Identifikation von fehlerhaften PV Modulen und Anlagen mittels Thermografie

W. Mühleisen, Ch. Hirschl, L. Neumaier
CTR Carinthian Tech Research AG
sowie
A. Kogler
KIOTO Photovoltaics GmbH
und
A. Plösch
energetica Energietechnik GmbH

CTR Carinthian Tech Research AG
Europastraße 4/1, A-9524 Villach/St.Magdalen
Tel.: +43 (0) 4242 56300 - 238 , Fax: +43 (0) 4242 56300 - 400
E-Mail: wolfgang.muehleisen@ctr.at
Internet: http://www.ctr.at

1. Einleitung

Seit einigen Jahren beschäftigen sich Thermografen mit der Schadens- und Auffälligkeitsmustererkennung an PV Modulen [Bue07], [Zec11]. Durch immer günstiger werdende Kameras ist die Qualitätssicherung mit Thermografie bei PV Anlagen in den letzten Jahren stark in den Vordergrund gerückt. Banken, Versicherungen und Private fordern Kontrollen bzw. ein Monitoring, um die Rentabilität der Anlage zu überwachen. Zur Qualitätssicherung bei fertiggestellten PV Anlagen wird heutzutage neben einer Strom-Spannungs-Kennlinienmessung auch eine Thermografie (TG) Inspektion durchgeführt. Nach wenigen Jahren Betrieb werden Messungen meist wiederholt, um den Zustand zu kontrollieren. Eine messtechnische Begleitung ist in jedem Fall sinnvoll, da Photovoltaikmodule schon während der Produktion, auf dem Transportweg zur Baustelle oder im Betrieb nach der Installation fehlerhaft sein können oder werden. Zu den üblichen Schadensbildern zählen durch Mikrorisse verursachte heiße Zellen, oft begleitet durch braune Verfärbungen aufgrund hoher Temperaturen, Glasbruch und potenzialinduzierte Degradation (PID). Die Stärke der Infrarot-Thermografie zeigt sich im bildgebenden Aufdecken von Fehlern, wo andere Techniken wie das I-U-Kennlinien Verfahren zwar den Leistungsverlust aufdecken, aber keine eindeutige Identifikation des Fehlers zulassen. Werden sowohl die TG- als auch I-U-Methode miteinander kombiniert, ist eine genauere Klassifikation möglich. Kommt die dritte

Methode Elektrolumineszenz (EL) hinzu, ist eine noch aussagekräftigere Charakterisierung eines schadhaften Moduls durchführbar. Meistens möchte man aber weder ein Modul mit den Kabeln abstecken, noch abbauen. Deshalb ist die TG die erste Wahl für einen kostengünstigen und schnellen Check einer PV Anlage.

2. Messsystem und Aufbau

Das eingesetzte Messsystem besteht aus einer Thermografiekamera (InfraTec Head 640) mit einer Auflösung von 640 x 480 Bildpunkten und einem Messrechner. Der ungekühlte Mikrobolometerdetektor misst die Wärmestrahlung im Bereich von 7,5 µm – 14 µm mit einer Empfindlichkeit von 30 mK. Für den Einsatz in der Photovoltaik ist das völlig ausreichend.

Abbildung 1: Thermografie Messsystem zur PV Anlagenkontrolle

3. Messungen und Ergebnisse

Mit der Thermografiekamera sind verschiedene Situationen und Anlagen bezüglich thermischer Auffälligkeiten betrachtet worden. Bei solchen Messungen ist auf Wärmereflektionen von z.B. der Sonnenstrahlung oder Wärmestrahlung anderer Objekte zu achten, dass diese nicht als Fehler beim Modul interpretiert werden. Zusätzlich darf der Betrachtungswinkel, idealerweise 30° - 50°, nicht zu groß werden, da sonst der Einfluss der winkelabhängigen Wärmeabstrahlung, die als Lambert‘scher Effekt bekannt ist, auftritt. In manchen Fällen muss man aber eine TG Aufnahme unter einem ungünstigen Winkel machen, da dies baubedingt nicht anders möglich ist, so dass der Lambert Effekt in Erscheinung tritt. Dieser lässt mehrere hintereinander, homogen warme Module unterschiedlich warm erscheinen, da sich die Emissivität mit dem Winkel in der Form verändert, wodurch PV Module unter einem flacheren Winkel kühler erscheinen. Die nachfolgende Aufstellung soll eine gültige Zusammenfassung des Standes der Technik über die Identifikation von auffälligen bis schadhaften PV Modulen mit Thermografie darstellen.

3.1 Nicht sichtbare Mikrorisse und verursachte Zellbruchfragmente

Aufgrund von z.B. unsachgemäßem Umgang, Nichteinhaltung von Bauvorschriften, Fehler in der Produktion, Materialausdehnungen, Schneebelastung usw. können in einem PV Modul Mikrorisse entstehen (Abbildung 2). Diese sind nicht gravierend (Kreis), solange sie nicht ein durchgehendes Zellfragment erzeugen, dass von der Mutterzelle weggebrochen ist, oder ein Kurzschluss an der Bruchstelle verursacht wird. Liegen hingegen gravierende Mikrorisse vor, die zu abgetrennten Zellfragmenten führen (Sechseck), agiert eine Solarzelle als Verbraucher (ohmscher Widerstand) und wird sehr warm oder heiß. Auch ein breiter Mikroriss ohne, dass ein separates Zellfragment entstanden ist, kann einen HotSpot durch Kurzschluss erzeugen (Rechteck). Der Erfahrungswert bei Sonneneinstrahlung von etwa 900 W/m² für den Temperaturunterschied zwischen gravierenden gebrochenen Zellen und intakten Zellen liegt im Mittel bei 20 – 30 K. Je nach Schädigung können aber auch weitaus höhere Temperaturunterschiede gemessen werden, die bis zu 80 K und mehr reichen.

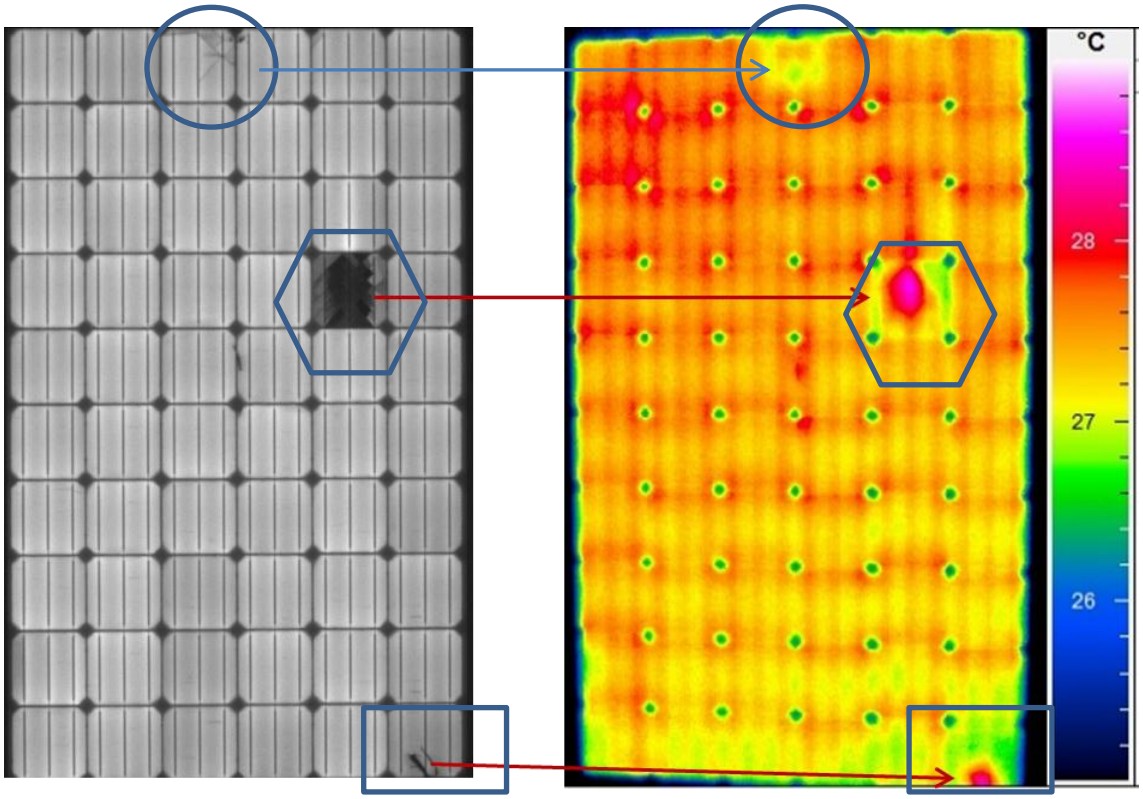

Abbildung 2: Durch Mikroriss verursachte Zellschädigung (links: EL, rechts: Labor TG)

3.2 Sichtbare Zellbruchfragmente

Manche PV Module zeigen nicht nur unsichtbare Mikrorisse sondern auch sichtbar auseinanderklaffende Risse (Abbildung 3). Aufgrund der Zellflächenanalyse, die besagt, dass wenn ein Teilstück fehlt, sich der Strom auf eine kleinere Fläche aufteilt, erscheint eine solche Zelle in der TG deutlich wärmer als intakte und ganze Nachbarzellen. Derartige Zellschäden im PV Modul deuten auf einen Produktionsschaden hin, der vor oder während des Laminationsvorgangs passiert ist. Dies kann daraus geschlossen werden, dass sich Zellen oder Zellstücke zwar im Laminat im Mikrometerbereich bewegen, da die Ethylenvinylacetat (EVA) Einbettung je nach Temperatur mehr oder weniger viskos wird, aber aufgrund von Messungen trotzdem keine großen Risse mehr im Millimeterbereich entstehen können [Eit09].

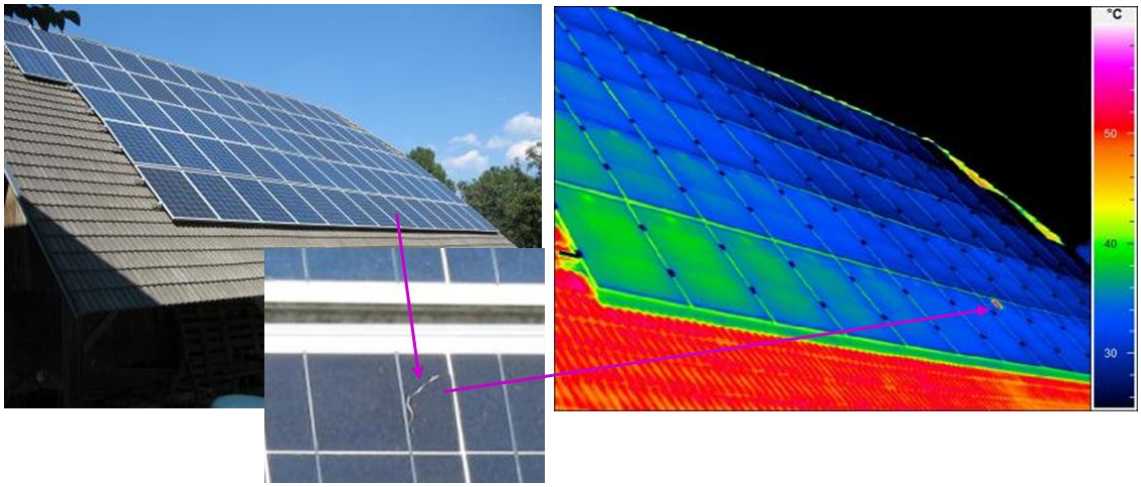

Abbildung 3: Zellbruchfragment lässt Zelle heiß werden

3.3 HotSpot Verfärbungen durch Überhitzung wegen Zellbruch

Solarzellen in einem Modul, die durch Mikrorisse einzelne Zellfragmente oder direkte Kurzschlüsse aufweisen, erscheinen in der Thermografie deutlich wärmer als komplette und ganze Nachbarzellen. Tritt die Situation auf, dass etwa 1/8 der Zellfläche von der Restzelle abgetrennt ist, wird die Solarzelle im Modul vom Stromerzeuger zum Stromverbraucher [Kön10]. In manchen Situationen kann eine Zelle dadurch so heiß werden, dass brandfleckähnliche braune Verfärbungen am Modul sichtbar entstehen (Abbildung 4: linkes Bild). In der EL (Abbildung 4: mittleres Bild) und TG (Abbildung 4: rechtes Bild) ist der Grund für die stark heiß gewordene Zelle direkt ersichtlich. Die Vergleichsmessungen unter I_{SC} Bestromung des PV Moduls im Labor zeigen, dass sowohl die EL als auch die TG die Risskonturen der beschädigten Solarzelle in ähnlicher Weise aufzeigen.

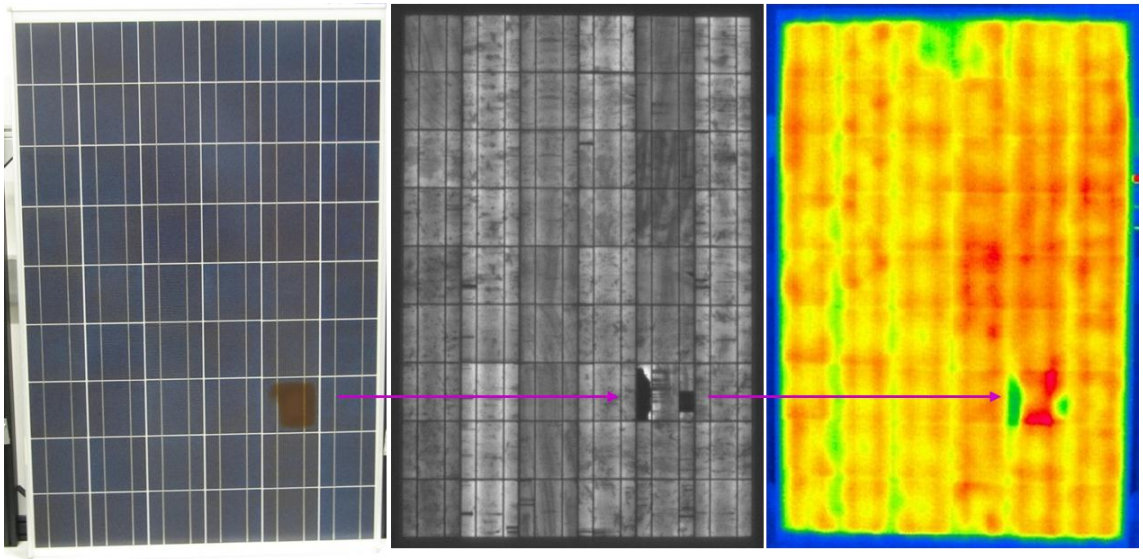

Abbildung 4: HotSpot Verfärbungen durch Überhitzung

Das gleiche Modul unter Sonneneinstrahlung mit etwa 750 W/m² und an einer elektronischen Last angeschlossen zeigt, dass das TG Bild sich von dem Bild im Labor etwas unterscheidet. Im Labor war die Kontur des Zellbruchs besser zu erkennen, wobei die Messung unter Sonneneinstrahlung den HotSpot und die Erwärmung besser zeigt. Von den beiden angefertigten Thermografiebildern in Abbildung 5 wäre die rechte Aufnahme zwecks besserer HotSpot Erkennung zu bevorzugen, da sehr deutlich die HotSpot Stelle und die Temperatur zu sehen ist, was die linke Aufnahme durch die nur vollflächig heiß erscheinende Zelle aufgrund der Wärmeleitung im Silizium nicht darstellt.

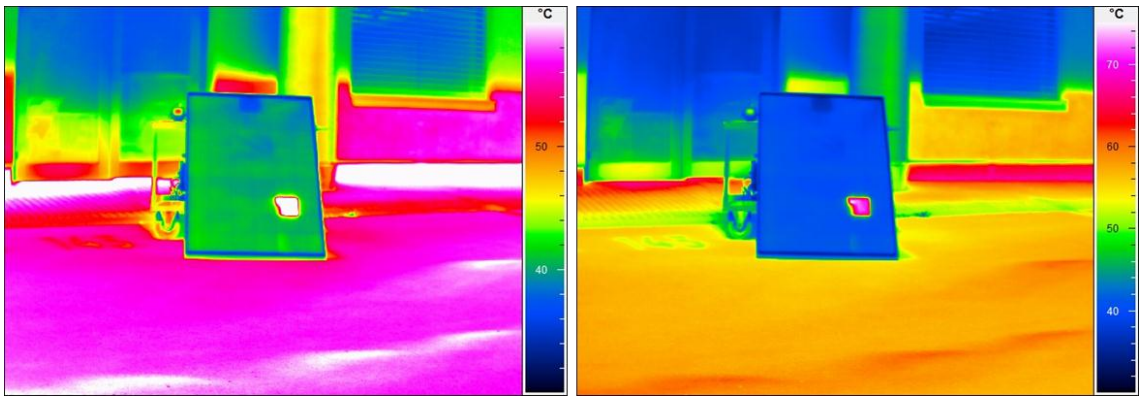

Abbildung 5: HotSpot Zelle unter Sonnenbestrahlung 750 W/m²

Spannend ist die Garantiefrage solcher betroffener Module. Einerseits liegen die Temperaturmessungen auf heißen Zellen außerhalb des IEC Norm Tests und somit ist keine Aussage über die Haltbarkeit auf die 25 Jahre gegeben, andererseits ist der Leistungsverlust nicht in allen Fällen so groß, dass ein Modultausch erfolgen muss. Dieses Thema wird in der Diskussion in Kapitel 4 angesprochen.

3.4 Dauerverschattungssituation mit Zellerhitzung

Eine Verschattung einer Zelle im PV Modul führt zu einer heißen Zelle, da in einer verschatteten Zelle der Widerstand steigt und diese wiederum als Verbraucher agiert. Dauerverschattungen können z.B. durch Dachgauben, Schornsteine, Blitzableiter und Pflanzen verursacht werden und sind für PV Module ungünstig oder sogar schädlich, da hohe Temperaturen im teilverschatteten Bereich entstehen können. Das vorliegende Beispiel in Abbildung 6 zeigt einen unauffälligen Rosenbusch, der ein PV Modul nur leicht abschattet, dort aber ein HotSpot entsteht. Dieser ist nach Freilegen des Rosenbusches wieder verschwunden und nach einer Stunde zeigte das Modul wieder eine homogene Temperaturverteilung, so dass daraus geschlossen werden konnte, dass kein Schaden durch Überhitzung an der über Wochen abgeschatteten Zelle geblieben ist.

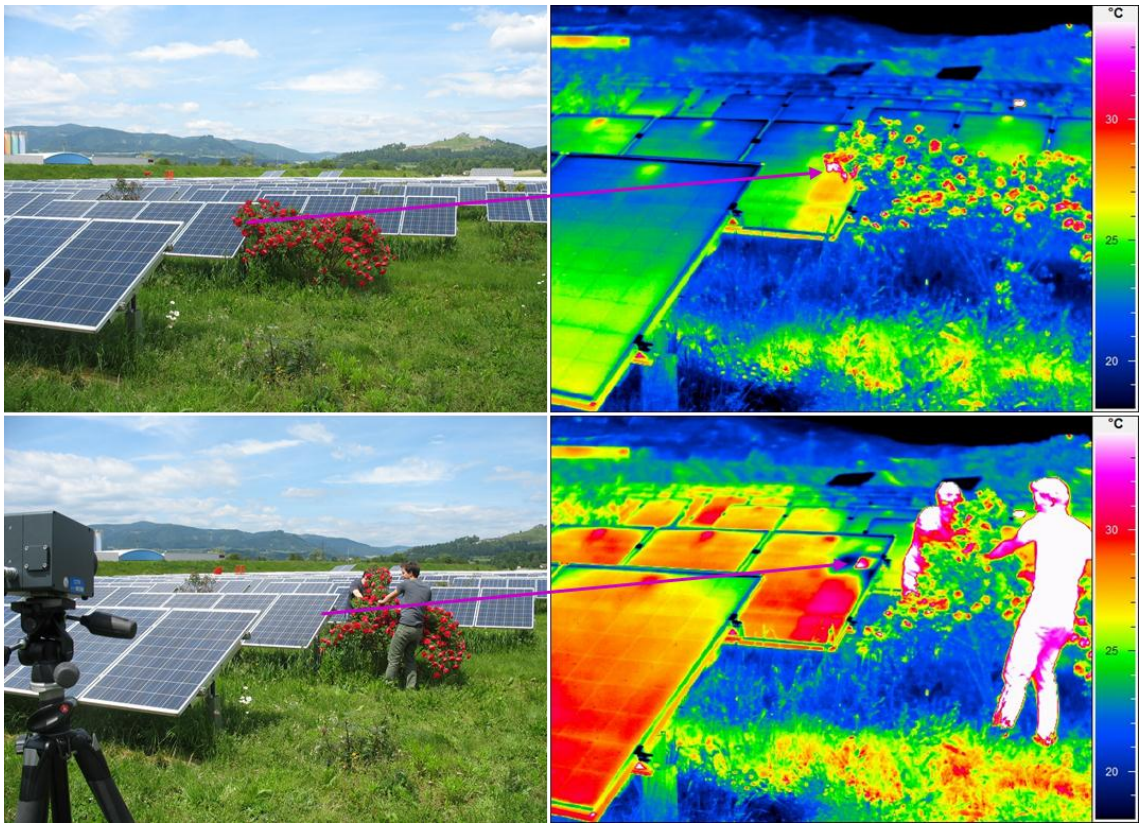

Abbildung 6: Dauerverschattung durch einen Rosenbusch

3.5 Heiße Anschlussdose

Bei manchen PV Modulen ist im Vergleich zu Nachbarmodulen eine heiße Anschlussdose identifiziert worden. Die Gründe für heiße Anschlussdosen können z.B. hohe Übergangswiderstände im Anschlussbereich oder aktive Bypassdioden sein.

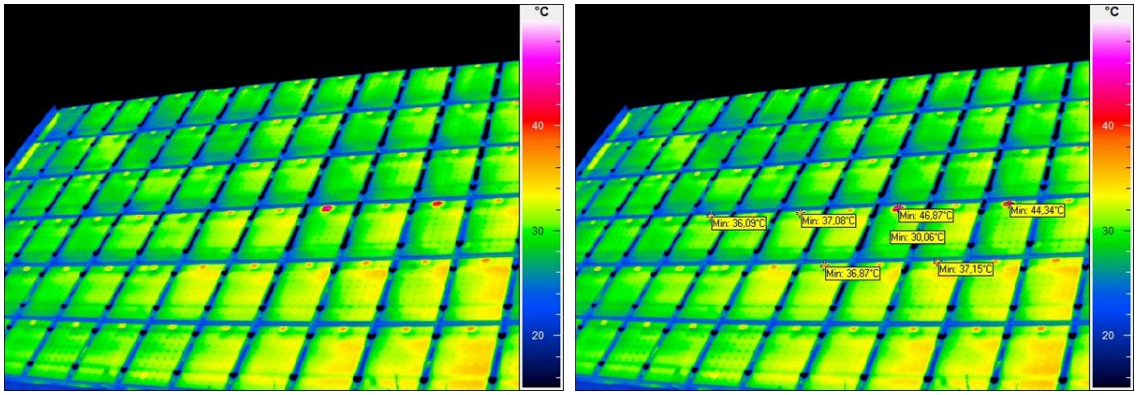

Abbildung 7: Heiße Anschlussdose

3.6 Glasbruch

Im Falle eines Glasbruchs ist die Wahrscheinlichkeit groß, dass durch das Bersten des Glases und somit der stabilitätsgebenden Komponente sowohl nicht gravierende als auch gravierende Mikrorisse entstehen. Ist der Glasbruchschaden noch frisch, ist durch Messungen belegt worden, dass mit der Thermografie glasgebrochene Module nicht erkannt werden können, wenn keine gravierenden Zellrisse relativ heißere Zellen entstehen lassen (Abbildung 8). Dadurch, dass Feuchtigkeit über längere Zeit durch ein gebrochenes Glas ins Laminat eindringen kann oder Windlasten noch weitere Mikrorisse erzeugen, werden Glasbruchschäden doch noch nach einiger Zeit aufgrund relativ heißerer Zellen mittels Thermografie erkannt (Abbildung 9).

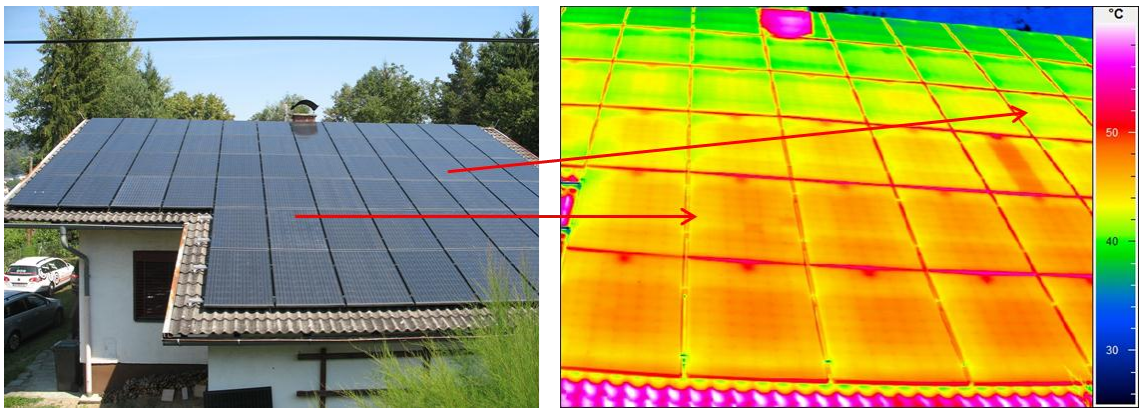

Abbildung 8: Glasbruchschaden nach einigen Tagen

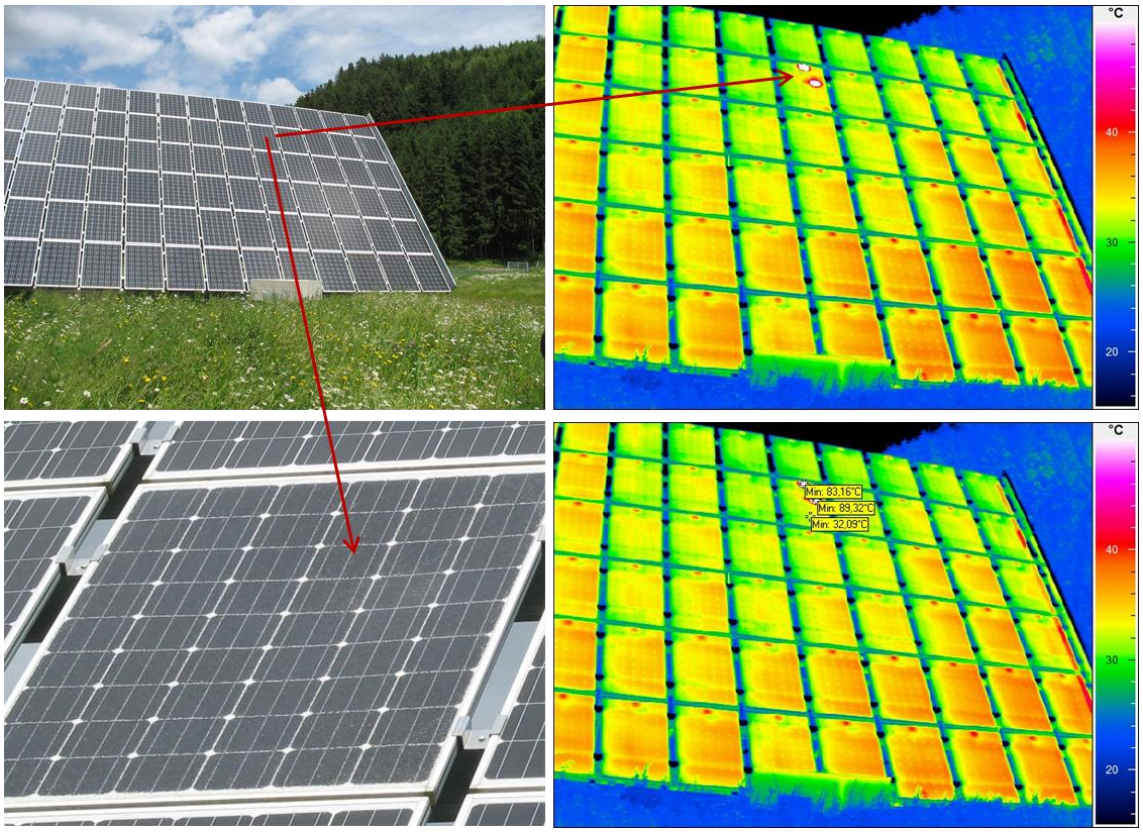

Abbildung 9: Glasbruchschaden nach einigen Monaten

3.7 Potenzialinduzierte Degradation Befall

Sehr charakteristisch für PID sind Module, die wärmere Zellen entlang des Modulrahmens zeigen. Die Zellen sind deswegen wärmer, da durch diesen Effekt die Zelle ihre typische Diodencharakteristik verliert und aufgrund vieler Kurzschlüsse im p-n-Übergangsbereich als Verbraucher agiert. Eine im Randbereich angrenzende PID befallene Zelle zeigt gegenüber einer nicht befallenen Zelle etwa 5 K Temperaturdifferenz.

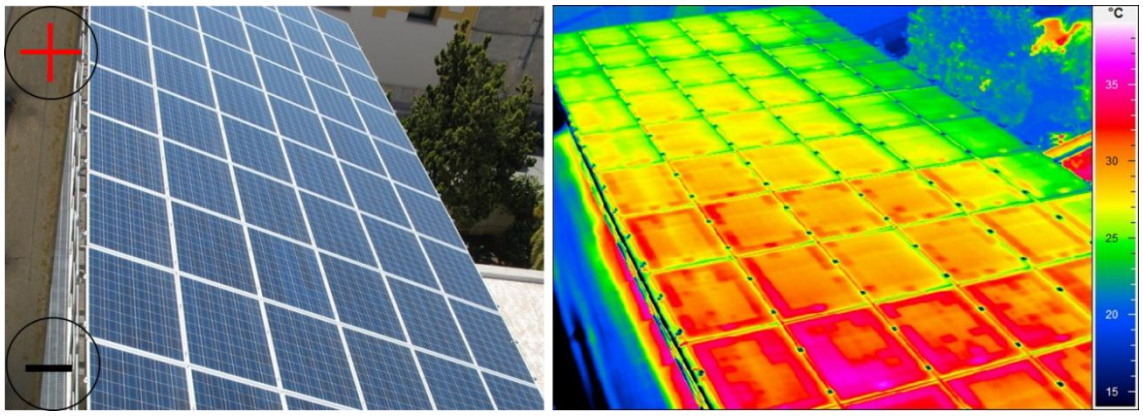

Abbildung 10: Typische Wärmeverteilung im Randbereich eines PV Moduls durch PID

Ein einzelnes PV Modul mit typischem PID Muster erscheint in der EL an den Stellen schwarz, wo die Zelle schon inaktiv ist und als Verbraucher agiert. PID befallene Zellen, die in der EL nicht mehr „leuchten“ erscheinen in der TG als wärmere Zellen. Der Leistungsverlust für das Modul in Abbildung 11 liegt bei ca. 50 %.

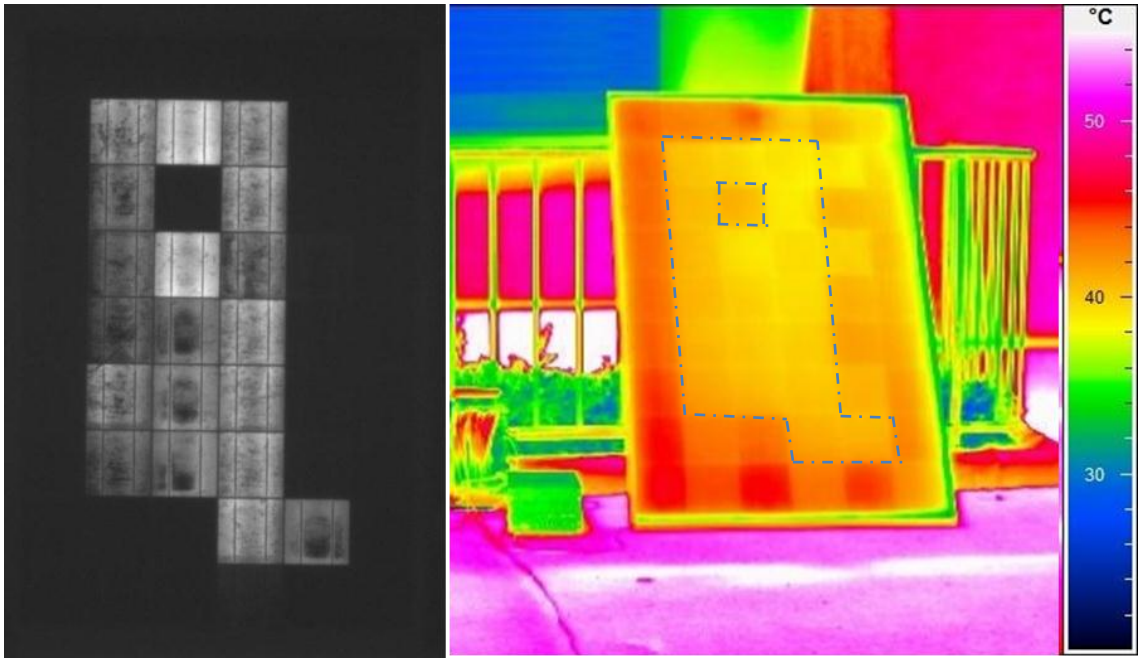

Abbildung 11: Elektrolumineszenz und Thermografie im Vergleich

4. Diskussion

Es sind verschiedene Modulauffälligkeiten mittels Thermografie bei Standard p-Typ Silizium PV Modulen identifiziert worden. Die Frage, ob solche Module nur aufgrund relativ heißerer Zellen tauschfähig sind, lässt sich erst einmal mit „es kommt darauf an“ beantworten. Eine Thermografie Aufnahme zeigt erst einmal an, welche Module Auffälligkeiten zeigen und welche genauer mit zusätzlichen Methoden wie Strom-Spannungs-Messung oder Elektrolumineszenz zur Klärung von Leistung und Zellschadensbild untersucht werden müssen. Hier muss darauf geachtet werden, ob Produkt- oder Leistungsgarantie vorliegt. Eine Produktgarantie ist die freiwillige Zusicherung des Herstellers, dass ein Produkt in Ordnung ist und keine Vorschäden aufgrund von Produktionsfehlern aufweist. Da nicht jeder PV Anlagenbesitzer eine Elektrolumineszenz Kamera zur Beweisführung im Keller hat, wird eine Messung teuer, wenn diese in Auftrag gegeben wird. Sollte man eine große Anlage mit vielen Modulen und heißeren Zellen besitzen, ist die EL-Eigenbauvariante mit einer umgebauten Canon Kamera eine preisgünstige Möglichkeit [Ste12]. Liegt eine EL Analyse vor ist in aller Regel erkennbar, ob es sich um einen Produktionsfehler oder einen Handhabungsfehler handelt. Liegt ein Produktionsfehler vor, der z.B. durch Lötfehler verursacht worden ist, erkennbar an kastenförmigen schwarzen

Rechtecken bis zum Busbar einer Solarzelle, ist die Chance auf Ersatz innerhalb der Produktgarantie hoch. Liegt man schon außerhalb der Produktgarantie kann auf die Leistungsgarantie verwiesen werden. Mittels I-U-Kennlinienmessung muss dennoch im Vorfeld überprüft werden, ob das PV Modul durch verursachte Zellbrüche eine Minderleistung aufweist und deswegen getauscht werden darf. Dabei ist wichtig, dass die Reklamation innerhalb des Garantiezeitraums auf 90% der ursprünglichen PV Modulleistung vorgenommen wird, da eine 10%ige Unterschreitung in vielen Fällen der Fall ist, was nach diesem Zeitraum bei der Regelung auf 80% Leistungsgarantie fast nicht mehr rauszumessen ist, sollte das Modul nicht total von Zellbrüchen übersäht sein. Mit anderen Worten heißt das, wenn ein PV Modul z.B. heißere Zellen gegenüber Nachbarzellen aufweist, ist nicht die hohe Temperatur das Reklamationsargument, sondern eine EL bzw. I-U-Kennlinienmessung, ob ein Modul tauschfähig ist oder nicht. Dabei spielen die Montagebedingungen wie richtige Klemmung des Moduls, keine sichtbaren Schädigungen bei Moduldemontage zur Kontrolle, sowie die Produkt- und verschiedenen Leistungsgarantiezeiträume eine entscheidende Rolle. Das bei „nur“ heißeren Zellen eventuell das Einbettungsmaterial belastet und einer 25-jährigen Lebenszeit nicht Stand gehalten werden könnte oder das Brandrisiko höher ist, ist durch die Leistungsgarantie nicht abgedeckt.
Für die gezeigten Beispiele, wo Zellbrüche verschiedener Art auftreten und relativ heißere Zellen in der TG aufscheinen ist eine nähere Untersuchung mit der I-U- oder/und EL-Methode durchzuführen, bevor ein Modulhersteller mit Reklamationen aufgesucht werden sollte. Bei Glasbruch kann auf Produktgarantie beziehungsweise auf Leistungsgarantie verwiesen werden. Für heiße Anschlussdosen sind diese auf Anschlussprobleme zu kontrollieren. Eine Ausnahme stellen PV Anlagen dar, die PID zeigen. Solche Anlagen zeigen im Modulrandbereich von der negativen Strangseite beginnend eine erhöhte Temperatur gegenüber intakten Zellen von ca. 5 K. Die Zellerwärmung ist in diesem Fall nicht ein Problem, vielmehr die Leistung eines solchen befallenen Moduls. Anhand einer Kennlinienmessung lässt sich genau der Leistungsverlust gegenüber dem Sollwert feststellen. Somit fällt PID in die Produkt bzw. Leistungsgarantie eines Modulherstellers, wenn nicht in der Beschreibung oder Montageanleitung die Ersatzleistung durch Ausschlussklauseln verweigert wird. Solche Ausschlüsse könnten sein, dass z.B. ein Trafo gebundener Wechselrichter mit Erdung des negativen Pols zum Schutz der Module zu verwenden ist. Nicht so eindeutig ist die Sachlage bei Modulen, die heiße Zellen, aber nur wenig Minderleistung zeigen

5. Zusammenfassung

Die Thermografie eignet sich gut zur Qualitätssicherung von PV Anlagen durch die Identifizierung von auffälligen Modulen. Dabei wurden oft auftretende

Standardschäden wie einzelne, heißere Zellen, Glasbruch, heißere Anschlussdosen, Potenzialinduzierte Degradation anhand von Beispielen aufgezeigt. In einer Diskussion wie mit solchen auffälligen Modulen inklusive weiterer Charakterisierung umzugehen ist sind die Punkte Produktgarantie und Leistungsgarantie näher betrachtet worden.

6. Danksagung

Das K-Projekt IPOT wird im Rahmen von COMET - Competence Centers for Excellent Technologies durch BMVIT, BMWFJ und das Land Kärnten gefördert. Das Programm COMET wird durch die Österreichische Forschungsförderungs-gesellschaft (FFG) abgewickelt.

7. Literaturverzeichnis

[Kön10] M.Köntges, I. Kunze, S. Kajari-Schröder, X. Breitenmoser, B. Bjorneklett: “Quantifying the Risk of Power Loss in PV Modules Due to Micro Cracks”, 25. EUPVSEC, Valencia, 2010

[Eit09] Eitner U., Köntges M., Brendel R.,
„Measuring thermomechanical displacements of solar cells in laminates using digital image correlation“, Proc. 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, IEEE, A7OA, Philadelphia, USA, Juni, 2009

[Bue07] C. Buerhop, U. Jahn, U. Hoyer, B. Lerche, S. Wittmann: „Machbarkeitsstudie zur Überprüfung der Qualität von Photovoltaik-Modulen mittels Infrarot-Aufnahmen, ZAE Bayern e.V., April-Oktober 2007

[Zec11] M. Zech, E. Tsakmakis, M. Zehner, G. Becker: „Untersuchung von Handhabungsfehlern bei der Montage und Installation von PV Modulen“, 26. PV-Symposium, Bad Staffelstein, 2011

[Ste12] T. Stegemann: „Low-Cost-EL: Erstellung von Elektrolumineszenzbildern mit einer modifizierten Standard-Spiegelreflexkamera“, FH Münster, 27. PV Symposium, Bad Staffelstein 2012