

Hotspottest und reale Teilverschattung von modernen High-Density HD-Modulen: eine Wahrscheinlichkeits- und Risikobetrachtung

Bengt Jäckel, Matthias Pander, Hamed Hanifi, Paul Schenk, Ulli Zeller, Jens Fröbel
und Matthias Ebert

Fraunhofer CSP, Fraunhofer-Center für Silizium-Photovoltaik, Otto-Eißfeldt-Str. 12,
06120 Halle (Saale)

*Kontakt: 0345 5589 5135, bengt.jaeckel@csp.fraunhofer.de

1. Einleitung

In den letzten Jahren haben sich die Modulwirkungsgrade deutlich erhöht und die Modulverschaltungen maßgeblich weiterentwickelt. Während der Erarbeitung des aktuellen Hotspotttests (MQT 09) der IEC 61215-Serie [1] wurden Erkenntnisse zugrunde gelegt, die auf die Zeit von vor 2016 datieren [2]-[7]. In der neusten Ausgabe von 2021 sind am Hot-spot Test für kristalline Module keine signifikanten Änderungen vorgenommen worden, vor allem in Bezug auf die Pass-Fail Kriterien.

Zum Zeitpunkt der 2016er Edition gab es zwar die ersten Halbzellen Modulkonzepte am Markt, die in der Regel allerdings konservativ mit 20 Zellen pro Bypass Diode ausgelegt waren. Zusätzlich haben sich die Zellwirkungsgrade noch einmal deutlich erhöht und neben Al-BSF und PERC auf p-Typ Silizium gibt es mehr und mehr Module mit n-Typ Silizium oder Heterojunktionkonzepten, welche eine weitere Erhöhung der Wirkungsgrade erlauben [8]. Diesen Veränderungen wurde in der aktuellen Version in Bezug auf den Hot-spottest nicht weiter Rechnung getragen. Andere Themen wie PID und die Stabilisierung (LID, LeTID, BO, FeO) von Modulen standen im Vordergrund. Im Folgenden wird auf die erhöhten Wirkungsgrade eingegangen und im Kontext einer Auftretenswahrscheinlichkeit eine erste Risikoabschätzung für Temperaturen über 150°C vorgenommen.

2. Einführung in Highpower Density HD-Module

Seit Beginn 2020 wurden von verschiedenen Herstellern Highpower Density HD-Module mit einer Flächenleistung von über 200W/m² [8][9] in den Markt eingeführt. Die Überschreitung der Grenze von 200W/m² ist eine Kombination aus erhöhten Zellwirkungsgraden, neuen Zellverschaltungskonzepten und maximaler Nutzung der zur Verfügung stehenden Fläche. Die maximale Modulleistung pro Flächeneinheit bzw. der maximale effektive Modulwirkungsgrad stehen im Fokus. Hierzu wird in der Regel in Kauf genommen, dass der CTM (cell-to-module)-Ratio sich reduziert. Der Hintergrund ist simpel: aktive Zellfläche hat einen höheren Flächenwirkungsgrad als reflektierte Strahlung aus Zellzwischenräumen. Folgende Konzepte zur Steigerung des Flächenwirkungsgrads werden verwendet:

1. Verwendung von Halbzellen- oder Drittelzellenkonzepten
2. Nutzung von deutlich größeren Waferformaten (→ M12)
3. Reduktion der Zell-zu-Zell und String-zu-String Zwischenräumen

4. Ausnutzung der reduzierten Bändchendurchmesser bei Multiwirekonzepten (> 5 Busbar) und somit der Möglichkeit klassische Zellstrings mit einer Zellüberlappung herzustellen
5. Nutzung von Schindelkonzepten mit Fünftel- oder Sechstelzellenverschaltung und einem Zell-zu-Zell Abstand von Null mit der Verwendung von Leitlebern

Bis auf Punkt #1 haben alle Ansätze gemeinsam die effektive Zellfläche im Modul zu erhöhen und somit den effektiven Modulflächenwirkungsgrad. Punkt #1 trägt durch die Reduktion der seriellen Widerstände ebenfalls positiv zur Leistungssteigerung, zumindest unter STC Bedingungen, bei.

3. Grundlage Hot-spot

Eine Teilabschattung einer Solarzelle führt in der Regel ab einem gewissen Punkt zu einem Betrieb der Zelle als Verbraucher, so dass diese sich erwärmt. Hierfür sind die Zellverschaltung (20, 22, 24 und mehr Zellen in Reihe), die Stromdichte und die temperaturabhängigen Sperreigenschaften der Solarzelle die zentralen Einflussfaktoren für eine mögliche massive Erhitzung einer Solarzelle und somit ggf. zur Ausbildung von Hotspots.

Generell muss zwischen lokaler und flächiger Erwärmung unterschieden werden. Ältere Zellgenerationen (in der Regel Al-BSF) wiesen häufig lokale Shunts [10] hervorgerufen durch Verunreinigungen (z. B. schlechtes Wafermaterial) oder Herstellungsprozesse auf [7]. Entsprechend wurden die Zellen bezüglich ihrer Sperreigenschaften sortiert und die Module mit einer unterschiedlichen Anzahl von Zellen pro Bypass Diode aufgebaut (12, 16, 20, später 24 Zellen/Bypass Diode).

Durch den Einsatz neuer Zellarchitekturen und durch z. B. Zellteilungsprozesse (siehe Beispiel für eine Al-BSF-Zelle in Abbildung 1) ändert sich auch das Verhalten der Zellen in Sperrrichtung [11]. Der Entwicklungsfokus im Modul liegt aber primär auf der Performance in Vorwärts/Hellkennlinienrichtung und die für den Abschattungsfall wichtigen Eigenschaften in Sperrrichtung werden häufig nicht gezielt untersucht. Hier muss zwischen z. B. durch Bruchkanten induzierte Shunts (siehe Abbildung 1) und flächigem Verhalten der Zelle unterscheiden werden.

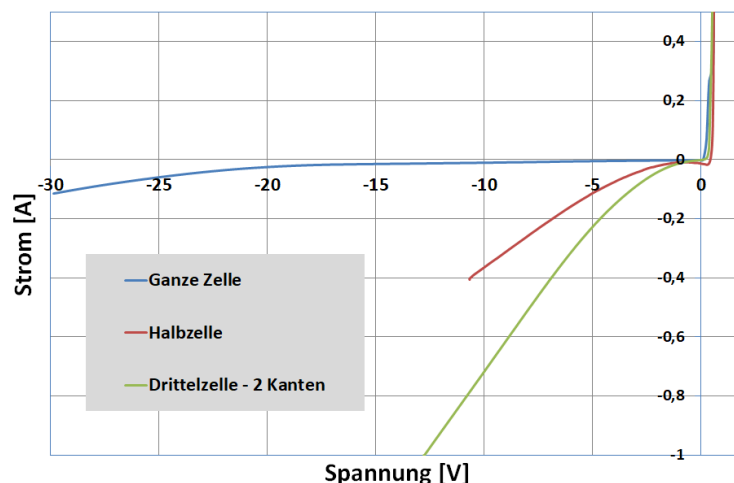


Abbildung 1: Verhalten von Al-BSF Solarzellen: Ganze-, Halbe- und Drittelsolarzelle.

Der Einfluss der Kante ist deutlich zu erkennen. Bei diesem Zellverhalten sollten sich heiße/ warme Stellen primär an der Schnittkante der Zelle zeigen. Der Vergleich zu Abbildung 2 zeigt, dass das nicht der dominierende Faktor aktueller Zellen ist!

Ob eine Abschattung zu einem Hot-spot führt, hängt vom Zelltyp und von der Größe der Abschattung und natürlich der Beleuchtungsstärke ab. Zur Überprüfung der Anfälligkeit eines Modultyps wurde der Hot-Spottest entwickelt wobei hier mit einer Referenzeinstrahlung von 1.000 W/m^2 gearbeitet wird.

4. Experimentelle Durchführung

Der Hot-Spottest wird per IEC 61215-2 MQT 09 [1] durchgeführt. Entsprechend werden unterschiedliche Zellen mit unterschiedlichem Shuntverhalten gesucht (wenn vorhanden). Hierzu werden Abschattungs-Flash-Experimente durchgeführt. Hinzu kommt eine detaillierte Charakterisierung der abgeschatteten Zellen mittels Flashes bei unterschiedlichen Abschattungsgraden von 0 bis 100% bei 1.000 W/m^2 .

Als Modultypen werden multi- und monokristalline Silizium Module mit ganzen und Halben Zellen in dieser Studie untersucht. Die Substring Länge variiert von 20 bis 24 Zellen pro Bypass Diode. In jedem Experiment wird über eine Anpassung der Abschattungsgröße die maximal auftretende Temperatur bestimmt. Für die Zeit der konstanten Abschattung werden die Temperaturen über Thermoelemente aufgezeichnet. Abbildung 2 zeigt einen typischen Satz Bilder eines Hotspot Experiments: Vollabschattung der ausgewählten Zellen, diese markiert im EL-Bild und zwei Thermographiebilder. Das linke Thermographiebild zeigt das PV Modul im Kurzschluss mit den voll abgeschatteten Zellen. Hier sind diese Bereiche mit Abschattung am Kältesten. Nach Reduktion der abgeschatteten Flächen sind die Zellbereiche ohne Abschattung am heißesten. Hier werden, abhängig von der freien Fläche Temperaturen von über 150°C erreicht.

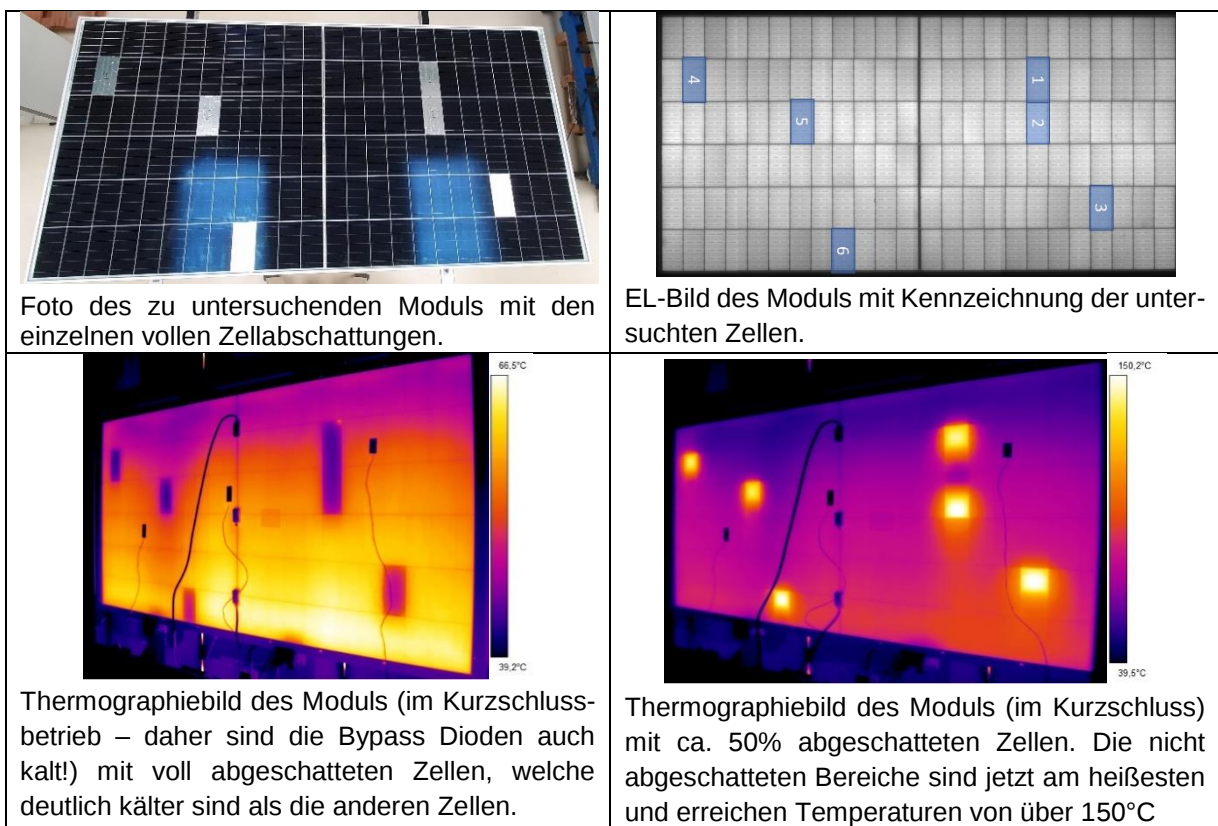


Abbildung 2: Bilder der einzelnen Schritte des Hotspot Experiments eines 144 Halbzellen Monokristallinen Moduls mit einer Leistung von $\sim 400\text{Wp}$. Hier sind zweimal 24 Zellen parallel an eine Bypass Diode angeschlossen.

5. Ergebnisse

Abbildung 2 zeigt einen typischen Datensatz eines heute handelsüblichen 144 Zellen Moduls (24 Zellen pro Bypass Diode) während des Hotspotttests. Die Zellen hierfür wurden mittels EL-Bild und Flashtest Ergebnissen ausgewählt. Generell lassen sich an den heute üblichen Modulen der Tier 1 Hersteller recht wenige (EL) Fehler identifizieren. Nur kleine Risse, meistens handelt es sich um x-Risse mit Start an den Busbars und um ein paar wenige dunkle Punktdefekte können identifiziert werden. Ansonsten verhalten sich alle Zellen sehr ähnlich und eine Unterscheidung über Flashtests bezüglich low/ high-shunt Zellen ist eigentlich nicht möglich.

a. Position der Abschattung auf der Solarzelle

Das gezeigte Verhalten der Zellen unter Vollabschattung und Teilabschattung ist wiederholbar und unabhängig davon, ob eine Zelle pro Modul, eine Zelle pro Bypass Diode oder eine Zelle pro Sub-string verschattet ist, wie es exemplarisch in Abbildung 2 für die Untersuchung von 6 Zellen gleichzeitig dargestellt ist. Aufgrund der Fertigungshomogenität der Zellen spielt es nur eine untergeordnete Rolle, wo genau die Zelle zu ca. 50 % abgeschattet wird. Dies ist beispielhaft in Abbildung 3 dargestellt. Die Positionen der Abschattungen sind sehr gut im EL-Bild zu erkennen und es stellen sich auch recht ähnliche Zelltemperaturen ein. Nach einer kurzen Wartezeit (siehe auch Abbildung 2) waren Temperaturen $>150^{\circ}\text{C}$ für diesen Modultyp mit monokristallinen PERC Zellen zu beobachten. Zum Vergleich: die typische Laminationstemperatur von PV Modulen liegt in diesem Bereich ($150\text{-}170^{\circ}\text{C}$).

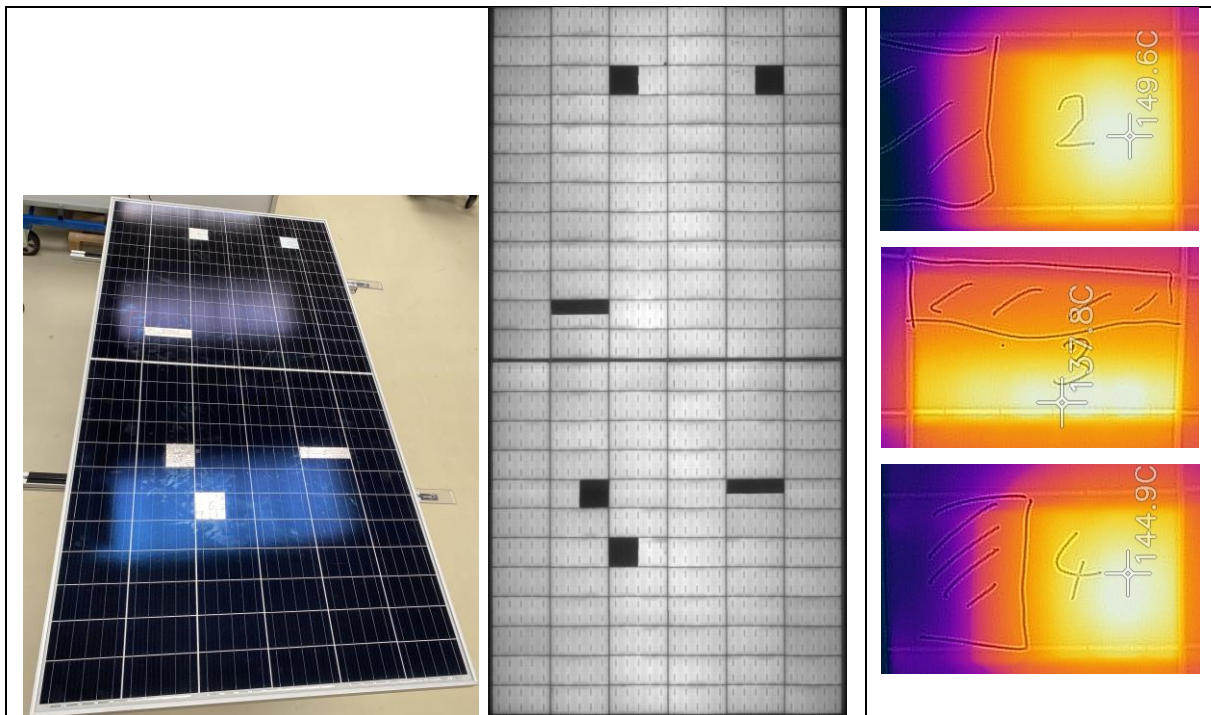


Abbildung 3: Untersuchung zur Abhängigkeit der Position der Abschattung in Bezug auf die Zellposition eines 144 Halbzellen Monokristallinen Moduls: links: Foto; Mitte: EL-Bild, rechts: exemplarisches IR-Bild mit Temperaturen von $135\text{-}150^{\circ}\text{C}$ nach ein paar Minuten unter Beleuchtung/ Abschattung.

b. Maximale Temperatur / Fläche

Während bei älteren Solarzellengenerationen (Al-BSF) oft Punktdefekte zu Hotspots geführt haben (z. B. durch schlechte Kantenisolierung oder Materialdefekte) zeigen die heute üblichen PERC-Zellen in der Regel ein flächiges Erwärmen (siehe Abbildung 2 und Abbildung 3). Die Frage die sich stellt ist, welche abgeschattete Fläche nun zu einer maximalen Erwärmung der betroffenen Zelle führt. Hierzu wurden verschiedene Abschattungsexperimente durchgeführt und die Wiederholbarkeit mittels eines zyklischen Tests bestätigt. Dies wurde durch das Schalten von Uoc zu Isc Betriebsmodus des PV Moduls erreicht. Im Uoc-Modus fließt kein Strom und somit findet auch keine Erwärmung statt, eher im Gegenteil, durch die Abschattung werden die abgeschatteten Bereiche sogar kälter als die anderen Zellen (siehe Abbildung 4). Im Isc-Modus fließt ein Strom, der durch die Abschattungsgröße definiert ist und bei maximaler Erwärmung der Zelle mit Abschattung eine Art Hot-spot Pmpp-Strom darstellt. Ein typischer Verlauf dieser zyklischen Belastung ist in Abbildung 4 dargestellt. Das Schalten zwischen den Zuständen erfolgte im Stundentakt. Die kleineren Spikes in den Kurven erklären sich durch das Einsetzen der aktiven Luftkühlung im Dauerlichtsimulator.

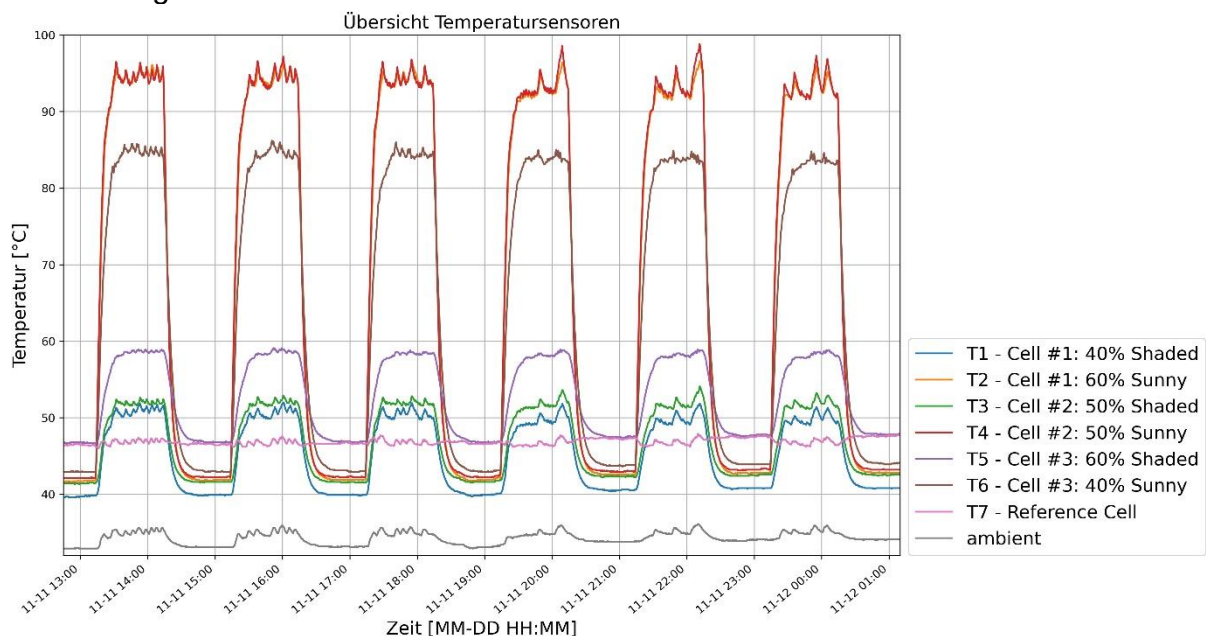


Abbildung 4: Ausschnitt der zyklischen Hot-spot Belastungsprüfung eines multikristallinen 72 Vollzellen Moduls. Anmerkung: T2 und T4 liegen ziemlich aufeinander bei ca. 95°C maximal Temperatur.

Die Abschattungen und die Positionierung sind in Abbildung 5 dargestellt. Auch das multikristalline Material hat sich hier flächig erwärmt. Daher kann davon ausgegangen werden, dass sich es sich um den gleichen Hotspot Effekt zur Erwärmung handelt. Anzumerken ist für das Modul mit dem multikristallinen Siliziummaterial, dass die Absoluttemperaturen deutlich geringer waren, was vermutlich am geringeren Wirkungsgrad des verwendeten Modultyps lag.



Abbildung 5: links: Bereiche der Abschattung (schraffiert) und die Zuordnung der Positionierung der Sensoren von Abbildung 4. Rechts: Thermographiaufnahme des Bereichs mit 50% Abschattung. Die flächige Erwärmung ist sehr gut zu erkennen.

Anhand der Experimente hat sich eine Fläche von 50% +/-10% als „worst-case“ herausgestellt. Maximale Temperaturen haben sich im Verlauf weniger Minuten eingestellt, wie es in Abbildung 4 gezeigt ist. Die Temperaturen aus den Versuchen mit multikristallinem Material und der verwendeten Modulleistungsklasse (ca. 320 W bei 72 Vollzellen) sind im Rahmen der verwendeten Materialien absolut akzeptabel und werden sehr wahrscheinlich keine Probleme während des Gebrauchs verursachen.

Kritisch sind allerdings die extrem hohen Temperaturen von über 150°C bei ca. 50% Abschattung der meisten heute üblichen Halbzellen PV Modulen mit Leistungen über 400 W bei 72 Vollzellen oder 144 Halbzellen. Diese beobachteten Temperaturen liegen teils oberhalb der Laminationstemperatur und deutlich über den bekannten Materialkennwerten (TI/RTE/RTI von typisch 90-110°C). Diese Werte geben an, bis zu welchen Grenztemperaturen ein Material häufig bzw. dauerhaft (>20.000 Stunden) verwendet werden kann/darf.

Für die Untersuchungszeiträume auf Grundlage von MQT 09 (1-5h Abschattung) konnten keine Fehler an den Rückseitenfolien festgestellt werden. Allerdings sind die Polymermaterialien nicht auf den Dauerbetrieb in diesem Temperaturbereich ausgelegt und der Zeitraum von 1h bis 5h entspricht bereits einem Zeitraum von einem bis zwei Sommertagen, an denen ein typisches Blatt wie z. B. Birke, Buche, Eiche oder Haselnussbaum auf dem Modul liegt (siehe hierzu 6. Risikoabschätzung).

c. Langzeitverhalten

Um das Langzeitverhalten zu untersuchen wurde der zyklische Test (1h Hotspot Bedingung, 1h Erholung) aus Abbildung 4 mit verschiedenen Modultypen und Wirkungsgraden durchgeführt. In Abhängigkeit der beobachteten maximalen Temperaturen wurden nach mehreren Zyklen erste Braunfärbungen der Rückseitenfolien beobachtet. Ein Beispiel ist in Abbildung 6 nach einer Belastung von ca. 60 Zyklen zu erkennen. Der nicht abgeschattete Bereich hat sich leicht braun verfärbt. Außer dass sich die Rückseiten leicht verfärbt haben und diese teilweise etwas „glänzender“ geworden sind, konnten erstaunlicherweise keine Defekte wie offensichtliche Risse oder Versprödung entdeckt werden.

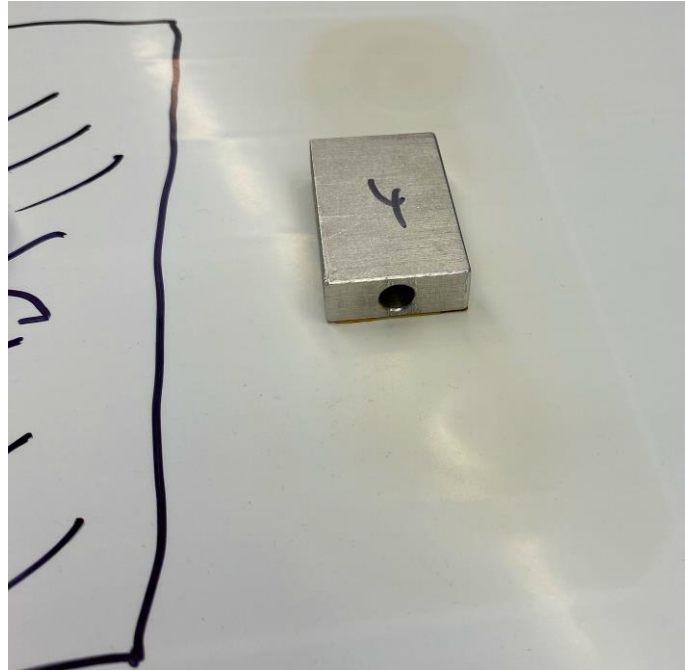


Abbildung 6: Braunfärbung der Rückseitenfolie nach ca. 60 Zyklen Hotspot Belastung im nicht abgeschatteten Bereich (50%-Abschattung). Es wurden Temperaturen von über 150°C in jedem Zyklus gemessen. Hierbei handelte es sich um ein monokristallines 72 Vollzellen Modul mit einer Leistung von ca. 345 W.

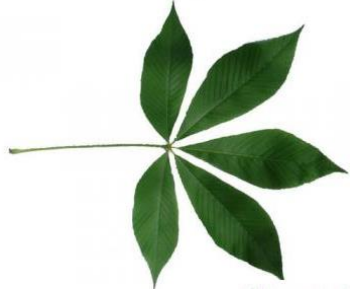
6. Risikoabschätzung

Ein Test im Labor ist wichtig, aber was bedeutet das für die Praxis? Wie kann es beim Betrieb der Anlage zu Abschattungen kommen? Hierfür gibt es verschiedene Möglichkeiten. Neben den baulich bedingten Reihen- oder Gegenstandsschatten (immer vorhanden, jeden Tag des Jahres und ggf. etwas unterschiedlich durch den Jahresgang ausgeprägt) müssen Abschattungen durch Verschmutzung und z. B. Laub berücksichtigt werden.

Bei baulich bedingten Abschattungen ist das Risiko klar einkalkuliert. Bypass-dioden werde deutlich stärker belastet und können schneller Defekt gehen. Allerdings treten z. B. Reihenabschattungen in PV Parks nicht nur an einer Zelle, sondern an mehreren Zellen gleichzeitig auf, wodurch das Risiko zur Ausbildung von Hotspots reduziert wird (typischerweise zwei statt eine „Verbraucherzelle“ pro String!). Ähnlich sieht es mit Verschmutzung aus. Diese, in Mitteleuropa meistens als Schmutzkante am unteren Ende des Moduls bekannt, ist eine recht homogene und mehrere Zellen betreffende Abschattung. Daher ist diese auch nicht so dramatisch für die Entstehung von Hotspots. In beiden Fällen kann es aber zu einem signifikanten Leistungsverlust des Moduls/Strings kommen.

Unplanbar sind die Verschattungen durch z. B. Laub im Herbst. Diese können je nach Wetterlage (Feuchtigkeit und Wind) und Montagewinkel auf dem Modul liegen bleiben und so zu einer permanenten partiellen Zellabschattung führen. Eine Auswahl heimischer Blätter mit einer kurzen Beschreibung, typischen Größen und entsprechenden Flächen ist in Tabelle 1 zur Übersicht gegeben.

Tabelle 1: Übersicht über typisch in Deutschland vorkommende Blätter [Bilder von <https://www.baumportal.de>]

Baumart	Beschreibung der Blätter	Fläche der Blätter	
Birke	Birkenblätter werden etwa 7 cm lang, im Sommer sind sie grün und glatt, im Herbst goldgelb.	Ca. 15-20cm ²	
Buche	Sie werden zwischen fünf und zehn Zentimeter lang und etwa vier bis sieben Zentimeter breit	Ca. 30-40cm ²	
Eiche	Das sommergrüne Blatt wird bis zu 20 cm lang und bis zu 10 cm breit	Ca. 90-150cm ²	
Ahorn	Die Blätter sind meist dreilappig und dunkelgrün und derb. Oft sind sie auch tütenförmig und sind bis zu 20 cm lang sowie 18 cm breit.	Ca. 100-150cm ²	
Robinie	Die wechselständigen und unpaarig gefiederten Laubblätter besitzen eine Länge von 15 bis 30 cm.	Ca. 100cm ²	
Kastanie	Das Blatt der Kastanie ist gefingert, häufig mit sieben (5-7) Einzelblättern. Das Blatt wird bis zu 20 cm lang.	Pro Teilblatt ca. 30-50cm ²	
Haselnuss	Die Blattspreite ist runzelig, sieben bis dreizehn Zentimeter lang und sechs bis zehn Zentimeter breit. Die Form ist rundlich bis verkehrt eiförmig.	Ca. 40-60cm ²	

Die Frage zum Risiko einer kritischen Abschattung stellt nun die Kombination aus Blattgröße und Größe der Solarzelle dar, unter der Annahme entsprechender hocheffizienter Zellen und genügend Sonneneinstrahlung. Die Ergebnisse der Labor-experimente haben durchweg gezeigt, dass eine Abschattung von 40-60 % einer einzelnen Zelle zu den höchsten Temperaturen führt. Kleinere Teilabschattungen benachbarter Zellen (Größenordnung 10 %) spielen eine untergeordnete Rolle für die Erreichung maximaler Temperaturen und werden erstmal vernachlässigt. In Tabelle 2 sind die wichtigsten Zellformate, -teilungen und als Referenz mit einer Abschattung von 50 cm² aufgelistet.

Tabelle 2: Übersicht über Zellformate, Zellteilung und Abschattungspotential. Grüne Färbung: eher unkritisch, gelb und rot eher kritisch für die Ausbildung eines Hotspots

	Beschreibung der Zelle	Zelle [mm]	Zellfläche [cm ²]	% Fläche eines Hasel-nussblattes [50cm ²]
1	Ganze Zelle	M1: 156x156 M6: 166x166 M8: 185x185 M12:210x210	M1: 243 M6: 275 M8: 342 M12:441	M1: 21 M6: 18 M8: 15 M12: 11
2	Halbe Zelle	M1: 156x78 M6: 166x83 M8: 185x92,5 M12:210x105	M1: 121 M6: 137 M8:171 M12: 220	M1: 41 M6: 36 M8: 29 M12: 23
3	Drittelzelle	M1: 156x52 M6: 166x55 M8: 185x62 M12:210x70	M1: 81 M6:92 M8:114 M12:147	M1: 62 M6: 54 M8: 44 M12:34
4	Sechstelzelle	M1: 156x26 M6: 166x28 M8: 185x31 M12:210x35	M1:41 M6:46 M8:57 M12:73	M1: >1 Zelle M6: >1 Zelle M8: 88 M12:68

Wie aus Tabelle 2 hervorgeht sind ganze Zellen weniger anfällig gegen die Verschattung durch heimische Blätter im Vergleich zu den heute üblichen Halbzellenprodukten. Aus dieser recht einfachen geometrischen Betrachtung ergibt sich für eine ca. 50 cm² große Abschattung das größte Risiko bei Drittelzellen, fast unabhängig von der Wafergröße.

Heute übliche Halbzellen PV Module zeigen ein gewisses Risiko, dass sich hohe Temperaturen bei lokaler Abschattung ergeben können. Wie kritisch eine Abschattung letztendlich ist, ist neben der Abschattung auch eine Funktion der elektrischen Leistung, die in der abgeschatteten Zelle verbraucht werden kann. Hier sind 20 Zellen entsprechend weniger kritisch als 24 Zellen. Außerdem spielen der genaue Zelltyp (hier das Sperrrichtungsverhalten) und der Wirkungsgrad der Zellen eine entscheidende Rolle. Je höher der Wirkungsgrad, desto mehr Leistung kann dissipiert werden und desto heißer kann die Zelle werden.

Wie die Tests im Labor gezeigt haben, scheinen die aktuellen PV Module bzw. die Folienkomponenten die sehr hohen Temperaturen für eine kurze Zeit (mehrere Stunden) ganz gut auszuhalten. Für den realen Anwendungsfall muss die Auftretenswahrscheinlichkeit berücksichtigt werden, dass die gleiche Stelle mehrmals betroffen ist. Dies ist für größere Freiflächenanlagen vermutlich ein sehr geringes Risiko. Allergings sollte beim Einsatz und dem Bau der PV Anlage auf Flächen mit regelmäßiger kleinteiliger Abschattung (neben Laub, können das Pfosten oder Dach-

simse sein) geprüft werden, ob hier ein Vollzellen PV Modul nicht zuverlässiger funktioniert.

7. Zusammenfassung und Ausblick

Ziel der präsentierten Untersuchungen war es, mögliche Zell- und Moduldesign bedingte Veränderungen auf die Hotspot-Empfindlichkeit zu evaluieren. Primärer Fokus liegt auf der Anzahl der Zellen pro Bypass Diode, parallel verschalteten Strings, der Größe der Zelle an sich und der Leistung der Solarzelle (Wirkungsgrad, aber auch Zellarchitektur). Im Rahmen der Experimente wurden bei heute üblichen Zellwirkungsgraden ($>20\%$, $P_{\text{Zelle}} > 5.5$ Watt) Temperaturen im Abschattungsfall von deutlich über 150°C gemessen. Die höchsten Temperaturen stellten sich bei einem Abschattungsgrad von ca. 50% der Zellfläche ein und waren in der Regel unabhängig von der genauen Position auf der Zelle (siehe Abbildung 3).

Die beobachteten sehr hohen Temperaturen werfen natürlich die Frage zur Zuverlässigkeit auf. Hierzu wurde der Hotspottest zyklisch wiederholt. Im Rahmen der bisher durchgeführten Experimente kam es nur zu geringen optischen Veränderungen der Rückseitenfolien. Leistungsverluste durch z. B. abgelöste Zellverbinder konnten im Rahmen der Arbeiten noch nicht festgestellt werden, könnten aber aufgrund der hohen beobachteten Temperaturen sehr gut möglich sein. Auch muss das Thermo-mechanische Stressverhalten zwischen den Zellen berücksichtigt werden. Dieser kann auf die Dauer zu z. B. Bändchenbruch führen und so zu einem vorzeitigen Ausfall des PV Moduls.

Die Langzeitzuverlässigkeit der Module wird weiter untersucht. Neben der möglichen Schädigung des Verkapselungssystems durch längere Extrembeanspruchung durch hohe Temperaturen ($>>120^{\circ}\text{C}$) ist noch geplant den eingebrachten thermomechanischen Stress auf z. B. die Bändchen zu untersuchen. Neben Temperaturwechseltests sind auch FEM- und elektrische Simulation geplant, um die lokalen Stressbedingungen besser zu verstehen und im Idealfall vorherzusagen, wieviel Leistung auf einer Zelle in Wärme umgesetzt werden kann.

Langfristig stellt sich die explizite Frage, ob der Hotspottest MQT 09 der IEC 61215-2 ausreichend ist, um heutige und zukünftige HD-PV-Module korrekt bezüglich ihrer Hotspot Empfindlichkeit zu prüfen. Hier gilt es insbesondere das Kriterium zu überprüfen, ob nach einer Stunde, im Zweifelsfall auch nach fünf Stunden, keine sichtbaren Schädigungen zu beobachten sind. Eventuell ist die Durchführung eines zyklischen Langzeittests, wie hierin skizziert, zielführender, in dem der abgeschattete Bereich z. B. 100 Stundenzyklen abwechselnd beleuchtet und nicht beleuchtet wird um einen typischen Tag-/Nachtfall nachzustellen.

Außerdem muss das Thema Bifazialität explizit adressiert werden. Grundsätzlich ändert sich an einer Verschattung nichts, allerdings kann die Einstrahlung von der Rückseite einen positiven, aber auch ggf. negativen Einfluss auf die Hotspotempfindlichkeit des Modultyps haben. Komplizierend kommt bei Bifazialen Modulen der Fakt hinzu, dass neben dem Moduldesign, auch das Montagesystem und der Albedo berücksichtigt werden muss. Letztere gibt das potentielle Sonnenlicht von der Rückseite wieder und kann ggf. fix und als worst-case (z. B. 200 W/m^2) definiert werden. Die Beantwortung der Frage nach dem worst-case der Unterkonstruktion ist schwieriger und komplizierter zu definieren (Vollabschattung vs. Teilschatten). Abhängig der Ergebnisse kann es sinnvoll sein, für Bifaziale Module eine zusätzliche Rückseitenbeleuchtung zu verwenden [12].

Referenzen

- [1] IEC 61215-Series: Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval
- [2] S. Wendlandt et al, “Hot Spot Risk Analysis on Silicon Cell Modules”, 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition - Valencia, 2010
- [3] S. Wendlandt et al, “The Temperature as the Real Hot Spot Risk Factor at PV-modules”, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference - Frankfurt, 2012
- [4] J. Wohlgemuth, “Hot Spot Tests for Crystalline Silicon Modules”, 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005
- [5] M. Garcia, et al, “Observed degradation in photovoltaic plants affected by hot-spots”, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2013, 22, 1292-1301
- [6] St. Janke et al, “Comparison of Hot Spot Endurance Tests: Temperature Behavior of Bare vs. Encapsulated Crystalline Silicon Cells”, 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference - Amsterdam, 2014
- [7] M. Sieg, “Schwarze Schafe III: Schmelzende Rückseitenfolien, kaputte Zellen und Hotspots”, Photovoltaik, 2015
- [8] International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), 11th Edition, 2020
- [9] B. Jäckel, “Filling in the gaps: The evolution of high-density module design- Technical possibilities and Challenges” Webinar PV Magazine 2020
- [10] St. Wendlandt et al, “Advanced PV Module Hot Spot Characterisation”, PVsec 2017, Amsterdam
- [11] D. Lausch, “Identification of pre-breakdown mechanism of silicon solar cells at low reverse voltages”, Applied Physics Letters, 2010, 97, 073506
- [12] B. Jaekel et al, “Type Approval and Safety Considerations for Bifacial PV Modules: Requirements for IEC 61215 and IEC 61730” PVsec 2018, Brüssel