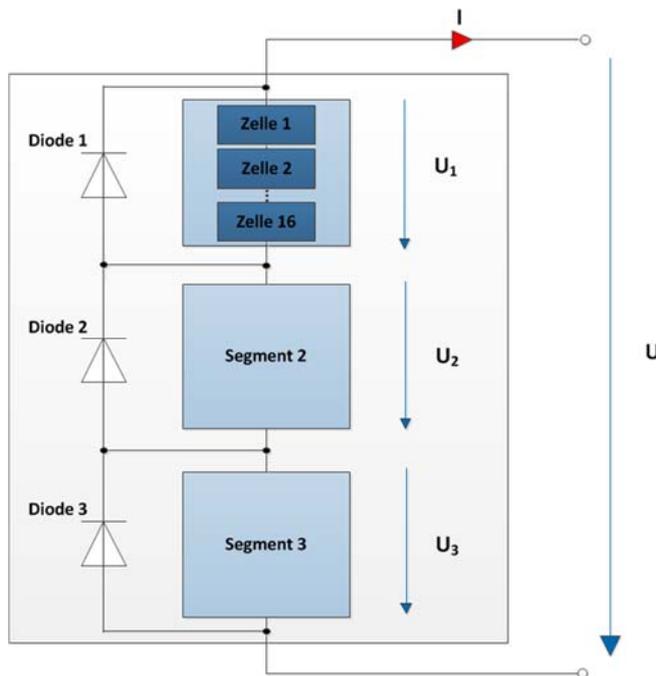


Abbildung 2: Schematischer Modellaufbau eines Photovoltaik-Modules

Dabei werden die U/I-Kennlinien der einzelnen Zellen unter Vorgabe von individuellen Werten für die Einstrahlung, die Temperatur, den STC<sup>1</sup>-Kurzschlussstrom und die STC-Leerlaufspannung berechnet. Aus deren Zusammenwirken wird schließlich die Gesamtkennlinie eines Moduls ermittelt. Damit kann das reale Verhalten des PV-Moduls auch unter Berücksichtigung von Parameter-Mismatch, Zellfehler oder Teilverschattungen simuliert werden. Aus den so modellierten Modulen können PV-Generatoren beliebiger Größe und Verschaltung abgebildet und deren Gesamtkennlinie unter den vorgegebenen Bedingungen berechnet werden. Als Modelleingangsgrößen dienen dabei die Einstrahlung sowie die Zelltemperatur, die Ausgangsgröße stellt die U/I-Kennlinie des PV-Generators dar.

#### – Kalibrierung der Modelle

Im Ein-Dioden-Modell treten eine Reihe von Modellparametern auf, welche einen signifikanten Einfluss auf die Form der simulierten U/I-Kennlinie haben. Einerseits handelt es sich dabei um die Kennwerte der PV-Zelle wie Leerlaufspannung und Kurzschlussstrom unter STC-Bedingungen sowie deren Temperaturkoeffizienten. Diese Parameter können in der Regel aus dem Datenblatt des Herstellers entnommen werden und legen die Leerlaufspannung und den Kurzschlussstrom der Kennlinie zu gegebener Einstrahlung und Temperatur fest. Andererseits werden im Ersatzschaltbild des Ein-Dioden-Modells nichtideale Effekte durch die beiden parasitären Widerstände  $R_s$ ,  $R_p$  und durch den Emissionskoeffizient

<sup>1</sup> STC: Standard Test Conditions, Einstrahlungsstärke  $G = 1000 \text{ W/m}^2$ , Zelltemperatur  $T = 25 \text{ °C}$ , Strahlungsspektrum AM 1,5

$n$  der Diode erfasst. Diese im Normalfall nicht im Datenblatt angeführten Parameter haben einen signifikanten Einfluss auf die Form der Kennlinie und bestimmen zu gegebenen Wetterbedingungen die Lage des Maximum Power Points (MPP) und damit die Höhe der Ausgangsleistung (Abbildung 3).

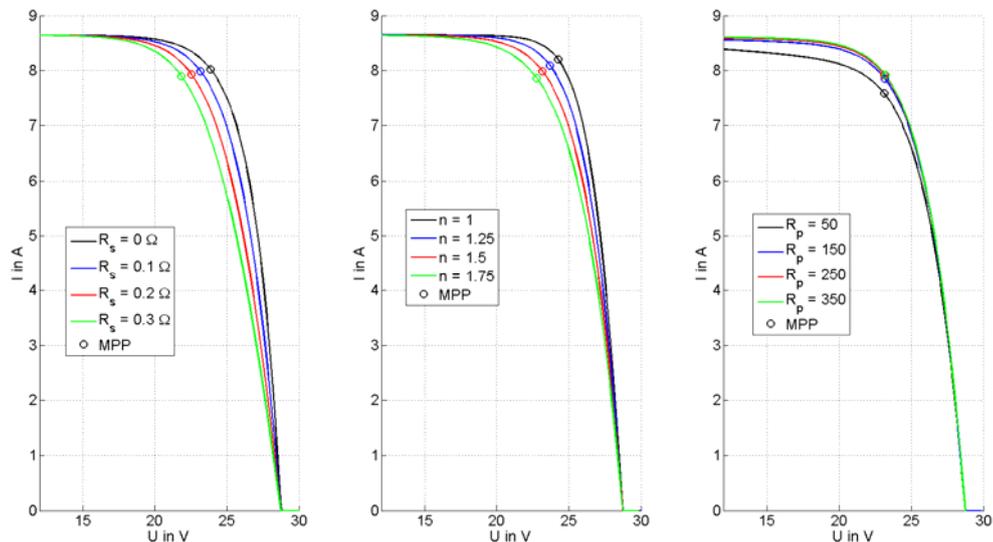


Abbildung 3: Einfluss der Parameter  $R_s$ ,  $R_p$  und  $n$  auf die Form der simulierten Kennlinie

Zur Bestimmung dieser Parameter wurde zunächst eine Reihe von Kennlinienmessungen mit gleichzeitiger Erfassung der Zelltemperatur und der Einstrahlung durchgeführt.

Zuerst erfolgt eine Parametrierung der Leerlaufspannung und des Kurzschlussstromes anhand der Datenblattangabe der Modulhersteller unter Berücksichtigung von Alterungserscheinungen (Jordan/Kurtz, 2013). Die noch unbekannt Parameter  $R_s$ ,  $R_p$  und  $n$  werden darauf aufbauend durch das numerische Lösen einer Minimierungsaufgabe mit Hilfe eines evolutionären DE-Algorithmus (Ishaque/Salam, 2011) bestimmt. Dadurch wird die für die Ertragsberechnung entscheidende Lage des MPP der simulierten Kennlinie an jene der gemessenen Kennlinie angepasst.

#### – Eingesetzte Messtechnik

Im Rahmen des Projektes „Virtuelles Photovoltaiklabor“ wurde die Forschungsanlage mit umfangreichem Messequipment und einem Datenlogger-System zur zeitlich hochauflösenden Messung und Speicherung relevanter Wetterdaten sowie des elektrischen Zustandes der Anlage ausgestattet. Dies beinhaltet die Erfassung der Solareinstrahlung in Modulebene durch zwei verschiedene Sensortechnologien sowie der Zelltemperatur durch mehrere idente am Modul verteilte Temperatursensoren. Des Weiteren werden sämtliche elektrische Zustandsdaten wie Strangspannungen und Strangströme an der DC-Seite des Wechselrichters erfasst.

Da sich Einstrahlungssensoren in ihren spektralen Verhalten sowie durch ihre Ansprechzeit auf Messgrößenänderungen stark unterscheiden werden die Einstrahlungswerte durch zwei verschiedene Sensoren erfasst. Dabei handelt es sich einerseits um ein auf Thermosäulenbasis arbeitendes Secondary-Standard-Pyranometer der Type CMP21, andererseits wird das SPL2, ein Photodioden-Sensor auf Silizium-Basis verwendet. Der spektrale Messbereich des Pyranometers ist wesentlich größer als der des Siliziumsensors. Das spektrale Verhalten des Siliziumsensors stimmt jedoch deutlich besser mit dem

der Silizium-PV-Zellen der betrachteten Anlage überein. In den in der vorliegenden Arbeit durchgeführten Untersuchungen werden daher die Simulationsergebnisse jeweils für die Einstrahlungsdaten der beiden Sensoren separat dargestellt.

#### – Simulation

Zur Berechnung des erwarteten Ertrages der fehlerfrei arbeitenden PV-Anlage wird die aktuelle Verschaltung der Module der Forschungsanlage durch das beschriebene Modell abgebildet. Da sich die vorher bestimmten Modellparameter auf ein ganzes Modul beziehen, werden diese entsprechend dem realen Modulaufbau homogen auf jede einzelne Zelle übertragen. Damit kann der im Idealfall zu erwartende Ertrag, d.h. ohne Verluste der Anlage durch Mismatch, Zellfehler oder Teilverschattungen aus den MPP-Leistungen der simulierten Kennlinien zu jedem Zeitpunkt berechnet werden. Der tatsächlich produzierte Ertrag des PV-Generators wird aus den gemessenen DC-Strangwerten ermittelt.

Um die Simulationsgenauigkeit zu erhöhen werden verschiedene auf den Anlagenenertrag einflussnehmende Effekte identifiziert und in das Modell eingebunden. Die Degradationserscheinungen an PV-Anlagen unter Outdoor-Bedingungen wurden dabei bereits bei der Kalibrierung des Modells berücksichtigt. Den in den PV-Leitungen zwischen den Modulen und dem Schaltschrank auftretenden Kupferverlusten wird unter Beachtung der realen Anlagenverdrahtung Rechnung getragen. Einen weiteren Einfluss haben die Verschmutzung der Moduloberfläche, der durch thermische Effekte bedingte Messfehler der Zelltemperatur (Zhou et al. 2007) sowie ein azimutaler Ausrichtungsfehler zwischen Einstrahlungsmessgeräten und PV-Module. Diese Einflussfaktoren werden im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt, der verbleibende Modellfehler kann zum Teil auf diese zurückgeführt werden.

Der Vergleich von simulierten und gemessenen Erträgen wird auf Zeitfenster variabler Länge bezogen. Um die zeitnahe Erkennung von Fehlern zu ermöglichen muss die Länge dieser Zeitfenster einerseits möglichst kurz gewählt werden, andererseits soll ein möglichst schmales Toleranzband erreicht werden, innerhalb dessen sich die prozentuelle Abweichung des simulierten Ertrages gegenüber dem gemessenen Ertrag bewegt. Die Genauigkeit der Ertragssimulation wird daher für verschiedene Zeitfensterlängen miteinander verglichen.

Des Weiteren wird eine Schwelle für die minimale Einstrahlungsstärke, ab welcher der Anlagenenertrag simuliert wird festgelegt. Da der Fehler des Ein-Dioden-Modells unter Schwachlichtbedingungen stark ansteigt ist in diesem Bereich mit einer größeren Abweichung des simulierten gegenüber dem gemessenen Ertrag zu rechnen. Um diesen Fehler im vorherein zu umgehen werden die Messwerte, für welche die Einstrahlung unter einer festgelegten Schwelle liegt aus der Auswertung genommen.

### Ergebnisse

#### – Simulation der Tageserträge

In Abbildung 4 sind die prozentuellen Abweichungen der simulierten gegenüber den gemessenen Erträgen bezogen auf Einzeltage über den gesamten Betrachtungszeitraum dargestellt. Dabei werden die Simulationsergebnisse sowohl mit den vom Pyranometer (CMP21) als auch mit den vom Silizium-Sensor (SPL2) gemessenen Einstrahlungsdaten gezeigt.

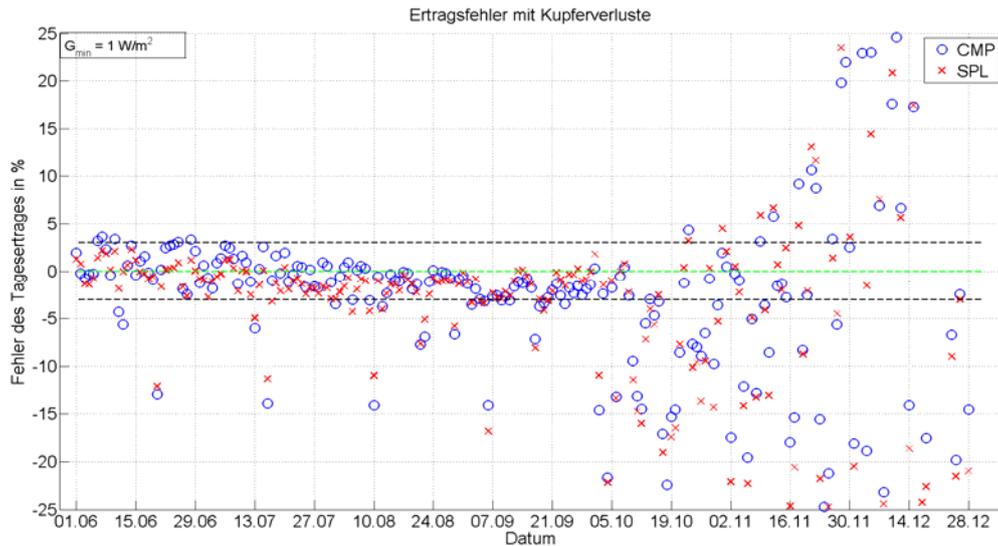


Abbildung 4: Abweichungen der simulierten gegenüber den gemessenen Erträgen für Einzeltage

Um Simulationsfehler bei geringer Einstrahlung (Schwachlicht) zu eliminieren, wurde in der nachfolgenden Darstellung, Abb. 5, die minimale Einstrahlung auf  $G_{\min} = 150 \text{ W/m}^2$  gesetzt. Alle Datensätze mit geringerer Einstrahlung wurden aus der Rechnung genommen.

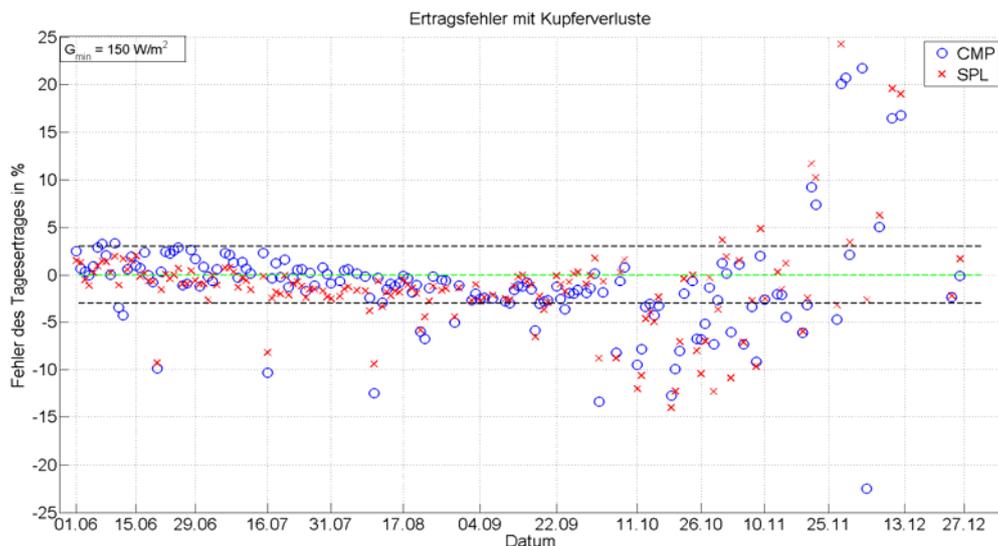


Abbildung 5: Abweichungen der simulierten gegenüber den gemessenen Erträgen mit  $G_{\min} = 150 \text{ W/m}^2$

Der Simulationsfehler der Tageserträge bewegt sich im Zeitraum von Anfang Juni bis Ende September überwiegend innerhalb eines Toleranzbandes von  $\pm 3\%$  (schwarz strichlierte Linien in Abbildung 4). Er ist dabei zum Teil einer starken Streuung unterworfen, was neben den wechselnden Einstrahlungs- und Temperaturbedingungen auch auf weitere Einflussfaktoren wie Verschmutzung der Moduloberflächen oder unterschiedliche Windgeschwindigkeiten zurückzuführen ist. Die erkennbare negative Tendenz des Fehlers in diesem Zeitraum deutet auf das Vorliegen eines systematischen Fehlers hin. Durch die Identifikation und Berücksichtigung dieses Fehlers kann die Simulationsgenauigkeit möglicherweise weiter gesteigert werden.

In den Monaten Oktober, November und Dezember nehmen sowohl der Fehler als auch dessen Streuung stark zu. Dies ist neben dem hohen Anteil an Schwachlicht auch auf eine gegenseitige Verschattung der Modulreihen bei tiefstehender Sonne zurückzuführen. Diese Verschattung führt zu einer deutlich größeren Abweichung des simulierten gegenüber dem gemessenen Ertrag. In Abbildung 5 ist dieser Sachverhalt verdeutlicht.

Durch eine Teilverschattung der unteren Modulbereiche sinkt deren erzeugte Leistung stark ab, die simulierte Leistung liegt jedoch aufgrund der gemessenen Einstrahlungswerte deutlich darüber. Dieser bei Flachdachanlagen unvermeidlich auftretende Effekt verhindert eine Zustandsbewertung der PV-Anlage aufgrund der simulierten Anlagenerträge für diesen Zeitraum. Um diesen Fehler zu berücksichtigen könnten in weiterer Folge die Zeiträume der Selbstverschattung aus den bekannten Werten des Verschattungswinkels, der Anlagenausrichtung und der Standortkoordinaten berechnet werden. Damit können die entsprechenden Datensätze automatisiert von der Auswertung ausgenommen werden.

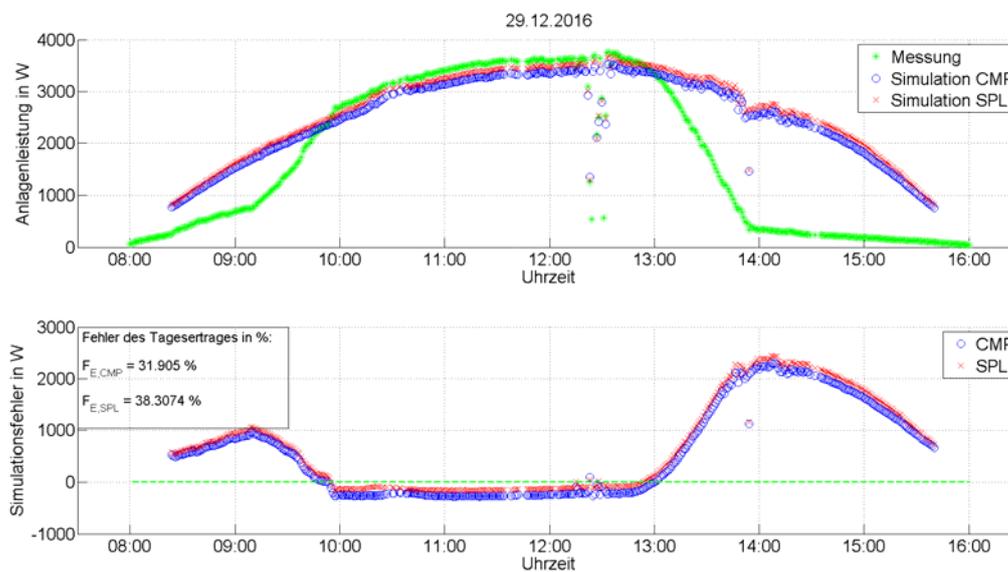


Abbildung 6: Tagesverlauf der gemessenen und der simulierten Anlagenleistung

Die in den Sommermonaten höher berechnete Anlagenleistung aus den Messdaten des Pyranometers CMP21 (Abbildung 6) kann auf dessen größeren spektralen Messbereich zurückgeführt werden. Da bei der Einstrahlungsmessung durch das CMP21 auch Wellenlängenbereiche erfasst werden, die von den PV-Modulen nicht zur Energiegewinnung genutzt werden können, liegt der damit berechnete Ertrag höher als der gemessene. Das spektrale Verhalten des SPL2 stimmt hingegen weitgehend mit dem der PV-Elemente überein, weswegen der mit diesen Einstrahlungsdaten simulierte Ertrag deutlich besser mit den gemessenen Werten übereinstimmt.

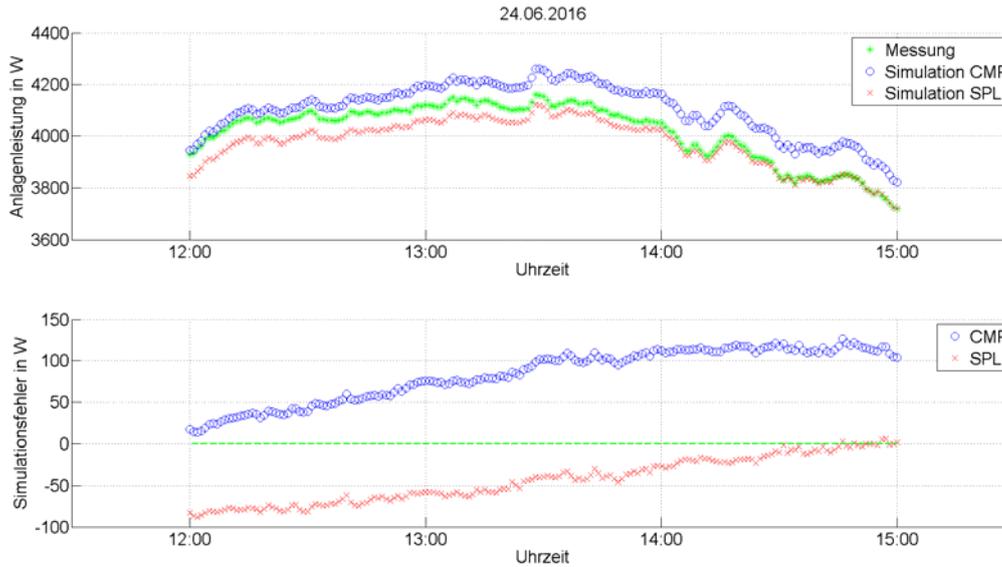


Abbildung 6: Abweichung der gemessenen Einstrahlung durch das CMP21 und das SPL2 und resultierender Simulationsfehler

Aufgrund von Fehlausrichtungen der Einstrahlungssensoren gegenüber den PV-Modulen des Generators kann es im Tagesverlauf zu Fehlern in der Ertragsberechnung kommen. Abbildung 7 zeigt einen am Vormittag zu niedrig und am Nachmittag zu hoch errechneten Ertragswert.

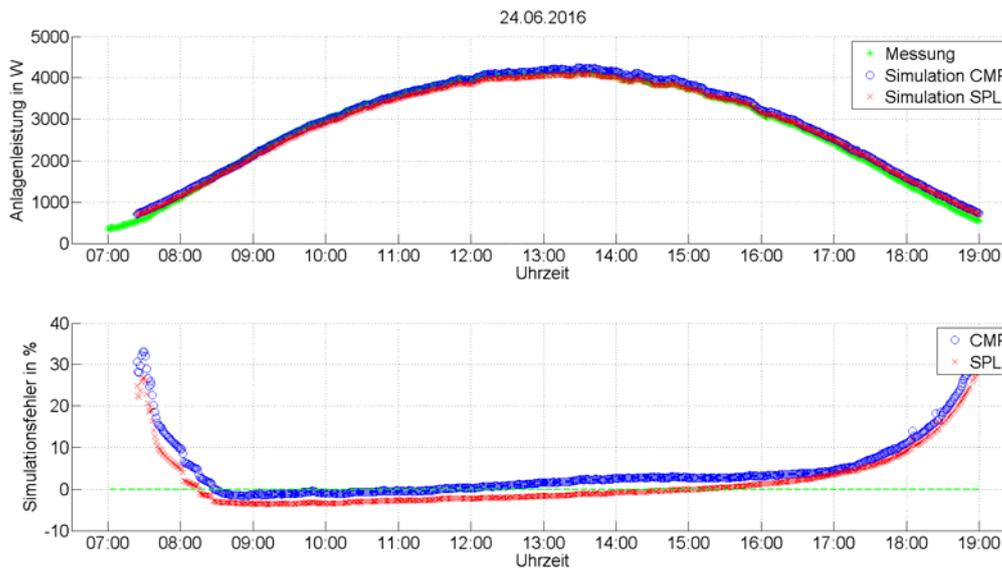


Abbildung 7: Ausrichtungsfehler

Der Verlauf deutet auf eine Fehlausrichtung des Sensors in Richtung Westen (Abendsonne) hin. Eine weitere mögliche Ursache ist auch eine verzögerte Erwärmung oder Abkühlung der PV-Module aufgrund deren thermischer Zeitkonstante.

– Simulation der Sieben-Tage-Erträge

Die Abbildungen 8 und 9 zeigen eine Auswertung der Simulationsfehler für verschiedene Schwellen der minimalen Einstrahlung bei einer Zeitfensterlänge von sieben Tagen für das CMP21 und für das SPL2. Der Fehler für den Zeitraum Juni bis September bewegt sich auch hier innerhalb eines engen Toleranzbandes. Die Tendenz zu steigenden Fehlern in den Wintermonaten ist nun deutlicher zu erkennen, gleichzeitig kann die Streuung der Fehlerwerte deutlich reduziert werden. Die Simulationsergebnisse mit den Einstrahlungsdaten des Silizium-Sensors zeigen dabei eine höhere Konstanz als jene mit den Pyranometer-Daten.

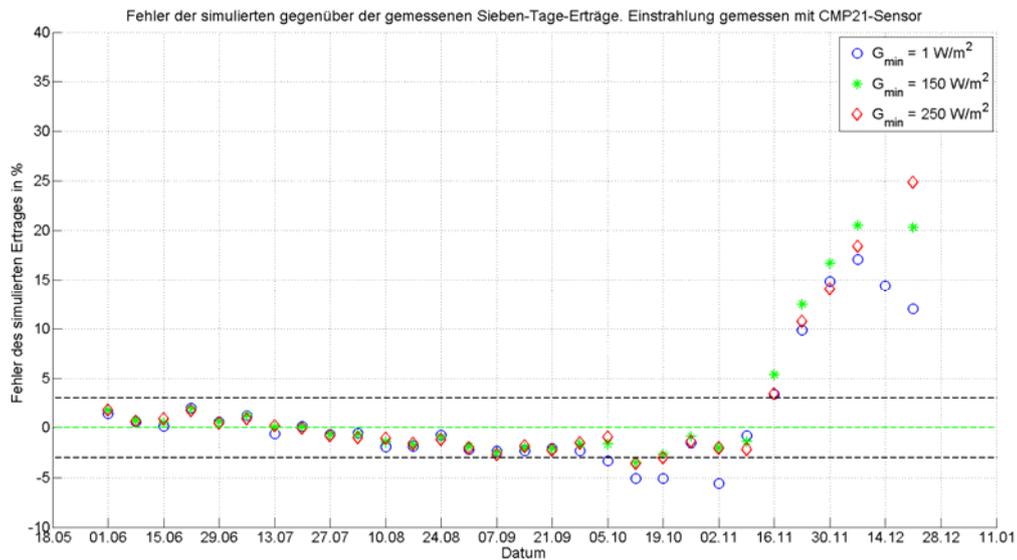


Abbildung 8: Fehler der simulierten Sieben-Tage-Erträge mit CMP21-Einstrahlungsdaten

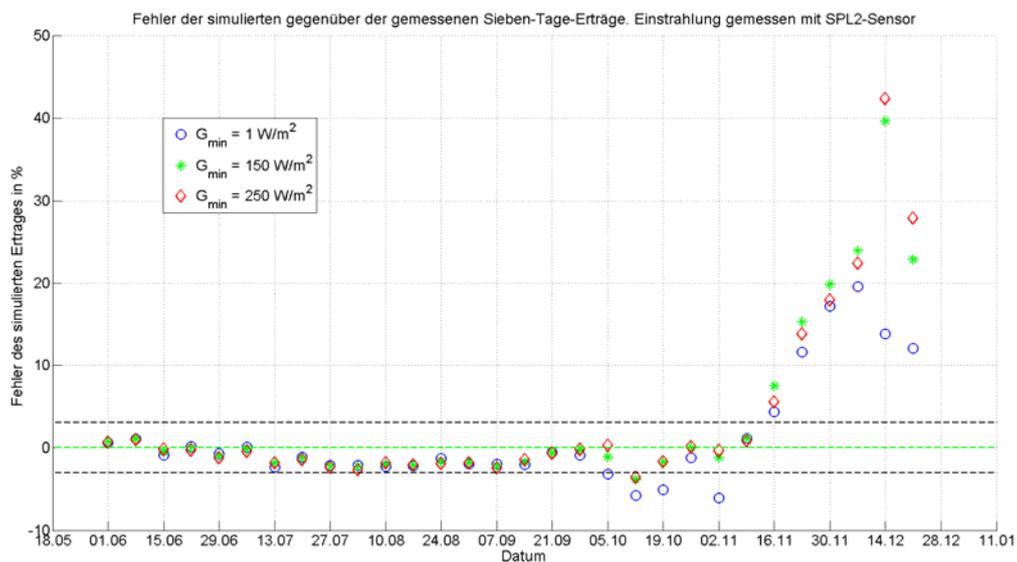


Abbildung 9: Fehler der simulierten Sieben-Tage-Erträge mit SPL2-Einstrahlungsdaten

– **Simulation der Monats-Erträge**

Die Abbildungen 10 und 11 zeigen eine Auswertung der Simulationsfehler für verschiedene Schwellen der minimalen Einstrahlung bei einer Zeitfensterlänge von einem Monat. Für einen Zeitraum von Juni bis September konnte gegenüber der Mittelung über sieben Tage keine wesentliche Steigerung der Genauigkeit mehr erzielt werden. Der Verlauf deutet jedoch auf nicht im Modell berücksichtigte systematische Effekte und Einflussfaktoren hin, deren Identifikation und Berücksichtigung die Genauigkeit weiter steigern könnte.

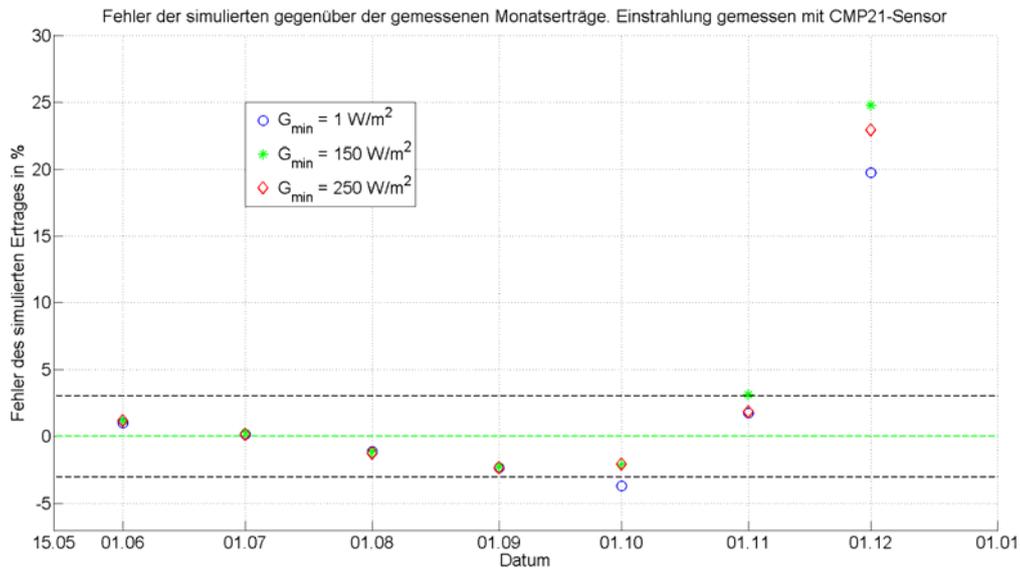


Abbildung 10: Fehler der simulierten Monats -Erträge mit CMP21-Einstrahlungsdaten

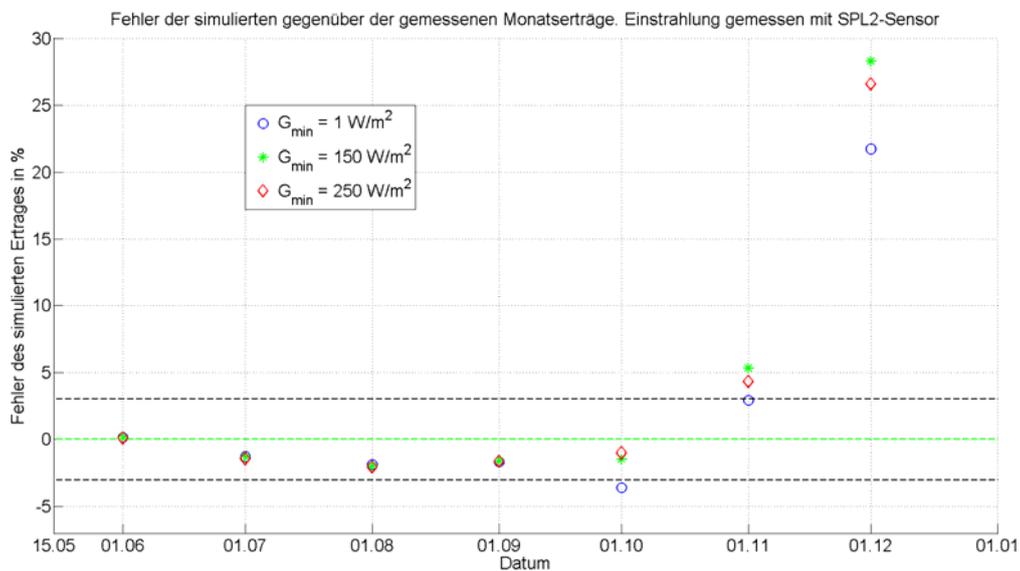


Abbildung 11: Fehler der simulierten Monats-Erträge mit SPL2-Einstrahlungsdaten

## Diskussion

Mit der untersuchten Methode konnte für den Zeitraum Juni 2016 bis einschließlich November 2016 ein relativer Fehler der Simulation des Wochenenertrags kleiner  $\pm 3\%$  erreicht werden. Der Fehler zeigt über den untersuchten Zeitraum eine klar erkennbare zeitliche Tendenz, was auf nicht im Modell berücksichtigte systematische Einflüsse hinweist. Es ist zu erwarten, dass der Fehler durch Identifikation und Berücksichtigung solcher Einflüsse in einem noch engeren Toleranzband gehalten werden kann. Eine Performance-Überwachung von PV-Anlagen scheint damit auch für kurze Intervalle möglich, d.h. Fehler oder Minderleistungen im mittleren einstelligen Prozentbereich können grundsätzlich auch innerhalb kurzer Zeiträume, beispielsweise innerhalb einer Woche detektiert werden.

Bei hohem Anteil an Schwachlicht, beispielsweise im Dezember, liefert die Simulation nur sehr ungenaue Ergebnisse. Dies ist einerseits der geringeren Genauigkeit der eingesetzten Simulationsmodelle bei Schwachlicht, andererseits der Selbstverschattung der PV-Modulreihen der untersuchten Flachdachanlage geschuldet. Für den Einsatz des Verfahrens zur Anlagenüberwachung ist dies nur bedingt ein Problem, da der Ertrag in den Wintermonaten relativ gering ist und eine zeitnahe Fehlererkennung weniger wichtig ist als in Zeiten hoher Einstrahlung.

Nicht berücksichtigt wurde in den Untersuchungen die Verschmutzung der Anlage. In der Fehlerkurve sind keine typischen Muster der Verschmutzung zu erkennen, im Sinne eines konstant sinkenden Ertrages, welcher nach ausreichendem Regen wieder sprunghaft verschwindet. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass Einstrahlungssensor und die untersuchte Anlage etwa das gleiche Verschmutzungsverhalten zeigen und der Einfluss auf die relative Fehlerkurve gering ist.

## Ausblick

Für einen kommerziellen Einsatz der untersuchten Methode der Performanceüberwachung ist die Erstellung eines einfachen Verfahrens zur Parametrierung des Simulationsmodells notwendig. In den vorliegenden Untersuchungen wurden die Modelle mithilfe detaillierter Messdaten inklusive Kennlinienmessungen mit der realen Anlage abgeglichen. Für eine beliebige Anlage müsste dies anhand der Anlagendaten erfolgen. Einflussfaktoren wie Temperaturkoeffizienten, Ausrichtungswinkel usw. könnten für die ersten Monate oder das erste Jahr des Betriebes mit statistischen Methoden identifiziert und automatisch korrigiert werden. Eine Problematik stellen dabei diskontinuierliche Fehler wie beispielsweise Verschattungen oder ein Abregeln des Wechselrichters bei zu hoher DC-Leistung dar. Diese müssten zuverlässig erkannt werden, um nicht zu Fehl-Parametrierungen zu führen.

Für die Ertragssimulation wird eine relativ genaue Messung der Einstrahlung und der Modultemperatur benötigt. Die dazu notwendige Sensorik ist in der Regel nur bei Großanlagen vorhanden. In einer weiterführenden Arbeit wäre zu untersuchen, ob bzw. mit welcher Genauigkeit die Errechnung eines Soll-Ertrages auch mit Daten von Wetterdiensten, d.h. ohne lokale Messung von Temperatur und Einstrahlung, möglich ist.

## Literaturverzeichnis

Ishaque, K./Salam, Z. (2011): An Improved Modeling Method to Determine the Model Parameters of Photovoltaic (PV) Modules Using Differential Evolution (DE). *Solar Energy* 85 (9). Elsevier Ltd: 2349–59.

Jordan, D./C., and S. R. Kurtz (2013): Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 21 (1): 12–29.

Wagner, Andreas (2015): *Photovoltaik Engineering - Handbuch Für Planung, Entwicklung Und Anwendung*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg

Zhou, W./Yang, H./Fang Z. (2007): A Novel Model for Photovoltaic Array Performance Prediction. *Applied Energy* 84 (12): 1187–98.