



## 1 Inhalt und Motivation

Das Poster fasst die Auswertungen PV-thermografischer Analysen aus den letzten 4 Jahren zusammen. Diese Prüfungen fanden im Rahmen von Abnahme- und Gewährleistungsgutachten an kristallinen PV-Generatoren ohne bekannte Beschädigungen statt. In den dargestellten 100 MW Generatorleistung zeigten sich

Leistungsverluste von knapp 1,5 MW und über 1500 als mangelhaft bewertete Module. Im Folgenden werden Ursachen, Fehlerverteilungen und Auswirkungen aufgeschlüsselt. Die Daten sollen bei der Beurteilung typischer Generatorqualitäten helfen und mittelfristig auch zu deren Verbesserung beitragen.

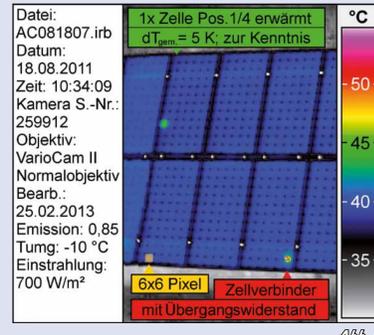
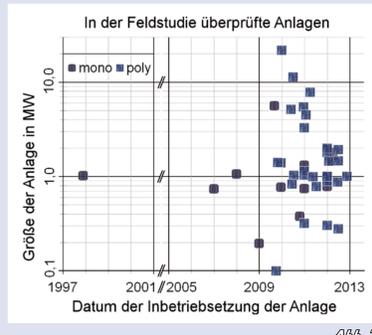


Abb. 1: Panoramabild der ältesten MW-Aufdachanlage Solardach München-Riem auf der Messe München.

Abb. 2: Verteilung der 41 Anlagen mit insgesamt 100 MW und knapp 0,5 Mio. Modulen von 26 Herstellern, aufgetragen nach Anlageninbetriebsetzung und -größe.

Abb. 3: Ausschnitt aus einem der rd. 100.000 Thermogramme aus der Feldstudie mit der durchschnittlich verwendeten geometrischen Auflösung von 6 x 6 idealen Pixeln/Solarzelle (mind. 4 x 4 i. Pix./S. z. eingehalten). Die Auflösung ermöglichte eine Beurteilung aller in den Anlagen vorhandenen 30 Mio. Solarzellen sowie von 85 Mio. Zellverbindern.

## 2 Aufteilung der Ursachen für Leistungsverluste und defekte Module

Verantwortlich für den größten Teil der Leistungsverluste waren Installationsfehler und Wechselrichtererausfälle.

Anzahlen und Ursachen mangelhafter Module genauer aufgeschlüsselt. Abb. 5 zeigt dagegen die insgesamt aufsummierten Leistungsverluste inklusive derer, die durch die mangelhaften Module verursacht wurden.

Für den ersten Fall waren nicht oder falsch angeschlossene Module und Stränge typisch. In einem Fall waren ausgefallene falsch dimensionierte Strangsicherungen die Fehlerursache. Diese waren in Kombination mit einer unzureichenden Betriebsführung allein für einen Ausfall von 0,4 MW über mehrere Monate hinweg verantwortlich. Normale Sicherungs- und Kontaktfehler, sowie andere Fehler im Rahmen der Betriebsführung mit je 0,15 MW waren ebenfalls häufige Gründe für Leistungsdefizite.

Die Abb. 4 zeigt die Detailausschnitte (Abb. 5 und 6) im Verhältnis zu einer hypothetischen 100 MW Anlage, aufsummiert aus allen für die Feldstudie vermessenen 100 MW.

Einzelne defekte Module trugen mit gut 0,1 MW dagegen einen vergleichsweise kleinen Teil zu den Gesamtverlusten von 1,5 MW bei.

Eine weitere Relevanz von Modulfehlern muss allerdings, s. 3. Kapitel, berücksichtigt werden. Aus diesem Grund werden in Abb. 6 auch die



Abb. 4: Alle vermessenen 100 MW dargestellt als hypothetische MW-Anlage mit 1 MW pro Feld.

Abb. 5: Grafik zu Leistungsverlusten. Symbolische Darstellung eines 2 x 1 MW Generatorfelds. Ein farbiges Rechteck steht für ein 220 W Modul bzw. dessen verlorene Leistung, wie sie die Auswertung der 100 MW Thermografie-Gutachten rechnerisch für die jeweilige Fehlerkategorie ergibt.

Aufgenommen wurden neben den dominierenden Ausfällen aus Installationsfehlern, WR-Defekten und unzureichender Betriebsführung auch die aufsummierten Verluste aus defekten Modulen. Die Werte sind dabei als Leistungen unter STC angegeben. Für die Modulfehler wurden diese auf Basis von Erfahrungen, Zusatzmessungen oder Hochrechnungen abgeschätzt.

Die Angaben sind dabei immer als absolute Mindestverluste zu verstehen, die im Rahmen von zum Teil noch relativ großen Unsicherheiten beispielsweise bei PID zu erwarten sind. Auch wurden keine zusätzlichen Folgeverluste wie etwa durch Mismatch mitberechnet.

Verluste in kW	Fehler - Kategorie: Verluste durch Installation und Betrieb	Verluste in %	Verluste in kW	Fehler - Kategorie: Verluste durch Modulfehler	Verluste in %
456	Installationsfehler	0,46%	76	Substring (Leerlauf)	0,08%
562	WR-Ausfälle	0,56%	13	Substrings (Kurzschluss)	0,01%
155	Sicherungs- / Kontaktfehler	0,15%	11	Zellen erwärmt	0,01%
151	sonst. Betriebsführung	0,15%	12	Brüche (Zell-, Brosel-, Glas)	0,01%
26	Verschattung	0,03%	7	PID	0,01%

Abb. 5

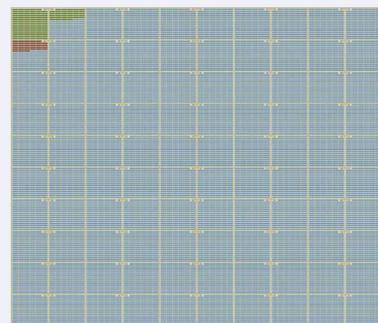


Abb. 6: Grafik zu mangelhaften Modulen. Hier wurden auch Module berücksichtigt, die im Moment der thermografischen Aufnahme noch keine Ertragsdefizite zeigten. In diesen Fällen, wie z. B. bei erwärmten Zellverbindern und Anschlussdosen (AD) führt die zweifelsfreie Aussicht auf einen sich anbahnenden Ausfall zur Bewertung als Mangel und zur Reklamation.

Da in der PV-Thermografie auch hier noch große Unsicherheiten bei den zu berücksichtigenden Grenztemperaturen bestehen, wurden viele Auffälligkeiten aber nur als Empfehlung bewertet und hier nicht weiter aufgeführt. Dies geschah auch wenn ein langfristiger Ausfall zumindest als wahrscheinlich erachtet wurde.

Verluste / Mängel	Beschreibung Bereich einer fiktiven 100 MW Anlage	Anteil in %
-	1 MW-Feld ohne Fehler	98,3
1,4 MW	Felder mit Störungen	1,4
1500 Module	Bereich mangelhafter Module	0,3

Abb. 4

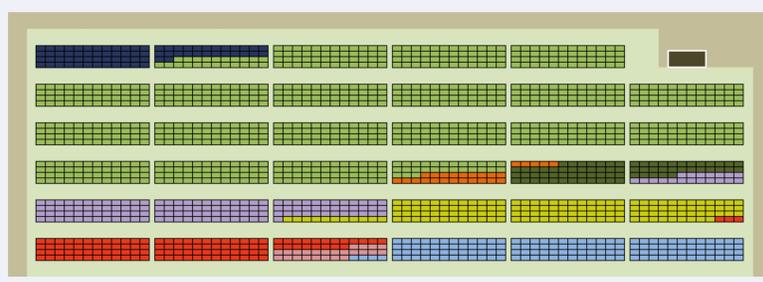


Abb. 6

Anzahl Module	Fehler - Kategorie: mangelhafte Module	Anteil in %	Anzahl Module	Fehler - Kategorie: mangelhafte Module	Anteil in %
74	erwärmte Anschlussdose (AD)	0,016%	152	Substrings (Kurzschluss)	0,033%
913	Substrings (Leerlauf / AD Fehler)	0,201%	152	Zellen (erwärmt / erhitzt)	0,033%
26	Lötunkte, Quer- u. Zellverbinder	0,006%	119	Zellbruch, Broselbruch	0,026%
72	Substrings (Leerlauf / Löt-Fehler)	0,016%	24	Glasbruch	0,005%

## 3 Detailbeschreibung von Modulfehlern und deren Folgeentwicklungen

Trotz bestehender Maßnahmen zur Qualitätssicherung bei den Modulherstellern kommt es nach wie vor zur Auslieferung fehlerhafter Module, wenn auch mit rückläufiger Tendenz. Eine Ursache ist, dass mangelhafte Kontakte meist erst im Betrieb einen zunehmenden Übergangswiderstand ausbilden und daher im Rahmen einer Prüfung beim Hersteller schwer erkennbar sind.

mit einer schwer auffindbaren Trennung in einer der Modulanschlussdosen stehen kann. Im anderen Fall kann das Modul einen Glasbruch und einen zeitweise offenen Lichtbogen entwickeln.

Übergangswiderstände im Modul sind die dominierenden Kategorien (in der Legende Abb. 6 die ersten 4), wenn es um thermografisch auffindbare Modulfehler geht. Deren Relevanz ist nicht abschließend mit den angegebenen akuten Leistungsverlusten beschreibbar. Alle 4 genannten Kategorien neigen zu Fehlerfortentwicklungen, an deren Ende ein ausgefallener Modulstrang

Bei Zellfehlern zeigt die Erfahrung, dass meist nur Zellbrüche zu nennenswerten Verlusten führen. Die rechnerische Beurteilung der Leistungsverluste von Zellbrüchen und deren komplexes Verhalten durch Wackelkontakte und Interaktionen mit dem MPP-Tracker ist nach wie vor mit hohen Unsicherheiten behaftet. Prinzipiell neigen auch erhitzte Zellbrüche zu Fortentwicklungen, wenn auch deren Geschwindigkeit und Relevanz erfahrungsgemäß meist weniger drastisch ist, als bei den zuvor beschriebenen Kategorien.

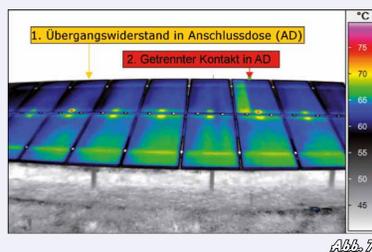


Abb. 7

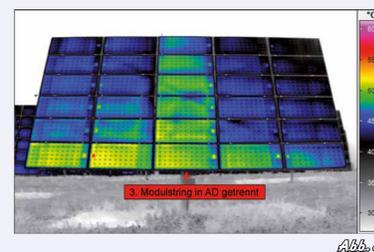


Abb. 8

Abb. 7 und 8: Thermogramme mehrerer Fehlerentwicklungsstufen von Übergangswiderständen im Modul. Eine erwärmte Anschlussdose deutet meist auf einen Übergangswiderstand in deren Inneren hin. Ihre Beurteilung ist aufgrund der indirekten Messung und der vergleichsweise niedrigen Glasoberflächentemperaturen schwierig. Trotzdem lohnt eine genaue Prüfung, da über den Zwischenschritt eines offenen Substrings am Ende ein offener Modulstrang stehen kann, in dem die Position der Trennung dann, ohne vorher erstelltes Thermogramm, schwer auffindbar ist.

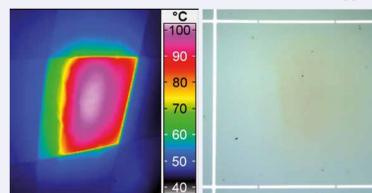


Abb. 9

Abb. 9: Thermogramm und visuelle Bilder der Rückseite einer Zelle mit Zellbruch. Dargestellt ist die zeitliche Entwicklung einer gebrochenen heißen Zelle bis zum Aufplatzen der Rückseitenfolie und damit einem Isolationsfehler. Im vorliegenden Fall war die vergleichsweise schnelle Entwicklung innerhalb eines Jahres vermutlich nur aufgrund einer schlecht performenden Rückseitenfolie möglich. Über mehrere Jahre ist eine ähnliche Entwicklung aber auch bei normal performenden Rückseitenfolien denkbar.

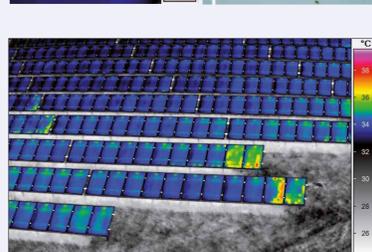


Abb. 10

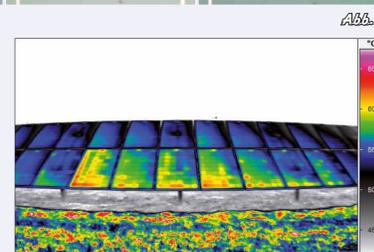


Abb. 11

Abb. 10 und 11: PID (potential induced degradation) Das Thema der PID steht weiter im Interesse. Eine grobe Abschätzung von Leistungsverlusten allein auf Basis der Thermografie ist wie bei heißen Zellen prinzipiell möglich. In der Feldstudie wurden bei 2 von 26 Modulherstellern deutliche, bei 2 weiteren nur minimal Anzeichen für PID festgestellt. Nur einer der gering ausgeprägten Fälle befand sich in einer Anlage in Deutschland, die restlichen Fälle wurden an Anlagen in Italien gefunden. In allen Fällen waren nur 1 - 15 % aller Stränge betroffen, mit lokalen Häufungen.

## 4 Zusammenfassung

Die Ergebnisse der Feldstudie, deren Detailtiefe in der Kürze kaum darstellbar ist, helfen bereits bessere Schwerpunkte für effiziente Analyseverfahren bei zukünftigen Gutachten

zu setzen. Prinzipiell soll die Studie mit neuen Ergebnissen fortgeführt werden. Ein wichtiger Schwerpunkt wird die Bestimmung genauerer Grenztemperaturen und deren Inter-

aktion mit Rahmenparametern sein, damit Fehlerentwicklungen in der Zukunft besser abschätzbar werden. Dies wird voraussichtlich nur auf Basis weiterer langfristiger Mehrfach-

messungen im Feld gelingen. Eventuell kann auch ein bereits eigens hierfür entwickeltes Testmodul zu einer Optimierung des Messverfahrens beitragen.

<sup>1)</sup> Solarschmiede GmbH  
Abteilung Thermografie  
Schwanthaler Str. 75a, 80336 München  
Tel.: +49(0)89/9901384-26  
Fax: +49(0)89/9901384-9  
weinreich@solarschmiede.de  
www.solarschmiede.de

<sup>2)</sup> Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS)  
LV Berlin Brandenburg e.V.  
Wrangelstr. 100, 10991 Berlin  
Tel.: +49(0)30/29381260  
rh@dgs-berlin.de  
www.dgs-berlin.de