

Geometrische Auflösungen in der PV- Thermografie aus technischer und wirtschaftlicher Sicht

Bernhard WEINREICH, Björn SCHAUER, Thomas REICH

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

Kurzfassung

Die thermografische Untersuchung von Photovoltaik (PV) - Generatoren im MegaWatt - Maßstab hat sich in den letzten Jahren als Mittel zur Qualitätssicherung weitgehend etabliert. Trotz einer nachgewiesenen Erfolgsquote [1], ist aber davon auszugehen, dass bisher weniger als 10 % aller MW-Anlagen einer ordentlichen Thermografie unterzogen wurden. Verantwortlich hierfür sind, neben der nach wie vor bestehenden Unkenntnis über die Potentiale [2], die relativ hohen Vermessungskosten. Die Herausforderung für die PV-Thermografie bestand in den letzten 3 Jahren darin, die Vermessungskosten analog zu den Preisen für Solaranlagen zu halbieren. Für eine weitere Verbreitung der Technik werden zusätzliche Kostensenkungen erforderlich sein. Ein entscheidender Faktor ist hierbei stets eine an technische und wirtschaftliche Erfordernisse angepasste geometrische Auflösung zu finden mit der PV - Generator zu vermessen sind.

Im Rahmen eines 2013 startenden Vornormenprojekts [3] zur PV-Thermografie und einer vorangegangenen Feldstudie [1] will der Beitrag die spezifischen Anforderungen an die Vermessung an PV-Generator diskutieren. Dabei soll auch aufgezeigt werden welche bestehenden Regeln aus der Elektro-Thermografie übernommen werden können und in welchen Bereichen die Eigenheiten photovoltaischer Systeme entscheidend sind. Bei einer konkreten Betrachtung der technischen Umsetzbarkeit der gefundenen Anforderungen sollen unter anderem auch die aktuellen Möglichkeiten der luftgestützten Thermografie in der PV dargestellt werden.

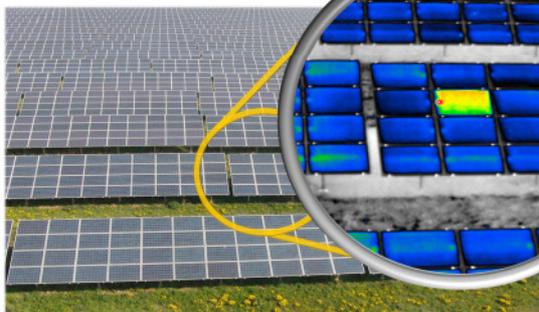
Referenzen

- [1] B. Weinreich, B. Schauer, S. Seidl, E. Schubert, R. Haselhuhn
„Feldstudie zur Modul- und Generatorqualität auf Basis thermografischer Messungen über 100 MW“, PV-Symposium Kloster Banz, Bad Staffelstein 2013 / Poster B04
- [2] B. Weinreich, *Über 30 Tagesschulungen und Vorträge zur PV-Thermografie auf Workshops und Konferenzen bei DGS-Berlin / -Franken e.V., InfraTec GmbH, GE Research Garching, TÜV Rheinland, OTTI e.V., VATH e.V., Hochschule München, IBC Solar AG, Tritec AG, Phoenix Solar AG, Gehrlicher Solar AG, Schletter GmbH*
- [3] B. Weinreich, *Initiator des DKE/INS-Vornormenprojekts: „Erarbeitung einer Norm bzw. Anwendungsregel zur thermografischen Messung an Photovoltaik-Anlagen“*
- [VATH-13] *Verband für Angewandte Thermografie (VATH), „VATH-Richtlinie Elektro Hochspannung, Tabarz 2013“*
- [Vol-10] *Vollmer M., Möllmann K., “Infrared Thermal Imaging, Fundamentals, Research and Applications” WILEY-VHC Verlag GmbH 2010*



Geometrische Auflösungen in der PV - Thermografie aus technischer und wirtschaftlicher Sicht

Bernhard Weinreich, Björn Schauer, Tom Reich
weinreich@solarschmiede.de



Solarschmiede
GmbH
Abteilung
PV-Thermografie

Inhalt

1. Einblick in die Photovoltaik - Thermografie
2. Aufgabenstellungen in der PV-Thermografie
3. Exkurs: PV-thermografische Feldstudie (Posterbeitrag)
4. Bestimmung einer sinnvollen geometrischen Auflösung
5. Zusammenfassung der Ergebnisse und Ausblick

1. Einblick in die Photovoltaik - Thermografie



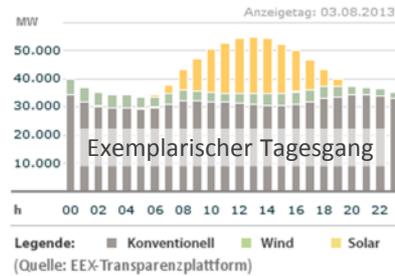
Photovoltaik (PV) – Heute, in Zahlen (Skript)

☀ **Seit Anfang 2013 über 100 GW PV-Leistung weltweit installiert**
(Quelle: solarserver.de, „Mehr Sonne als Schatten“)

☀ **Anfang 2013 in Deutschland über 32 GW => 1/3 der weltweiten PV-Leistung**
(Quelle: Bundesnetzagentur)

☀ **Letzter deutscher Einspeiserekord 23 GW $\hat{=}$ 40 % des Nettoverbrauchs**
(Gemessen / hochgerechnet am 06.06.2013, 14 Uhr
Quelle: sma.de, „Das leistet PV in Deutschland“)

☀ **Solarstromkosten 2013 Deutschland**
Kleine PV (10 kW): ca. **16 Cent/kWh**
Große PV-Anlagen: ca. **10 Cent/kWh**
(Weitere Fakten: Fraunhofer-ISE, „Fakten zur PV“:
<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzept-papiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>)



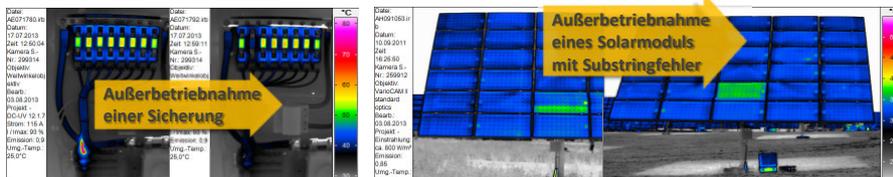
1. Einblick in die Photovoltaik - Thermografie



Begriffsdefinition und Abgrenzung: „PV – Thermografie“

☀ **PV-Thermografie ist Elektrothermografie an PV-Generatoren (Solarmodulen)**

☀ **Aber:** Richtlinien für die Elektrothermografie können bei der
- Herangehensweise an die Vermessung (z.B. **geometrische Auflösung**) und
- der Interpretation der Bilder nicht immer übernommen werden, z.B.:



Die Elektrothermografie erkennt die Erwärmung stromführender Bauteile, ausgehend vom ohmschen Widerstand.
Aber: Bestrahlte Solarzellen sind stromlos wärmer als im aktiven Zustand, wegen Rekombinationen im Halbleiter.

☀ Als Konsequenz startete im **August 2013** im Auftrag der **DKE ein Vornormenausschuss** zur Entwicklung spezifischer **Richtlinien für die PV-Thermografie**

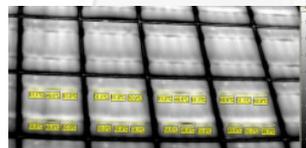
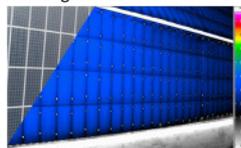
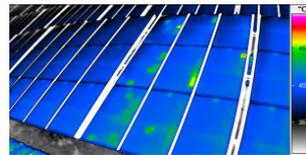
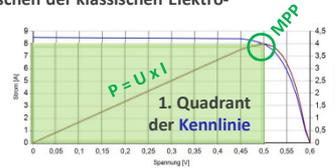
1. Einblick in die Photovoltaik - Thermografie



Begriffsdefinition und Abgrenzung: „PV – Thermografie“ (Skript)

Neben den auf der vorangegangenen Seite benannten **Unterschieden zwischen der klassischen Elektro-Thermografie und dem neuen Segment Photovoltaik-Thermografie** gibt es weitere Besonderheiten, die bei der Thermografie eines PV-Generators berücksichtigt werden müssen. Hierzu zählen:

- ☀ **Das elektrische Verhalten (U-I-Kennlinie) von Solarzellen** in allen drei Quadranten und in Bezug auf Einstrahlung und Zelltemperatur. Auch elektrische Größen wie die Position des **Maximum-Power-Point (MPP)** können über die PV-Thermografie festgestellt werden.
- ☀ **Die Systemdynamik von mehreren Modulen und Modulsträngen** an einem Wechselrichter sowie dessen MPP-Regelverhalten. (Bild Mitte: Keine Modulfehler im Bild, sondern Mismatch durch unterschiedliche Strangteil-Ausrichtungen)
- ☀ Auch **nicht elektrische, mechanische Auffälligkeiten** an Modulen und Gestellsystemen können häufig mittels PV-Thermografie aufgedeckt werden. (Bild links: Visualisierung der Klemmpositionen. Bild rechts: Fehlerhafte Oberprofilauflage-Punkte)



2. Aufgabenstellungen in der PV-Thermografie



Ausgangspunkt und Motivation für diese Arbeit

Photovoltaik-Thermografie-Schulung

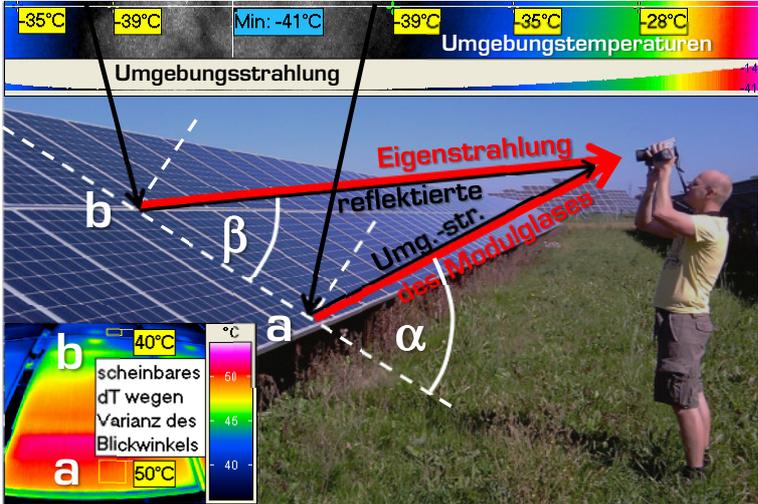
- ☀ Thermografiekameras nicht in die Sonne halten.
- ☀ Vermessungen ordentlich dokumentieren.
- ☀ Geometrische Auflösung von **mindestens 4x4 oder besser 6x6 Pixel / Zelle** verwenden...

- ☀ In vielen **Schulungen** haben wir eine **geometrische Mindestauflösung von 4x4 Pixeln/Zelle empfohlen**, diese basierte bisher aber nur auf Erfahrungen.
- ☀ Im Rahmen des begonnenen **Vornormenausschusses zur PV-Thermografie und zur Effizienzsteigerung** soll dieser Wert nun **objektiv hinterfragt** werden.

2. Aufgabenstellungen in der PV-Thermografie



Exkurs: PV-thermografische Aufnahmetechnik (Skript)



Empfohlene Messbedingungen:

Generator in Betrieb
MPP

Einstrahlung > 600 W/m²

Klarer Himmel
< 2/8 Cumulus Bewölkung

Blickwinkel
 $\alpha < 85^\circ$
 $\beta > 25^\circ$

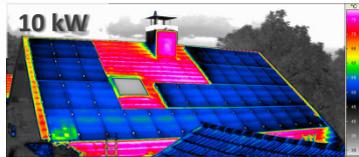
Copyright 2013 • Bernhard Weinreich • Solarschmiede GmbH • DGZfP Thermografie-Kolloquium 2013 • Seite 7

2. Aufgabenstellungen in der PV-Thermografie

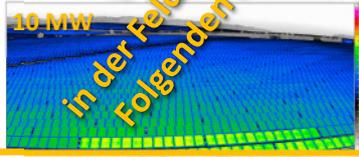


Einsatzbereiche der PV – Thermografie (Skript)

- ☀ **Kleine PV-Anlagen unter 100 kW**
 PV-Thermografie nur durch Installateur, lokale Bauthermografen oder bei konkretem Verdacht kosteneffizient darstellbar


- ☀ **Mittlere PV-Anlagen 100 kW – 1 MW**
 PV-Thermo. als zusätzliche Maßnahme zur Qualitätssicherung immer sinnvoll


- ☀ **Große PV-Anlagen über 1 MW (≅ 2 Hektar)**
 PV-Thermo. auch bei Mehrfachmessungen über die Anlagenlebensdauer immer wirtschaftlich (2. Monat; 1,5. J.; alle 6 Jahre)



in der Feldstudie im Folgenden enthalten

Copyright 2013 • Bernhard Weinreich • Solarschmiede GmbH • DGZfP Thermografie-Kolloquium 2013 • Seite 8

2. Aufgabenstellungen in der PV-Thermografie



Formulierung der Aufgaben- und Fragestellungen

☀ Ziel: Auffinden und Klassifizieren aller technisch relevanten Fehler



Copyright 2013 • Bernhard Weinreich • Solarschmiede GmbH • DGZfP Thermografie-Kolloquium 2013 • Seite 9

2. Aufgabenstellungen in der PV-Thermografie

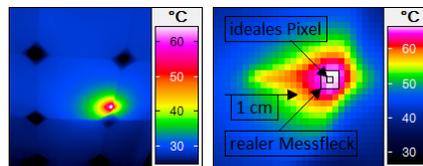


Vorgaben aus der EI.- sind für PV-Thermografie unerreichbar

Die Solarzellen im Bild auf der vorangegangenen Seite haben eine Breite und Höhe von 5 Zoll \approx 13 cm. Aus der im Bild verwendeten Auflösung von etwa 6 idealen Pixeln pro Zellbreite ergibt sich eine Größe des idealen Pixels (IFOV = Instantaneous Field Of View) von etwa 2×2 cm². Dies entspricht einer hohen Auflösung in der PV-Thermografie.

Nach den Richtlinien der Thermografie ist die Kantenlänge des idealen Pixels auch bei guten Optiken mit dem Faktor 3 zu multiplizieren, um die Größe des realen Messflecks also des kleinsten messbaren Objekts zu erhalten. Bei einem 2×2 mm² großen Zellverbinder-Übergang oder Lötunkt würden die Richtlinien der Elektrothermografie damit einen IFOV von $0,7 \times 0,7$ mm² fordern.

Das nebenstehende Thermogramm und dessen digital herausgezoomter Detailbereich zeigen die geforderte Auflösung. Diese (IFOV = $0,5$ mm²) ist allerdings um den Faktor 800 größer, als die zu Beginn beschriebene bisher gebräuchliche gute Auflösung von 400 mm²/ idealem Pixel. Damit ist die von der Richtlinie der Elektrothermografie geforderte Auflösung wirtschaftlich unerreichbar. Die PV-Thermografie ist damit in jedem Fall aus wirtschaftlichen Gründen dazu gezwungen, die Erwärmung von Objekten abzuschätzen, die zum Teil um Größenordnungen kleiner als der reale Messfleck sind. Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass die vorangegangenen hochauflösenden Bilder in jedem Fall nur bei Detailmessungen von der Modulrückseite aus erstellt werden können. Von dieser Seite aus betrachtet sind die Solarzellen lediglich von ca. $0,5$ mm dicken Kunststofffolien verdeckt. Die Glasseite mit ihren $3-4$ mm Stärke verhindert dagegen im LW-IR-Bereich bereits prinzipiell eine hochauflösende Aufnahme im mm-Bereich.



Copyright 2013 • Bernhard Weinreich • Solarschmiede GmbH • DGZfP Thermografie-Kolloquium 2013 • Seite 10

3. Exkurs: PV-thermografische Feldstudie (Posterbeitrag)



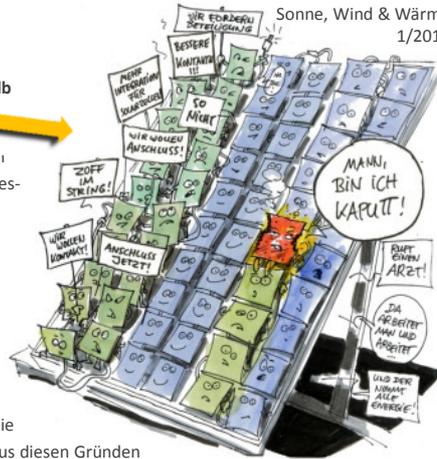
Motivation und Hintergrund der „Feldstudie“ (Skript)

Warum „Feldstudie“ und warum mittels Thermografie?

Wikipedia sagt hierzu:

„Eine Feldstudie ist eine systematische wissenschaftliche Beobachtung unter **natürlichen Bedingungen**, also **außerhalb des Labors** im Biotop des beobachteten **Objekts**.“

Labormessungen an Photovoltaikmodulen unterliegen vielen prinzipiellen Einschränkungen. Unabhängig davon, ob die Messungen in der Wareneingangskontrolle des Modulherstellers, einem Zertifizierungslabor oder nach Demontage im Feld in einem mobilen Laboranhänger erfolgen. Neben stets bestehenden Interpretationslücken zwischen Laborergebnissen und Realität sind detaillierte flächige Kontrollen im eingefahrenen Zustand der Module über Labore nicht wirtschaftlich darstellbar. Allein die **PV-Thermografie bietet** die Möglichkeit **große Modulzahlen im realen Betrieb** bis auf den individuellen Wirkungsgrad **jeder Zelle** und bis auf die Zuverlässigkeit jedes Zellkontakts wirtschaftlich zu prüfen. Aus diesen Gründen ist die PV-Thermografie das Mittel der Wahl für repräsentative Studien zu Modul- und PV-Generatorqualität.



Comic: Michael Hüter, Sonne, Wind & Wärme 1/2012

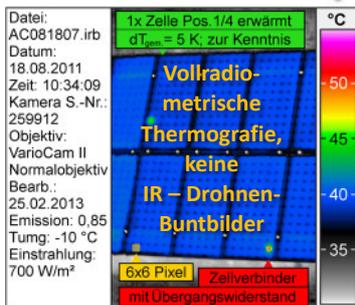
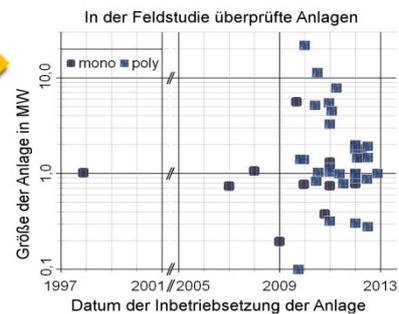
3. Exkurs: PV-thermografische Feldstudie (Posterbeitrag)



Details zu Untersuchungsobjekt und Methodik (Skript)

Größenverteilung der 41 kristallinen Anlagen und deren Inbetriebnahme

Auflösungstiefe der untersuchten 100 MW



- 100.000 erstellte Thermogramme
- ½ Mio. Module von 26 Herstellern
- 30 Mio. Solarzellen und
- 80 Mio. Zellverbinder überprüft

3. Exkurs: PV-thermografische Feldstudie (Posterbeitrag)



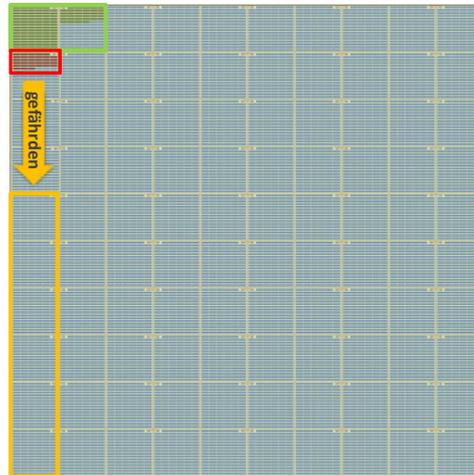
Einblick in die Ergebnisse der Feldstudie

☀️ **Darstellung der Ergebnisse als**
fiktive 100 MW – PV-Anlage

 entspricht 1 aktiven MW

☀️ **Leistungsverluste und Mängel**
zeigen sich als

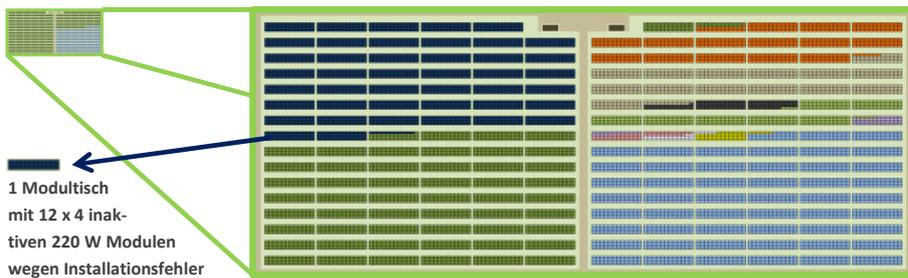
- 1)  über **1,5 MW inaktive Generator-Anteile**
- 2)  über **1500 mangelhafte Module ...**
- 3)  **... gefährden die Verfügbarkeit von etwa 6 MW**



3. Exkurs: PV-thermografische Feldstudie (Posterbeitrag)



1) Ursachen für Leistungsverluste im Detail (Skript)

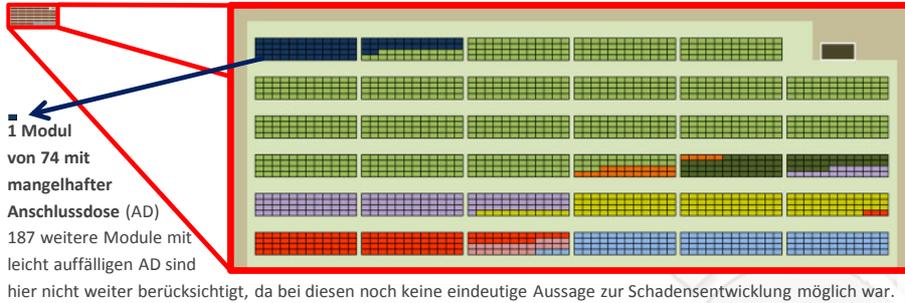


Verluste in kW	Fehler - Kategorie: Verluste durch Installation und Betrieb	Verluste in %	Verluste in kW	Fehler - Kategorie: Verluste durch Modulfehler	Verluste in %
456	Installationsfehler	0,46%	76	Substring (Leerlauf)	0,08%
562	WR-Ausfälle	0,56%	13	Substrings (Kurzschluss)	0,01%
155	Sicherungs- / Kontaktfehler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

3. Exkurs: PV-thermografische Feldstudie (Posterbeitrag)



2) Ursachen für mangelhafte Module im Detail



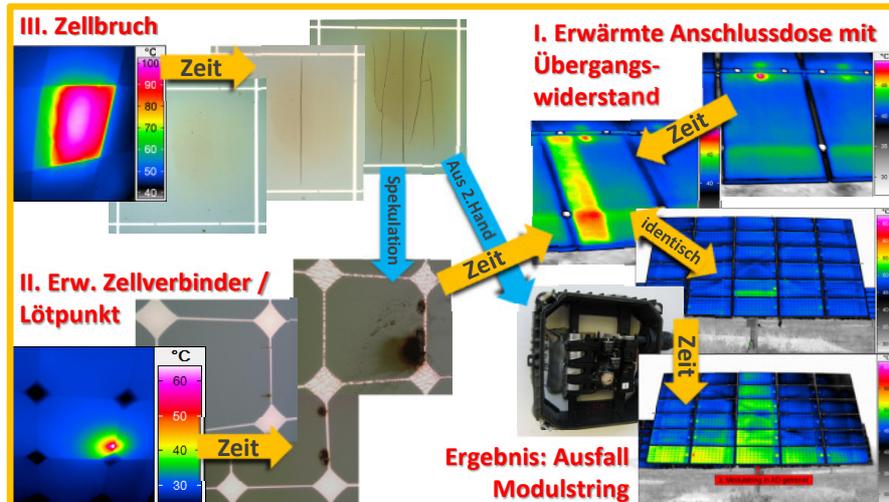
Anzahl Module	Fehler - Kategorie: mangelhafte Module	Anteil in %	Anzahl Module	Fehler - Kategorie: mangelhafte Module	Anteil in %
74	erwärmte Anschlussdose (AD)	0,016%	152	Substrings (Kurzschluss)	0,033%
913	Substrings (Leerlauf / AD Fehler)	0,201%	152	Zellen (erwärmt / erhitzt)	0,033%
25	Lötunkte, Quer-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

Copyright 2013 • Bernhard Weinreich • Solarschmiede GmbH • DGZfP Thermografie-Kolloquium 2013 • Seite 15

3. Exkurs: PV-thermografische Feldstudie (Posterbeitrag)



3) Entwicklungen der wichtigsten Fehlerkategorien im Detail



Copyright 2013 • Bernhard Weinreich • Solarschmiede GmbH • DGZfP Thermografie-Kolloquium 2013 • Seite 16

4. Bestimmung einer sinnvollen geometrischen Auflösung

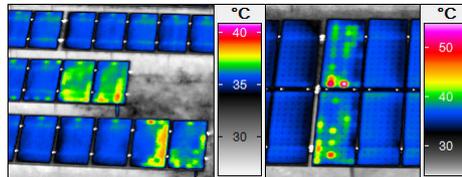


Für die Auflösungsbestimmung relevante Defekte (Skript)

Unterscheidung zweier Fehlerarten:

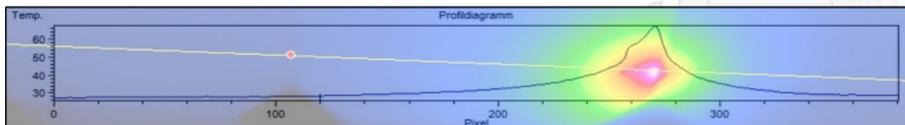
1. „Form-relevante“-Fehler

erfordern meist nur eine Mindestauflösung von ca. 2x2 Pixel pro Zelle und meist keine detaillierte Temperaturmessung. Das Muster allein reicht hier für eine Klassifizierung aus: z.B. für Substringfehler, Mismatch, PID, Kurschluss, usw.; siehe Bilder ->



2. „Temperatur-relevante“-Fehler

können auch großflächige Verschaltungsfehler sein, beispielsweise in dem Fall, dass eine Unterscheidung zwischen Leerlauf und Verpolung und Mismatch bei Dünnschicht-Module nötig ist. In der Regel sind „Temperatur-relevante“-Fehler aber kleine lokale Übergangswiderstände oder gebrochene Zellen deren Arbeitspunkt im Rückspannungsbereich liegt. Speziell die drei auf der vorangegangenen Seite beschriebenen ursächlichen Defekte sind daher für die Bestimmung der nötigen Auflösung maßgeblich. Entscheidend ist bei diesen die Ausdehnung der Auffälligkeit und der auf der Glasseite des Moduls resultierende Temperaturverlauf (im Bild: Lötfehler Folienenseite).



Copyright 2013 • Bernhard Weinreich • Solarschmiede GmbH • DGZfP Thermografie-Kolloquium 2013 • Seite 17

4. Bestimmung einer sinnvollen geometrischen Auflösung



Herangehensweise an die Berechnung der geom. Auflösung

1. Schritt: Bestimmung der Auffindungspriorität für die 3 Fehlerkategorien:

Fehlerkategorie	Auffinden des Fehlers hat Priorität wegen:			Summe der Prioritäts- punkte
	Häufigkeit des Fehlers im Feld	Konsequenzen und Entwicklungspotential	Informationswert für Instandsetzung	
I) Anschlussdose	4	2	3	9
II) Lötunkt	1	2	1	4
III) Zellbruch	2	1	1	4

2. Schritt: Bestimmung einer maximal akzeptablen Gesamtmessunsicherheit

Wie ungenau darf das Ergebnis sein bevor es wertlos wird?

3. Schritt: Bestimmung der Sensitivität der Fehler auf geometrische Auflösung

Wie stark steigt die Messunsicherheit bei sinkender geometrischer Auflösung?

4. Schritt: Zusammenfassung und Berechnung einer sinnvollen geom. Auflösung

Copyright 2013 • Bernhard Weinreich • Solarschmiede GmbH • DGZfP Thermografie-Kolloquium 2013 • Seite 18

4. Bestimmung einer sinnvollen geometrischen Auflösung



2. Schritt: Maximal akzeptable Messunsicherheit (Skript)

In Gutachten übliche Einteilung in 4 Fehlerkategorien (Solarschmiede und VATH)

Bewertungsklassen der Solarschmiede GmbH	Erforderliche Maßnahmen (Einteilung auch für nicht thermografische bzw. elektrische Fehler; Grenzübertemperaturen für die Thermografie werden für jeden Fehlertyp individuell berechnet, oder VATH-Richtlinien verwendet)
Zur Kenntnisnahme	Keine Maßnahmen erforderlich
Empfehlung	Auffälligkeit langfristig beobachten bzw. bei Gelegenheit der Ursache nachgehen
Mangel	Fehler beseitigen
Sicherheitsrelevanter Mangel	Fehler zeitnah beseitigen

Fehlergruppe	Auf Nennbelastung hochgerechnete Übertemperaturen	Erforderliche Maßnahmen nach VATH-Richtlinie zur Elektrothermografie, Bereich Hochspannung
1	$0\text{ K} < \Delta T < 10\text{ K}$	Keine akuten Maßnahmen erforderlich, aber Fehlerstelle beobachten
2	$10\text{ K} < \Delta T < 35\text{ K}$	Überprüfung der Ursache einschließlich Beseitigung der Schwachstelle bei der nächsten Wartung
3	$35\text{ K} < \Delta T < 70\text{ K}$	Überprüfung der Ursache einschließlich Beseitigung der Schwachstelle bei einer Abschaltung, innerhalb von 1 Monat
4	$\Delta T > 70\text{ K}$	Kurzfristige Außerbetriebnahme, Überprüfung der Ursache einschließlich Beseitigung, Belastungen ggf. verringern

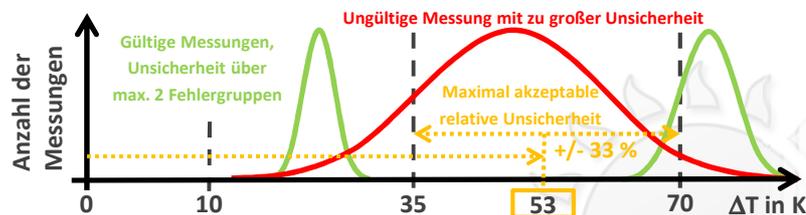
4. Bestimmung einer sinnvollen geometrischen Auflösung



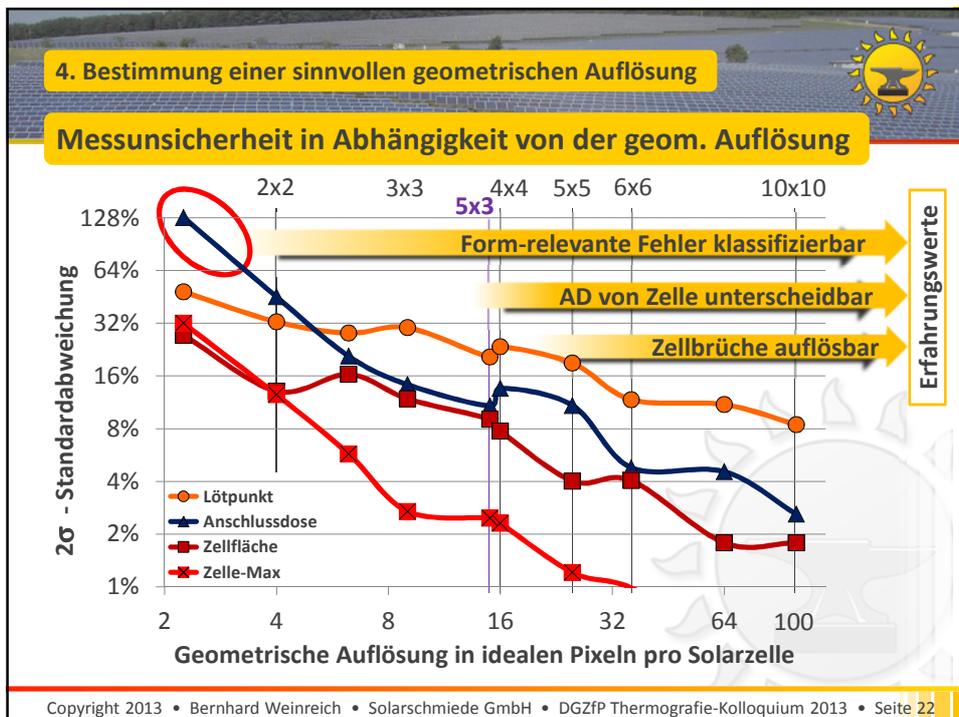
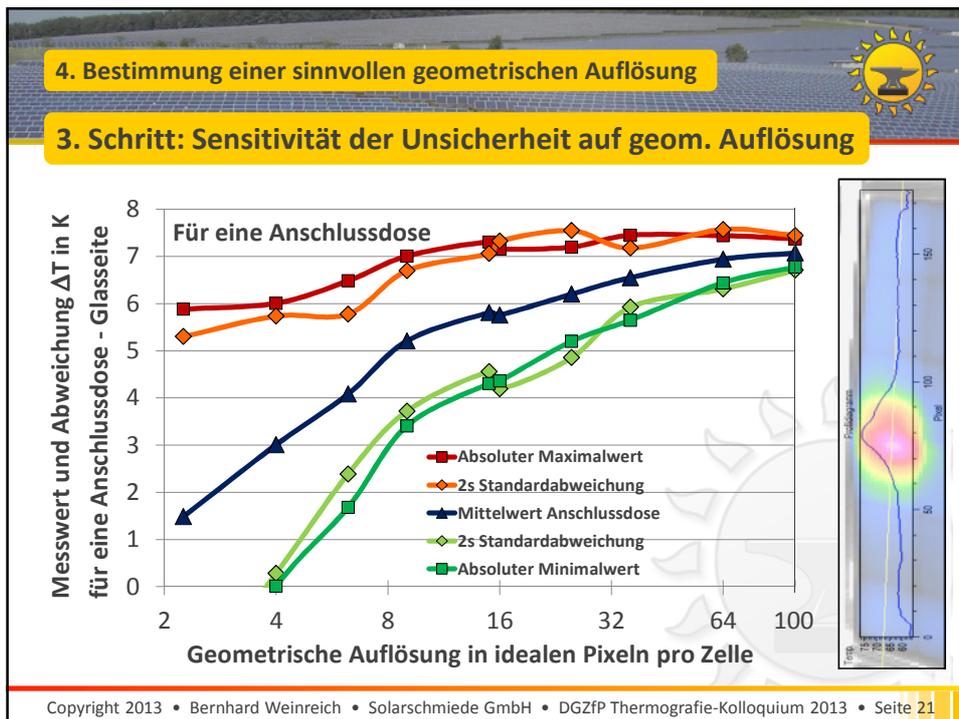
2. Schritt: Maximal akzeptable Messunsicherheit

Zielsetzung: Alle 3 zuvor gezeigten temperatur-relevanten Fehler sollten innerhalb der Messunsicherheit in **eine bis max. 2 der 4 Fehlergruppen** einteilbar sein.

(Zelltemperaturen werden individuell bewertet, die üblichen Temperaturgrenzen ähneln denen der gezeigten VATH-Hochspannungsrichtlinie. Für die anderen Fehler wird die VATH-Richtlinie als sinnvoll angesehen und übernommen.)



Temperatur - VATH	$0\text{ K} < \Delta T < 10\text{ K}$	$10\text{ K} < \Delta T < 35\text{ K}$	$35\text{ K} < \Delta T < 70\text{ K}$	$\Delta T > 70\text{ K}$
Fehlergruppe-VATH	1	2	3	4
Entspricht SolS	Zur Kenntnis	Empfehlung	Mangel	S.r. Mangel



4. Bestimmung einer sinnvollen geometrischen Auflösung



Beschreibung der Vorgehensweise zu den Messwerten (Skript)

☀ Messkurve „Lötpunkt“

Die Messung erfolgte von der Glasseite aus um dem glättenden Effekt des Glases auf das Temperaturprofil Rechnung zu tragen. Gemessen wurde das ΔT aus der Max-Spottemperatur gegen einen Referenzpunkt.

☀ Messkurve „Zellfläche“

Die Messung erfolgte aus Vereinfachungsgründen von der Folienseite. Es wurde davon ausgegangen, dass die dabei falsch dargestellte Flankensteilheit des Temperaturprofils an den Zellrändern im Vergleich zu der dominierenden Plateaufläche keinen nennenswerten Einfluss hatte. Gemessen wurde das ΔT aus der mittleren Temperatur über der gesamten Zellfläche inkl. kälterem Zellabbruchsteil gegen einen Referenzpunkt. Im Gegensatz zur absolut zwar genaueren folgenden „Zelle-Max“ Messung kann nur über die Zellflächenmessung auf die momentane Verlustleistung hoch gerechnet werden, weswegen sie in der Praxis bevorzugt wird.

☀ Messkurve „Zelle-Max“

Messsituation wie bei „Zellfläche“; Vorgehensweise bei der Bestimmung des ΔT wie bei „Lötpunkt“. Diese Methode wird häufig von anderen PV-Thermografen verwendet, hat allerdings trotz der scheinbar geringeren Messunsicherheit eine geringere Aussagekraft. Die Ergebnisse bei nicht idealen Zellbrüchen (wie hier verwendet; eine Hauptbruchlinie parallel und außerhalb eines Busbars) können weitgehend beliebig streuen.

☀ Messkurve „Anschlussdose“

Messsituation und Vorgehensweise zur Bestimmung des ΔT im ersten Ansatz wie bei „Lötpunkt“. Bei der Wahl des Referenzpunktes muss aufgrund der geringen einsehbaren Übertemperaturen (ca. 2-8 K) auf der Glasseite besondere Sorgfalt herrschen. Die Referenztemperatur wird von einer möglichst nahe liegenden perspektivisch ähnlichen AD ohne Auffälligkeit als Max-Spot entnommen. Diese Referenztemperatur wird zusätzlich über einen flächigen Vergleich der beiden Modultemperaturen in der Umgebung der beiden Dosen korrigiert.

4. Bestimmung einer sinnvollen geometrischen Auflösung



Beschreibung der Vorgehensweise zu den Messwerten (Skript)

☀ 2 σ - Standardabweichung und Grenzabweichung

Die beiden dargestellten Messunsicherheitsverläufe (vorangegangene Seiten und folgende) liegen abgesehen von einer stärkeren Streuung der 2 σ -Verläufe relativ deckungsgleich. Beides ist bei einer vergleichsweise kleinen Anzahl an Messwerten von je Messsituation 10 Stück und einer durch die kleinen Pixelanzahlen geringen Varianzbreite und damit hart aufsetzenden Gaußverteilung zu erwarten.

☀ Weitere Anmerkungen:

Für die Messpunkte 1,5x1,5 und 2,5x2,5 wurde bei der Messkurve „Zellfläche“ eine Interpolation verwendet, da hier aufgrund der nicht ganzzahligen Pixelgröße die Messflächengröße nicht mit der Zelle übereingestimmt und den Fehler vergrößert hätte. Dieses Problem tritt bei Zellflächenmessungen prinzipiell bei allen nicht ganzzahligen Pixelauflösungen auf, verliert allerdings bei höheren Auflösungen seine Bedeutung speziell wenn bei der Auswertung interpoliert wird. Bei der Zellflächenmessung wurde des Weiteren der Einfluss durch stark perspektivisch verzerrte Bilder ignoriert, da diese bei neueren Messmethoden weitgehend vermieden werden.

☀ Starker Unsicherheitsanstieg bei „Anschlussdose“ und geringen Auflösungen

Spätestens am Punkt der schlechtesten Auflösung mit 1,5x1,5 Pixel kommen die hier mit gut 10x10 cm² relativ großen Pixel im Bereich der Anschlussdose zusätzlich in den Einflussbereich des Modulrahmens. Hierbei beeinflusst die jeweilige Kamera bzw. Pixelpositionierung stark das Endergebnis durch eine Überlagerung der warmen Anschlussdosen-Spottemperatur und der kalten Modulrahmentemperatur.



Als Konsequenz aus dieser Erkenntnis sollte bei Modulen mit rahmennahen Anschlussdosen eine erhöhte geometrische Auflösung in Betracht gezogen werden.

4. Bestimmung einer sinnvollen geometrischen Auflösung



4. Schritt: Rückwärtsberechnung der geom. Auflösung

- ☀ **Anschlussdosenfehler sind für die geometrische Auflösung entscheidend:**
 - Sie haben (nach Schritt 1) die größte Auffindungspriorität und
 - ihre Unsicherheit beim Hochrechnungsfaktor - $f_{\text{Imax/I}}$ ist am größten
- ☀ Aus der Zielvorgabe (aus Schritt 2), einer maximalen Unsicherheit von 33 % bei einem ΔT von 53 K, lässt sich im Beispiel auf die noch tolerierbare Unsicherheit für die geometrische Auflösung zurückrechnen.

Temperatur-Hochrechnung (HR) mit Fehlerfortpflanzung für AD bei 900 W/m²

Zeichen	Beschreibung	Wert	2 σ
$\Delta T_{\text{AD-Glas}}$	Messwert: Glasübertemperatur über AD	3,5 K	+/- 5 %
$\times f_{\text{Imax/I}}$	HR-Faktor auf Nennbelastung	1,18	+/- 5 %
$\times f_{\text{Innen/Glas}}$	HR-Faktor von Glasseite ins AD-Innere	11,4	+/- 18-30 %
$\times f_{\text{Opt/Pix}}$	HR-Faktor für verwendete geom. Auflösung	1,13	+/- 27-12 %
$= \Delta T_{\text{AD-In.,Imax}}$	Übertemp. im AD-Inneren bei Nennlast	53 K	+/- 33 %

Copyright 2013 • Bernhard Weinreich • Solarschmiede GmbH • DGZfP Thermografie-Kolloquium 2013 • Seite 25

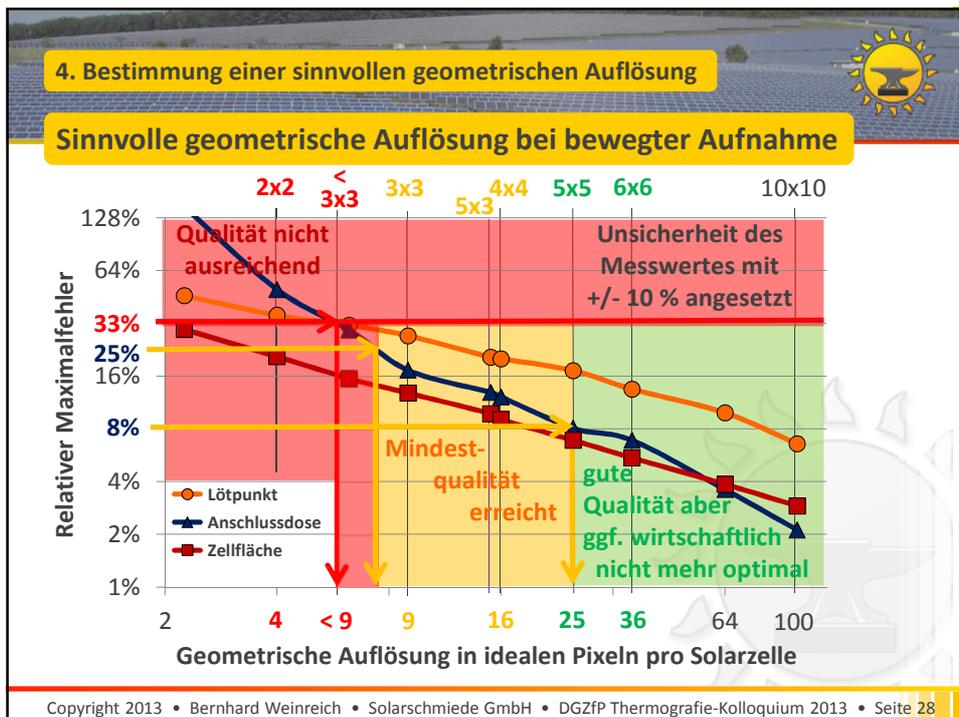
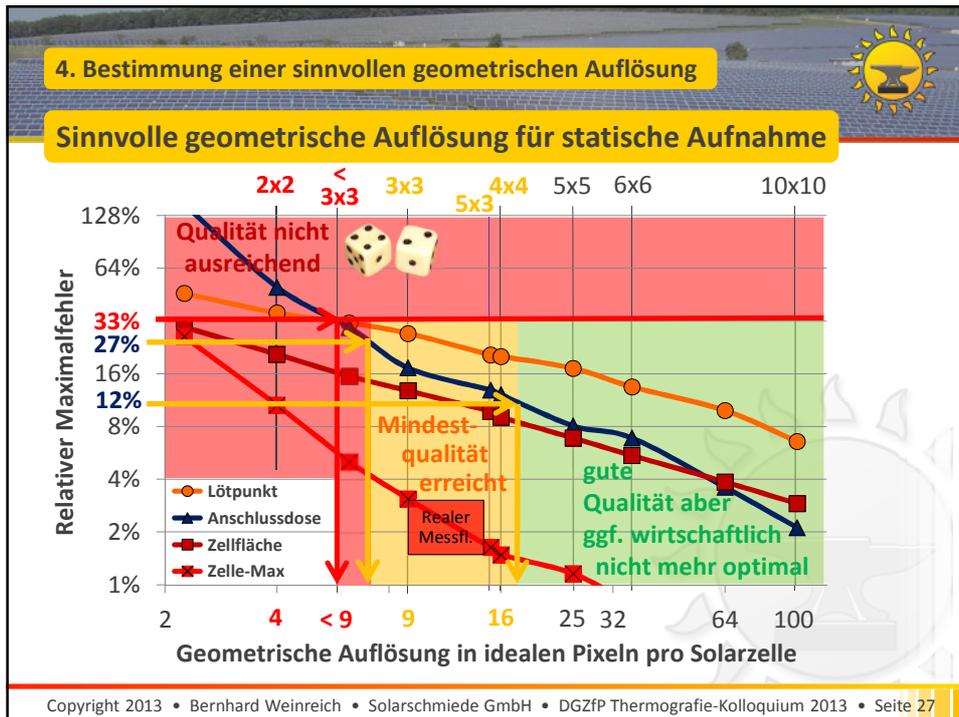
4. Bestimmung einer sinnvollen geometrischen Auflösung



Beschreibung der Vorgehensweise bei der Berechnung (Skript)

- ☀ $\Delta T_{\text{AD-Glas}}$: Der Messwert gibt das ermittelte ΔT zwischen der messbaren Glas-Maximaltemperatur über der Anschlussdose und einem Referenzwert über einer unauffälligen Anschlussdose an. Die 2 σ -Unsicherheit beinhaltet den Fehler aus der Wahl des Referenzpunktes, aus dem Auslesen der Temperaturen (z.B. Rundungsfehler) und den Kameraunsicherheiten. Für den bewegten Fall wurde eine vergrößerte Unsicherheit angesetzt, die bisher aber nur auf Erfahrungswerten basiert und langfristig näher zu untersuchen ist.
- ☀ $f_{\text{Imax/I}}$: Dieser Hochrechnungsfaktor rechnet die aktuelle Strombelastung auf Nennbelastung hoch. Bei einer üblichen Einstrahlungsmessung wird dabei linear auf die Strombelastung umgerechnet und das Ergebnis für den vorliegenden Fall aus dem Quotienten des Ist und Nennstroms mit der Potenz 1,6 berechnet. Die 2 σ -Unsicherheit ist abgeschätzt für die Genauigkeit der verwendeten Sensoren (üblicherweise +/- 3%), die Umrechnung und zeitliche und räumliche Varianzen zwischen Sensor und Messobjekt.
- ☀ $f_{\text{Innen/Glas}}$: Dieser Hochrechnungsfaktor ist die Umrechnung von der Glasaußen-Übertemperatur zur Anschlussdosen inneren Kontakttemperatur-Differenz. Der angegebene Wertebereich der 2 σ -Unsicherheiten stellt Erfahrungswerte aus mehreren Referenz-Messreihen an verschiedenen Anschlussdosen dar. Die Erfahrung auch im Rahmen dieser Arbeit zeigt, dass sich hier in Zukunft eine genauere Arbeitsweise beispielsweise die Verwendung von Lackspray in den Anschlussdosen lohnt, um zu genaueren Ergebnissen zu kommen. Auch könnte die Verwendung einer Näherungsformel (ΔT) im Gegensatz zu den bisher verwendeten festen Faktoren sinnvoll sein.
- ☀ $f_{\text{Opt/Pix}}$: Dieser Hochrechnungsfaktor rechnet die gemessene Glasoberflächen-Übertemperatur $\Delta T_{\text{AD-Glas}}$ auf die $\Delta T_{\text{AD-In.,Imax}}$ um, die bei der geometrischen Auflösung während der Referenzmessung verwendet wurde. Die 2 σ -Unsicherheit ist in diesem Fall das Ergebnis der Beispielrechnung, da das eigentliche Endergebnis, der Fehler der Übertemperatur im Inneren der Dose, zu maximal 33 % festgelegt wurde.

Copyright 2013 • Bernhard Weinreich • Solarschmiede GmbH • DGZfP Thermografie-Kolloquium 2013 • Seite 26



5. Zusammenfassung der Ergebnisse und Ausblick



Zusammenfassung der Ergebnisse

- ☀ Eine Auflösung von 25 (=5x5) Pixeln / Solarzelle wird im Rahmen der verwendeten Werte als **technisches und wirtschaftliches Optimum** angesehen.
- ☀ Es gibt **keine einzelne Fehlerart**, die sich durch eine **geometrisch reduzierte Auflösung wirtschaftlich sinnvoll aus der Suche ausklammern** lässt. Die **einzige Alternative** zu einer vollständigen Messung ist der **Verzicht auf das Auffinden aller temperatur-relevanter Fehler** bei der Auflösung von 2x2 Pixel.
- ☀ Bei Modulen mit **Anschlussdosen nahe am Modulrahmen** kann eine **erhöhte Auflösung** notwendig werden.
- ☀ Die **Hochrechnung auf die Innentemperatur der Anschlussdosen** erfordert **hohe Sorgfalt** und sollte soweit möglich durch **10 Referenzmessungen** für jeden Anschlussdosentyp gestützt werden (HR-Formel (ΔT) anstatt Faktor). Ggf. kann hierzu für häufige Typen eine Datenbank angelegt werden.

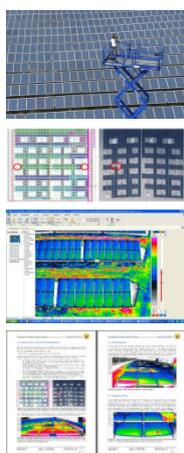
Copyright 2013 • Bernhard Weinreich • Solarschmiede GmbH • DGZfP Thermografie-Kolloquium 2013 • Seite 29

5. Zusammenfassung der Ergebnisse und Ausblick



Überblick über Optimierungspotentiale (Skript)

Ein typischer Analyseablauf



Aufnahme
der Bilder

Sortierung

Interpretation der
Thermogramme

Erstellung des
Berichts

Optimierungspotentiale

Einsatz
fliegender
Plattformen



(Bereits heute ca. 10 MW / Tag erreichbar)

Bildaufbereitung und -filterung
(Erste vielversprechende Experimente)

Automation

Forschung für detailliertere
Klassifizierungen und Prognosen

(Siehe weitere Veröffentlichungen hierzu unter:
<http://www.solarschmiede.de/de/ideenschmiede/publikationen>)

Vereinheitlichung der Qualität

(Anfang August 2013 gestartete DKE-Vornorm)

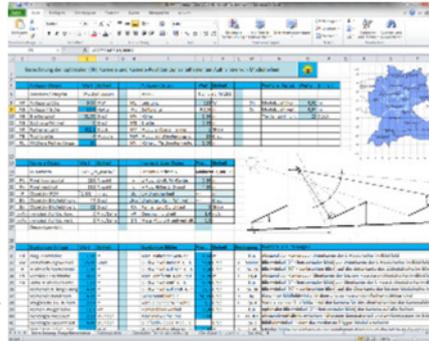
Copyright 2013 • Bernhard Weinreich • Solarschmiede GmbH • DGZfP Thermografie-Kolloquium 2013 • Seite 30

5. Zusammenfassung der Ergebnisse und Ausblick



Ausblick auf weitere Herausforderungen und Entwicklungen

- ☀️ Genauere Berechnung der **Gesamt-Messsystem-Effizienz** auf Basis eines alle Aspekte betrachtenden Software-Tools (Aktuell: Diverse Excel-Tools)
- ☀️ Weiterentwicklung eines **modularen Messsystem** auf Basis verschiedener untereinander kompatibler Kameras und Kameraträgersysteme (z.B. Drohnen) auf höhere Geschwindigkeit, Flexibilität und Flugtauglichkeit
- ☀️ Erreichen einer **Tages-Messkapazität von 25 MW** in 2014 und einer **Tages-Messkapazität von knapp 100 MW** in 2016 (Pro Person ohne Zusatz- und Referenzmessungen unter besten Bedingungen)



Copyright 2013 • Bernhard Weinreich • Solarschmiede GmbH • DGZfP Thermografie-Kolloquium 2013 • Seite 31

SOLARSCHMIEDE

Agenda 2020: 10 Gigawatt per Day



Investoren und Piloten ab sofort gesucht !

Source: NASA, Photo: Jim Ross



SOLARSCHMIEDE



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit !

