

HOT SPOT UNTERSUCHUNGEN IN UNTERSCHIEDLICHEN ARBEITSPUNKTEN BEI PV-MODULEN

Stefan Wendlandt, Alexander Drobisch, Stefan Krauter¹ und Paul Grunow

Photovoltaik Institut Berlin AG, Wrangelstr. 100, D-10977 Berlin

Phone: +49 (30) 814 52 64 0, Fax: +49 (30) 814 52 64 101,

e-mail: wendlandt@pi-berlin.com, www.pi-berlin.com

¹ Universität Paderborn, Institut für Elektrotechnik und Informationstechnik,
Lehrstuhl für Nachhaltige Energiekonzepte, Pohlweg 55, D-33098 Paderborn,
e-mail: krauter@nek.upb.de, www-eev.uni-paderborn.de

1. Einleitung

Das Hot-Spot-Risiko von Photovoltaik-Modulen kann hauptsächlich den Solarzelleigenschaften zugeschrieben werden. Ein erhöhtes Hot-Spot-Risiko resultiert dabei einerseits aus lokalen Shunts sowie andererseits aus Verformungen des *pn*-Übergangs. Oftmals sind diese Ereignisse auf Inhomogenitäten in den Ausgangsrohstoffen und/oder einen schwankenden bzw. schlechten Zellprozess zurück zuführen. Dieser Aufsatz soll einen Überblick geben, wie kritisch das Betreiben des PV-Moduls in unterschiedlichen Arbeitspunkten und bei variierenden Verschattungssituationen ist. Die Darstellung des Rückspannverhaltens und des Bypassdiodenstroms sollen neben der Hot-Spot-Temperatur ein erweitertes Verständnis für die Modularbeitsweise im Verschattungsfall geben.

2. Hintergrund

Ein Hot-Spot an einem PV-Modul kann auftreten, wenn eine Solarzelle teil- oder vollverschattet ist. Verschattungsursache können dabei beispielsweise Antennen, Bäume, Dachgauben, PV-Anlagenbinnenverschattungen, Schornsteine, Haustechnikanlagen und/oder umgebende Gebäude sein. Physikalisch betrachtet wird die verschattete Solarzelle durch die bestrahlten Solarzellen im gleichen Zellstring und der Bypassdiode rückwärts vorgespannt. Die verschattete Solarzelle arbeitet daher als Widerstand und kann dabei zerstört werden. Ein Schauprinzip einer Hot-Spot Entstehung ist in Abbildung 1 dargestellt.

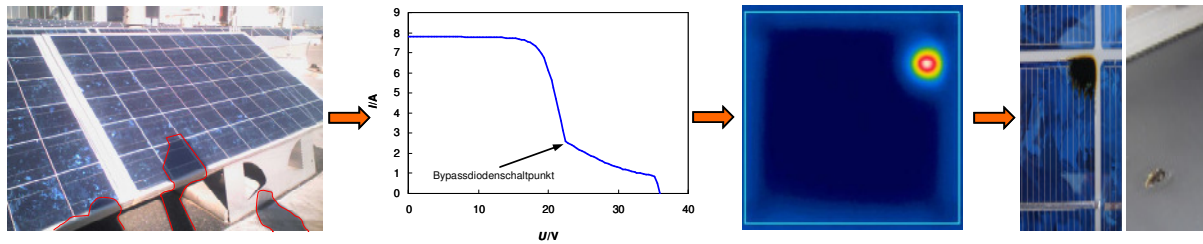


Abbildung 1: Schauprinzip einer Hot-Spot Entstehung (von links nach rechts: Verschattung einer Solarzelle durch Gebäudetechnik (rot); Einbruch der I-U-Kennlinie durch die Verschattung; lokale Temperaturerhöhung der verschatteten Solarzellen durch die Rückspannung; thermische Zerstörung der Solarzelle und rückseitige Zerstörung der Isolationsfolien).

Eine Hot-Spot-Analyse ist heute Bestandteil bei Zertifizierungen nach den IEC Standards 61215-2:2005 Ed. 2, 61646-2:2008 Ed. 2 & 61730-2:2004 Ed. 1 sowie der ANSI/UL 1703:2004 Ed. 3. Da die IEC Standards beim Hot-Spot-Test einen Modulbetrieb im Kurzschluss vorschreiben, dies aber nicht den Realfall widerspiegelt, wird nachfolgend das Hot-Spot-Verhalten in verschiedenen Modularbeitspunkten betrachtet.

3. Technische Durchführung

Die Untersuchungen wurden an einem monokristallinen PV-Modul durchgeführt. Im Modul sind 60 Zellen mit einer jeweiligen Kantenlänge von 156 mm x 156 mm in Serie verschaltet. In drei Zellstrings wurden jeweils 20 Solarzellen über eine Bypassdiode geschaltet. Die Untersuchungen wurden an der Solarzelle mit dem höchsten Leckstrom (= Bypassdiodenschaltpunkt) im Vollverschattungsfall nach dem IEC Standard 61215-2:2005 Ed. 2 unter Standard Test Bedingungen durchgeführt.

Während der Versuche wurden die folgenden elektrischen Ströme gemessen: Modulgesamtstrom I_{Modul} , Strom der unverschatteten Strings $I_{unver,string}$, Strom des verschatteten Strings $I_{ver,string}$, Bypassdiodenstrom I_{Diode} . Außerdem wurden folgende elektrische Spannungen gemessen: Spannung einer unverschatteten Solarzelle $U_{unver,zelle}$, Stringspannung der verschatteten Zelle $U_{ver,string}$ und der Spannungsabfall der verschatteten Solarzelle $U_{ver,zelle}$. Die Messpunkte wurden in einem Zeitabstand von $\Delta t = 1$ sek unter Zuhilfenahme von kalibrierten Multimetern aufgezeichnet.

Für die Untersuchungen wurde ein Dauerlichtsolarsimulator der Klasse C (Homogenitätsklasse: B, Spektrumsklasse: C, zeitliche Stabilitätsklasse: B) verwendet. Die Bestrahlungseinheit des Simulators besteht aus 8 HQI Lampen mit jeweils einem elektronischen Vorschaltgerät. Der Dauerlichtsimulator wurde so eingestellt, dass während der Messungen eine Bestrahlungsstärke von

$E_e = (1000 \pm 5) \text{ W/m}^2$ auf das Modul wirkt sowie der unverschattete Modulbereich im thermisch-stabilen Zustand eine Temperatur von $T = (50 \pm 10) \text{ }^\circ\text{C}$ erreicht.

Zum Einstellen der verschiedenen PV-Modul-Arbeitspunkte wurde ein variabler Schiebewiderstand verwendet. Der Widerstand selbst wurde während der Untersuchungen in Serie zum Modul geschaltet.

Die Ermittlung der Hot-Spot-Temperatur wurde mittels einer Thermografie-Kamera mit einem absoluten Messfehler von $\pm 2 \text{ K}$, einer Auflösung von 320×240 Pixel und einer thermischen Empfindlichkeit von $0,1 \text{ K}$ bei $30 \text{ }^\circ\text{C}$ durchgeführt. Gemessen wurde dabei die Temperatur auf dem Modulvorderseitenglas. Für die Thermografie-Bildaufnahme wurde das Modul jeweils seitlich aus dem Dauerlichtsimulator genommen. Durch diese Zeit der Nichtbestrahlung des Moduls ergab sich eine Abkühlung, welche eine Hot-Spot Temperaturminderung von absolut 2 K ausmacht. Der Abstand zwischen Kameraobjektiv und Moduloberfläche betrug $0,66 \text{ m}$. Die Kamera selbst war für die Messungen um 15 Grad gegenüber der Modulsenkrechten verkippt.

4. Ergebnisdarstellung

Für die Hot-Spot-Analyse wurden die folgenden Verschattungsgrade $s_z = 100 \%$, 75% , $66,7 \%$, 50% , $33,3 \%$ und 25% festgelegt. Für jeden Verschattungsgrad wurden die Messungen zum einen in den nachstehenden spezifischen Arbeitspunkten: im globalen *MPP*, im lokalen *MPP*, im Bypassdiodenschaltpunkt und zum anderen in den nachstehenden fixen Arbeitspunkten: $R = 0 \text{ Ohm}$, $1,1 \text{ Ohm}$, $4,2 \text{ Ohm}$, $9,5 \text{ Ohm}$, 125 Ohm untersucht. Zum besseren Verständnis sind die genannten Arbeitspunkte in *P-U*-Kennlinien bei den unterschiedlichen Verschattungsgraden grafisch in Abbildung 2 dargestellt. Außerdem werden die entsprechenden *I-U*-Kennlinien gezeigt.

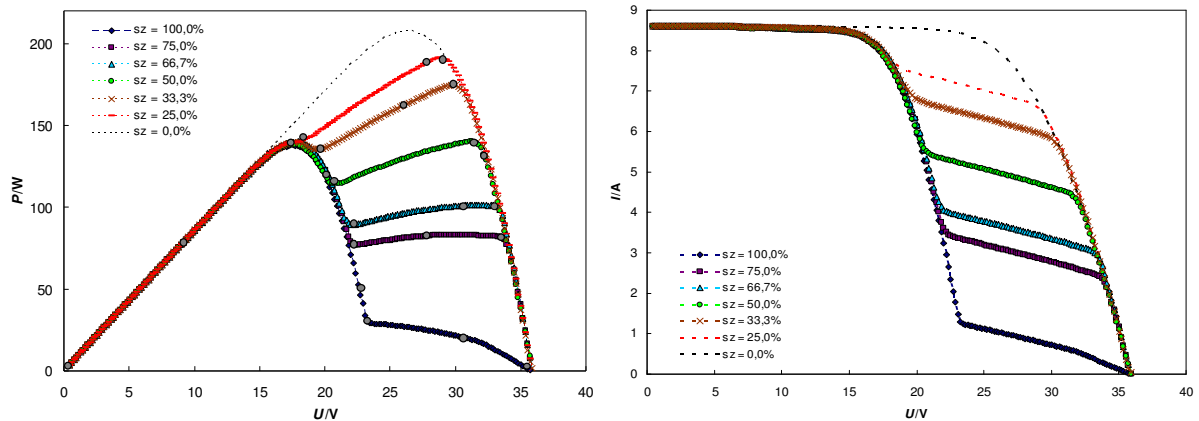


Abbildung 2: Leistungs-Spannungs-Kennlinien (links) mit den zur Hot-Spot-Analyse untersuchten Arbeitspunkten (grau) sowie die entsprechenden Strom-Spannungs-Kennlinien (rechts).

Die Messzeit pro Messung betrug ca. 15 Minuten, da dann das Modul in den thermisch-stabilen Bereich übergeht. Durch das Betreiben des Moduls in den genannten Arbeitspunkten und unter den in Abschnitt 2 genannten Testbedingungen, konnten folgende Hot-Spot-Temperaturen und elektrische Leistungen an der verschatteten Solarzelle gemessen werden.

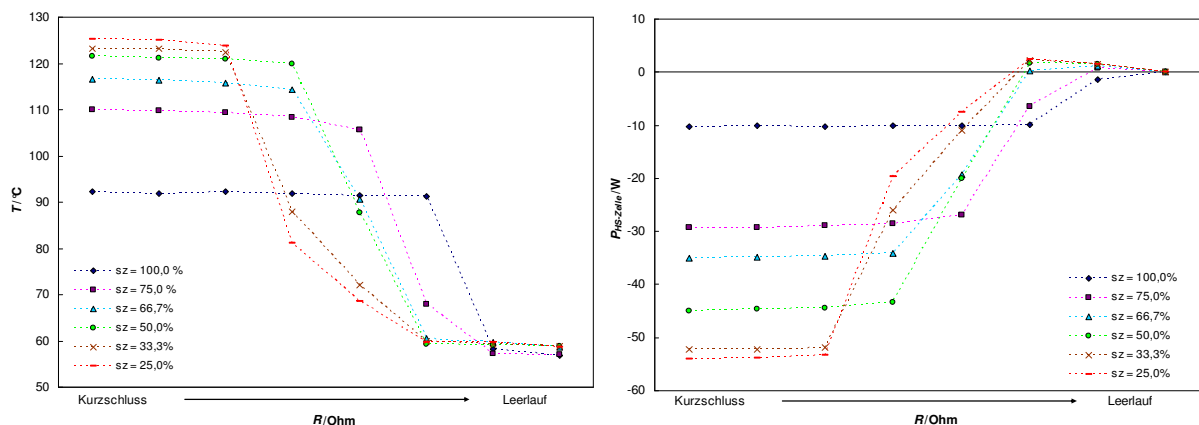


Abbildung 3: Darstellung der Hot-Spot Temperatur (links) und der elektrischen Leistung (rechts) an der verschatteten Solarzelle.

Abbildung 3 links zeigt, dass mit abnehmendem Verschattungsgrad die Hot-Spot-Temperatur zunimmt. In diesem Fall beträgt der Temperaturunterschied zwischen 100%-iger und 25%-iger Verschattung im Kurzschlussfall $\Delta T = 32,9 \text{ K}$ (+ 26,3%). Betrachtet man die Temperaturen bei konstantem Verschattungsgrad, ist erkennbar, dass bei hohen Verschattungsgraden die Temperatur über einem großen Widerstandsbereich höher ist, als bei kleineren Widerständen. Allgemein kann daher gesagt werden, dass der Bereich nahe dem Kurzschlussstrom kritischer hinsichtlich des Hot-Spot-Risikos ist, als das Betreiben im Bereich des Leerlaufs. Erklärt werden

kann das thermische Verhalten der verschatteten Solarzelle durch die in Abbildung 3 rechts dargestellten elektrischen Leistungen an der gleichen Zelle. Aus beiden Diagrammen wird der direkte Zusammenhang zwischen Temperatur und Leistung sichtbar. Auffallend ist jedoch die höhere Verlustleistungszunahme bei kleiner werdenden Verschattungsgraden als die Temperaturzunahme. Der Grund hierfür könnte möglicherweise eine nichthomogene Stromdichte über die Zellfläche durch die lokale Temperaturerhöhung sein.

Zur Ermittlung, wie sich die Leistung an der verschatteten Solarzelle ergibt, wurden exemplarisch bei den Verschattungsgraden $s_z = 100\%$ und 25% die im Modul herrschenden Spannungen und Ströme zeitabhängig mitgemessen und nachfolgend dargestellt.

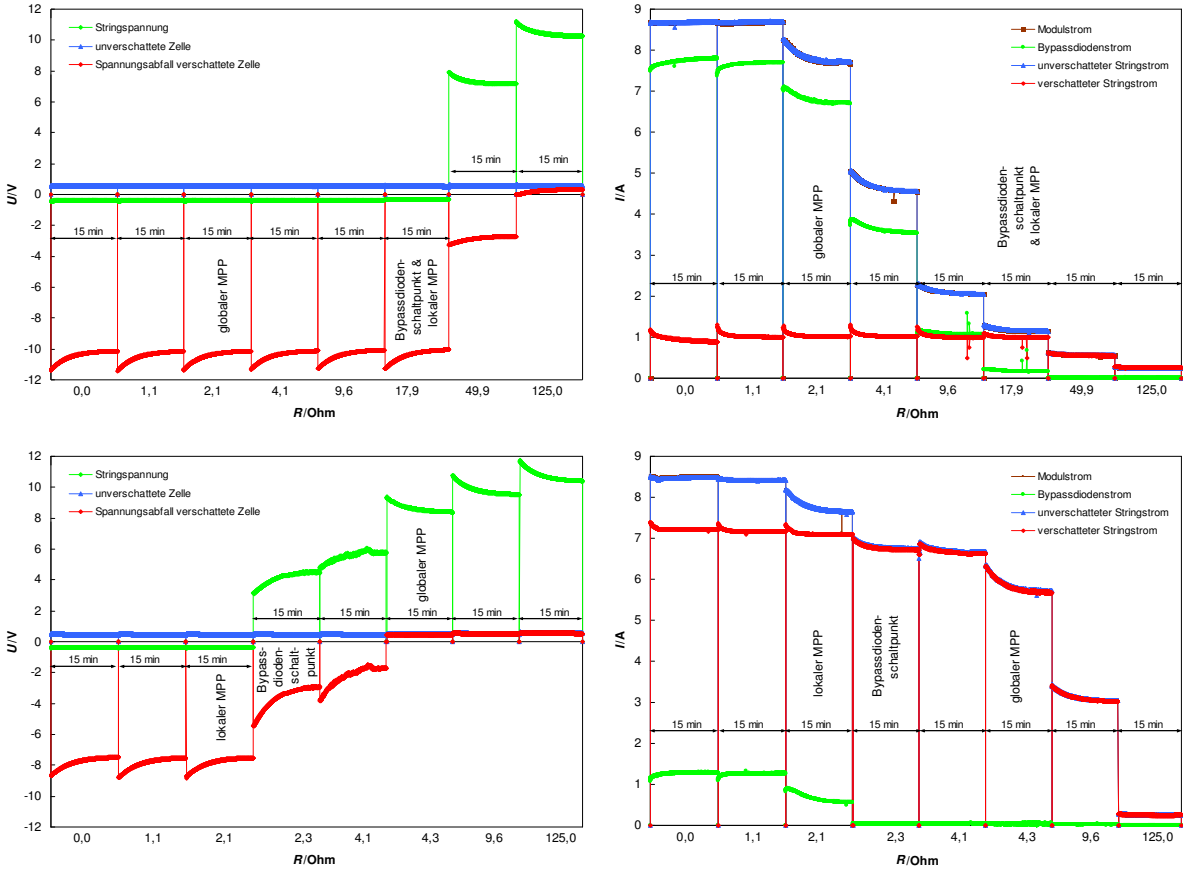


Abbildung 4: Gemessene PV-Modulstrom- (links) und –spannungsverläufe (rechts) vom thermisch-instabilen zum thermisch-stabilen Zustand für Zellvollverschattung (oben) und einer 25%-igen Zellverschattung (unten).

Abbildung 4 macht deutlich, dass die Bypassdiode auf Durchgang schaltet, sobald eine inhomogene Modulstringbestrahlung vorliegt. Die Diodenspannung wirkt in der Stringmasche mit umgekehrtem Vorzeichen. Der Spannungsabfall an der

verschatteten Solarzelle selbst hängt von der Spannung der unverschatteten Solarzellen im gleichen String sowie der Anzahl der unverschatteten Solarzellen im gleichen String, der Bypassdiodenspannung und dem Verschattungsgrad der zu untersuchenden Solarzelle ab. Entsprechend liegt im Vollverschattungsfall ein Spannungsabfall von $U_{ver,zelle} = -11,5 \text{ V}$ im nicht-stationären Bereich und im stationären Bereich $U_{ver,zelle} = -10,1 \text{ V}$ an der Zelle an. Die Spannungsminderung kann auf den negativen Temperaturkoeffizienten der unverschatteten Solarzellenspannung zurückgeführt werden.

In Richtung Leerlauf bewirkt die Stromabnahme eine Reduzierung des Hot-Spot-Risikos. Die Zunahme des Stroms durch die Bypassdiode bei kleinen Widerständen über die Zeit kann mit der geringeren Schwellspannung bei der Temperaturzunahme erklärt werden. Bei größeren Widerständen hingegen ist eine Stromabnahme des Arbeitsstroms während der Verschattung zu erkennen. Durch die Knotenpunktregel kann somit auch die zeitliche Veränderung des Stroms im verschatteten String beschrieben werden.

5. Zusammenfassung

Es zeigt sich, dass mit größer werdenden Verschattungsgraden die Hot-Spot-Temperatur abnimmt, wobei jedoch ein größerer kritischer Arbeitspunktbereich vorliegt. Beim Betreiben des Moduls bei kleinen Widerständen, d.h. im Kurzschluss und in dessen Nähe, konnte die höchste Hot-Spot-Temperatur bei allen untersuchten Verschattungsgraden nachgewiesen werden. Dies deckt sich mit der IEC Durchführungsanweisung. Der *IR*-Kameraeinsatz zur Hot-Spot-Risikobewertung und -Erkennung stellte sich als sehr geeignet heraus und sollte daher in den Standard aufgenommen werden.

Danksagung

Die Autoren möchten sich beim gesamten „Photovoltaik Institut Berlin“-Team für die Unterstützung bei der Erstellung dieses Aufsatzes und bei der Reiner Lemoine Stiftung für die finanzielle Unterstützung durch ein Stipendium bedanken.

Quellen

- [1] S. Wendlandt, A. Drobisch, T. Buseth, S. Krauter, P. Grunow, „Hot spot Risk analysis on silicon cell modules“, 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Valencia, Spain
- [2] J. Wohlgemuth, W. Herrmann, „Hot spot tests for crystalline silicon modules“ Photovoltaic Specialists Conference, 31st IEEE (2005), p. 1062