

Möglichkeiten und Grenzen bei der Simulation von Photovoltaikanlagen

Prof. Dr. Volker Quaschning

Fachhochschule für Technik und Wirtschaft (FHTW) Berlin

FB1 - 10313 Berlin

Tel.: +49 30 5019 3656 · Fax: +49 30 5019 2114

E-Mail: volker.quaschning@fhtw-berlin.de

Internet: www.f1.fhtw-berlin.de/studiengang/ut

Einleitung

Bei der Auslegung und Planung von Photovoltaikanlagen haben mittlerweile Simulationsprogramme einen festen Platz eingenommen. Sie ersparen Zeit, unterstützen bei der Angebotserstellung und erlauben überzeugende Präsentationen beim Kunden. Das Vertrauen in Computerprogramme ist dabei meist sehr hoch. Doch neben all den viel versprechenden Möglichkeiten haben Simulationsprogramme aber auch deutliche Grenzen. Die Realität einer Photovoltaikanlage ist sehr komplex. An einigen Stellen sind daher Modelle noch lückenhaft oder es fehlt schlicht an entsprechenden Parametern, um vorhandene Modelle zu füttern. Selbst dem besten Simulationsprogramm droht dann schließlich noch das Risiko Mensch, der es letztendlich bedienen muss.

Wissenschaftliche Untersuchungen haben gezeigt, dass Simulationsprogramme für genau bekannte PV-Anlagen mit einem genau definierten Solarstrahlungsjahr den Jahresertrag relativ gut nachbilden können. Das Haupteinsatzgebiet von Simulationsprogrammen ist jedoch die Erstellung von Ertragsgutachten. Hier muss anhand vorhandener Strahlungsdaten, die in der Vergangenheit gemessen wurden, der künftige Ertrag prognostiziert werden. Bei neuen Anlagen mit neuen PV-Modulen oder Wechselrichtern kann auch nur bedingt auf vorhandene Komponentendatenbanken bei den Programmen zurückgegriffen werden. Hier kann auf ein Update gewartet werden, oder die Komponenten müssen selbst definiert werden. Um dabei noch brauchbare Ergebnisse zu erzielen, ist neben einer guten Software auch ein erfahrener Anwender für die Bedienung der Software erforderlich. Darum ist ein wichtiger Aspekt dieses Tagungsbeitrags, den Einfluss verschiedener Benutzer auf die Simulationsergebnisse gängiger Programme zu untersuchen.

Einflüsse auf die Simulation von PV-Anlagen

Bild 1 zeigt verschiedene Einflüsse, die bei der Simulation des Ertrags eines PV-Moduls berücksichtigt werden müssen. Einige Einflüsse wie die spektrale Zusammensetzung des Lichtes lassen sich normalerweise in keine Simulation mit einbeziehen, da Solarstrahlungsdaten nur in den seltensten Fällen spektral aufgelöst zur Verfügung stehen. Auch Angaben

zur Abweichung der realen PV-Modulleistung von der Nennleistung oder Angaben zu Mismatching-Verlusten können im Normalfall bestenfalls statistisch erfasst werden.

Andere Einflüsse wie Modulerwärmung oder Verschattung lassen sich mit bekannten Modellen berücksichtigen. Die Eingabe von dafür nötigen Daten kann jedoch aufwändig und ebenfalls fehlerbehaftet sein.

Gegenüber STC-Bedingungen sind bei PV-Modulen im Jahresmittel insgesamt Verluste von rund 20 % zu erwarten. Bei der Berechnung von Momentanwerten sind die Schwankungen erheblich größer. Im Kurzzeitbereich zeigen sich auch die größten Abweichungen bei Simulationsprogrammen, während im Jahresverlauf sich viele Fehler wieder herausmitteln.

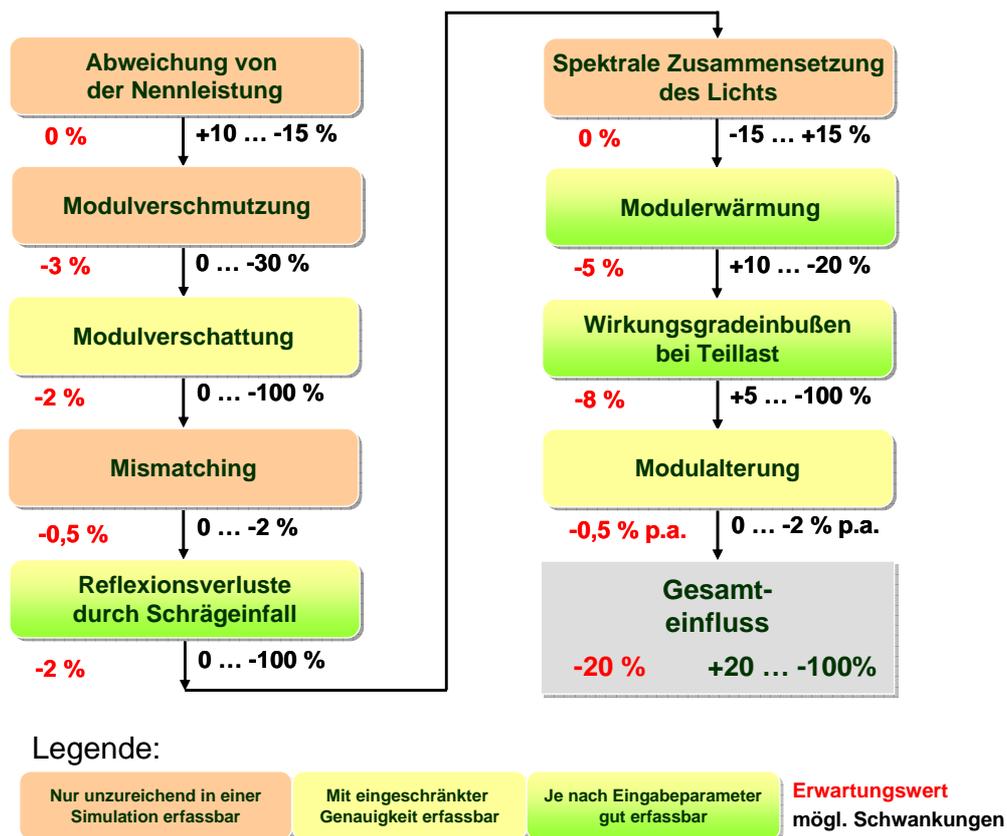


Bild 1: Einflussparameter auf Momentanwerte bei der Simulation von der PV-Modulleistung

Programmvergleich

Anhand von Betriebsergebnissen einer realen Anlage wurden für diesen Beitrag deshalb vier Simulationsprogramme näher unter die Lupe genommen. Neben der Genauigkeit der Modelle ist auch die Benutzerfreundlichkeit für gute Simulationsergebnisse von entscheidender Bedeutung. Professionelle Simulationsprogramme verfügen über eine Vielzahl von Eingabemöglichkeiten. Ungeübte Benutzer wählen hier schnell einmal einen falschen Parameter. Um die Praxistauglichkeit der vier verschiedenen Simulationsprogramme zu testen, sollten 9 Teams des Masterstudiengangs „Regenerative Energiesysteme“ an der FHTW Berlin den Jahresertrag einer im Juni 2005 errichteten und weitgehend unverschatteten 1 kWp-Anlage (Bild 2) jeweils mit den vier Programmen SOLEM, *greenius*^{Free}, PV*SOL und RETScreen

simulieren, ohne dabei die Betriebsergebnisse zu kennen. Standort, Ausrichtung, PV-Modul- und Wechselrichtertyp waren angegeben. Hierbei handelte es sich um neue Module und Wechselrichter, die noch in keiner Bibliothek der Programme vorhanden waren und von den Teams in die Software eingegeben werden mussten.



Bild 2: PV-Anlage in Berlin, für die mit Hilfe von Simulationsprogrammen eine Ertragsprognose erstellt werden sollte. Extreme Wetterereignisse führen zu Abweichungen vom typischen Ertrag,

Ziel der Übung war ursprünglich, die Unterschiede der vier Simulationsprogramme herauszuarbeiten, was jedoch nur bedingt möglich war. Alle Teams brachten jeweils unterschiedliche Simulationsergebnisse mit den gleichen Programmen zustande. Es kommt also nicht nur darauf an, mit welchem Programm eine Anlage simuliert wird, sondern auch wer dieses Programm bedient. Die größte Streuung der Simulationsergebnisse zeigte das Programm RETScreen. Hier war die Streuung derart groß, dass die Teams den Ertrag auch hätten erwürfeln können. Die Streuung der anderen Programme war zwar kleiner, aber immer noch größer als 10 % des Anlagenertrags. Eine unakzeptabel hohe Streuung, da die Renditen von PV-Anlagen meist nur im einstelligen Prozentbereich liegen. Die Simulationsergebnisse konnten schließlich auch mit realen Betriebsergebnissen des ersten Betriebsjahrs 2005/06 verglichen werden, die aufgrund der überdurchschnittlich hohen Solarstrahlung in den letzten beiden Jahren noch auf ein Normaljahr korrigiert wurden (Bild 3 und Bild 4). Hier zeigte sich, dass PV*SOL in der Regel etwas konservativ und *greenius*^{Free} sehr optimistisch rechnete. Eine mögliche Anlagenalterung spiegelt sich in den Betriebsergebnissen der noch neuen Anlage noch nicht wider.

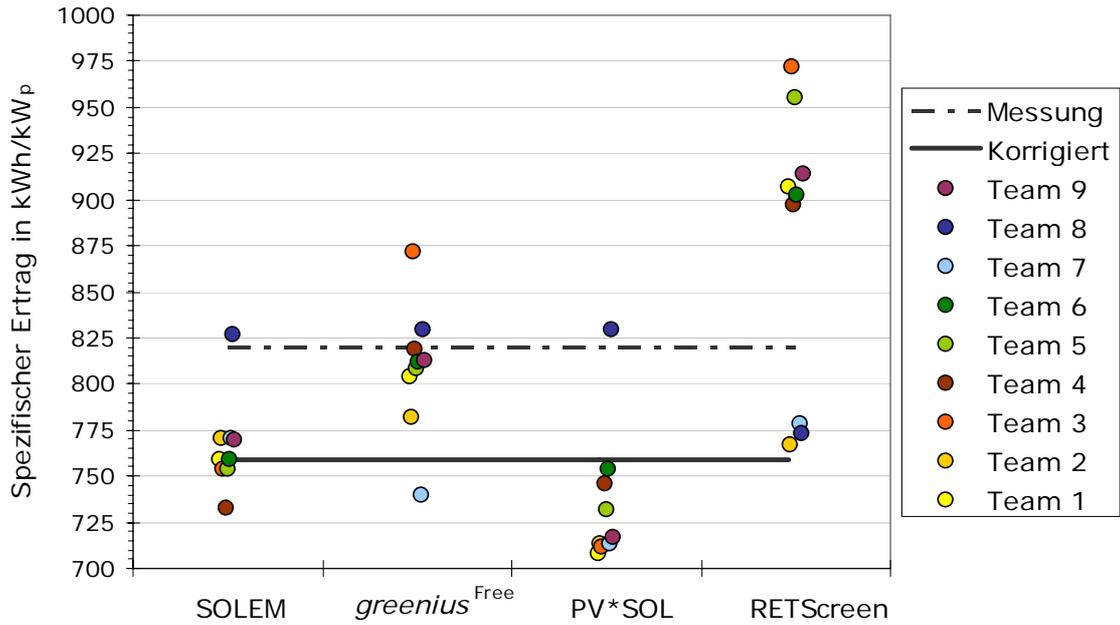


Bild 3: Praxistest: Neun Teams simulieren mit vier verschiedenen Simulationsprogrammen jeweils die gleiche Solaranlage und erhalten 36 verschiedene Ergebnisse. Die Messwerte eines realen Betriebsjahres wurden zum Vergleich auf ein Normaljahr korrigiert

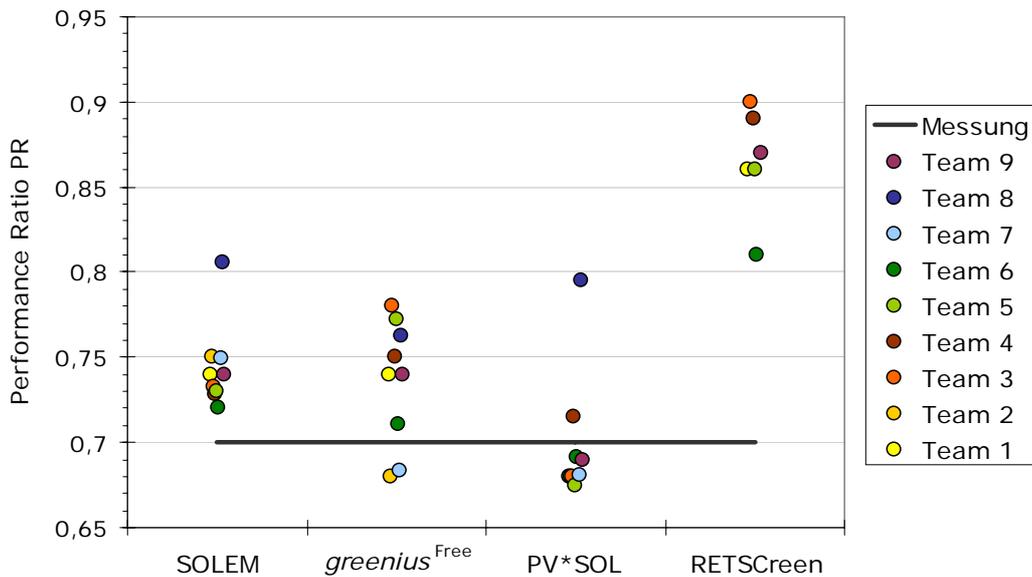


Bild 4: Gemessene und simulierte PR aus dem gleichen Praxistest

Die Realität relativiert jedoch wieder die Streuung der Ergebnisse. So lag die Bestrahlungsstärke im ersten Anlagenbetriebsjahr um 8 % über dem langjährigen Mittel. Inwieweit die immer rascher eintretenden Klimaveränderungen Solarerträge steigen oder sinken lassen, kann nämlich selbst das beste Simulationsprogramm nicht ermitteln.

Als Empfehlung lässt sich generell herausstellen, dass verlässliche Ertragsprognosen mit mindestens zwei, besser mit drei unterschiedlichen Simulationsprogrammen und zwei verschiedenen Berechnungsteams abgesichert werden sollten. Damit sind dann durchaus Ergebnisse zu erwarten, die in der Regel weniger als 5 % von den realen Betriebsergebnissen abweichen (Bild 5).

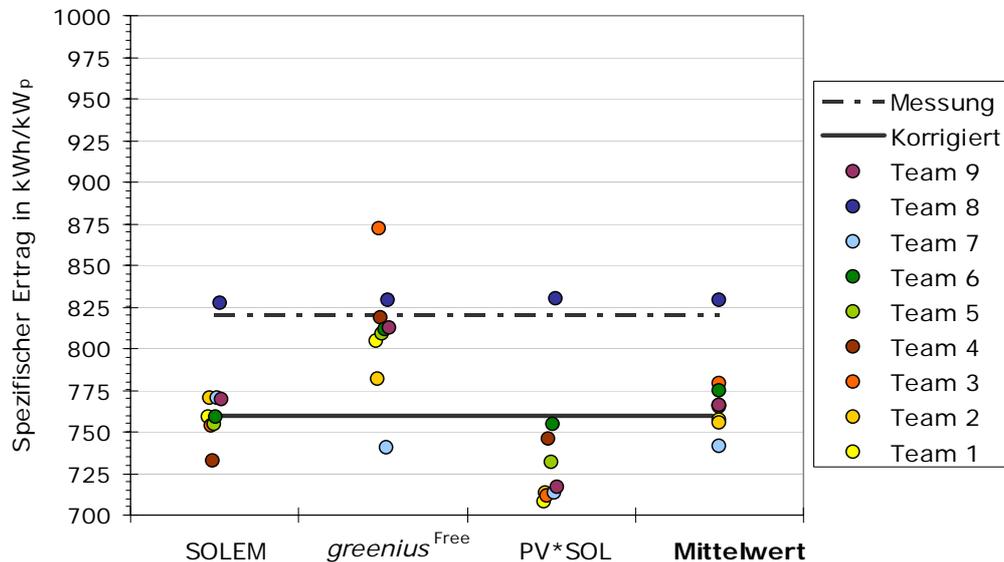


Bild 5: Praxistest: Der Mittelwert der Simulationsergebnisse der Programme SOLEM, greenius^{Free} und PV*SOL bildet die realen Betriebsergebnisse relativ gut ab.

Fazit

Anhand von Betriebsergebnissen einer realen PV-Anlage wurde gezeigt, dass Simulationsprogramme gute Ergebnisse für eine Ertragsprognose liefern können. Hierbei kommt es zu Unterschieden zwischen den einzelnen Programmen. Einen deutlich größeren Einfluss als die Wahl des Programms hat jedoch der Benutzer auf die Simulationsergebnisse. Hier ist ein erfahrener Anwender dringend gefragt. Ertragsgutachten sollten deshalb von mindestens zwei verschiedenen professionellen Gutachtern abgesichert werden. Hierbei ist zu empfehlen, dass die einzelnen Gutachter mit zwei, besser drei verschiedenen Programmen rechnen sollten. Werden diese Empfehlungen befolgt, sind Ergebnisse mit einer Unsicherheit zu erwarten, die geringer als die realen Schwankungen des Wetters sein werden.