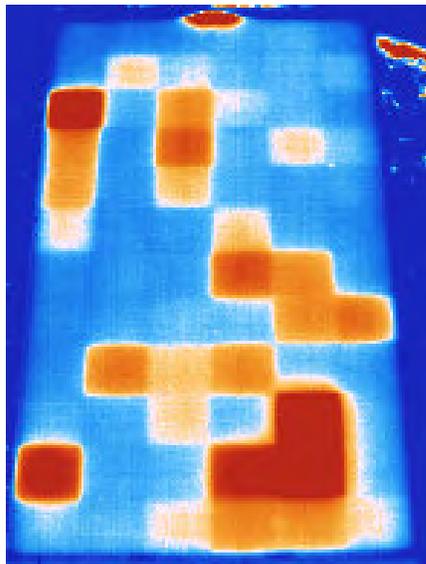


Abschlussbericht
der
Machbarkeitsstudie
zur
**Überprüfung der Qualität von Photovoltaik-
Modulen mittels Infrarot-Aufnahmen**
- Korrelation von Infrarot-Messung und elektrischer Messung -



ZAE Bayern e.V.

Abt. 3: Thermosensorik und Photovoltaik, Erlangen

Dr. Claudia Buerhop
Dipl.-Phys. Ulrike Jahn
Dipl.-Phys. Ulrich Hoyer
Dipl.-Ing. Bernd Lerche
Cand. Phys. Stephan Wittmann

April-Oktober 2007

Inhaltsverzeichnis

1	Motivation	3
2	Grundlagen, Theorie der IR-Messung	4
3	Versuchsdurchführung	6
4	Prinzipielle Charakterisierung von PV-Modulen	10
4.1	Verschiedene Messmodi	10
4.2	Messrichtung	12
4.3	Messfehler	13
4.3.1	Fluktuierende Einstrahlung	13
4.3.2	Reflektion von Wärmestrahlung	14
4.3.3	Teilabschattung	14
5	Detektierte Modulfehler	16
5.1	Produktionsfehler bei der Modulherstellung	16
5.1.1	Schadhafte Zelle im Forschungsmodul	16
5.1.2	Gasblasen im EVA	18
5.1.3	Eingebaute Partikel	20
5.2	Solarzellen	21
5.2.1	Punktdefekte – Riss parallel zur Sammelschiene	21
5.2.2	Bruch einer Zelle mit Riss quer zur Sammelschiene	23
5.3	Leitungsbänder von Zelle zu Zelle und Sammelschienen (interconnect)	25
5.3.1	Verletzung der Isolationsschicht	25
5.3.2	Weitere Auffälligkeiten	27
5.3.3	Mangelnder elektrischer Kontakt	29
5.4	Temporäre Abschattungen	30
5.5	Bypass-Diode	33
5.5.1	Modul mit teilweise defekten Dioden	34
5.5.2	Alle Dioden eines Moduls defekt	35
5.5.3	Gezielter Einbau defekter Dioden	36
5.6	Schädigung im Betrieb	37
5.7	Kontrolle der Anschlussart einzelner Module in einer Anlage	40
6	Zusammenfassung der Erfahrungen und Ergebnisse	41
7	Danksagung	45
8	Literaturverzeichnis	46

1 Motivation

Damit die photovoltaische Stromerzeugung zu einer nachhaltigen und verlässlichen Stromversorgung herangezogen werden kann, die zum Ersatz der konventionellen Energieträger in zunehmenden Maße beiträgt, gilt es, die Lebensdauer der PV-Module bei gleichzeitiger Reduzierung der Kosten zu verlängern. Der Preis pro erzeugter Energiemenge wird durch die durchschnittliche Sonneneinstrahlung am Installationsort, die Lebensdauer und den Kaufpreis des PV-Moduls bestimmt. Ein Faktor, der noch hohe Kosten verursacht, ist die unvollständige Qualitätskontrolle während der Modulherstellung, nach der Installation und während des Betriebs der PV-Anlage.

Dadurch werden fehlerhafte PV-Module in der Produktion manchmal nicht erkannt und in Umlauf, d. h. auf die Dächer oder die Wiese, gebracht. Im Betrieb geschädigte Module können zu Minderleistung und zu Sicherheitsproblemen führen. Die Erkennung fehlerhafter Solarmodule, die bereits installiert und u. U. bereits längere Zeit in Betrieb sind, gestaltet sich mit der gängigen Methode jedoch schwierig: Die Module werden hierbei einzeln oder im Strang unter Sonnenlicht kennlinienvermessen. Dabei müssen die Stränge oder Module einzeln an das Kennlinienmessgerät angeschlossen werden, was zu einem erheblichen Zeit- und Arbeitsaufwand führt. Wünschenswert wäre also eine Methode, bei der nicht in den Stromkreis eingegriffen werden muss und bei der in kurzer Zeit eine große Anzahl an Modulen abgearbeitet werden kann.

Außerdem werden neben der elektrischen Kennlinienmessung unter gepulstem Licht (Flasher) in der Produktion und unter realem Sonnenlicht bei der installierten Anlage weitere Qualitätskontrollmechanismen benötigt, die vor allem Defekte identifizieren und erkennen, die sich nicht sofort in der elektrischen Leistungsmessung bemerkbar machen, sondern erst durch die im Betrieb auftretenden thermischen und mechanischen Belastungen aktiviert werden und somit zur Leistungsreduktion oder zum Ausfall des Moduls führen. Effektive und schnelle Verfahren zur Qualitätssicherung in der PV-Modulfertigung und im laufenden Betrieb werden umso wichtiger, je größer der Preisdruck z. B. durch eine beschleunigte Reduktion der Einspeisetarife und je kleiner die Diskrepanz zwischen PV-Stromgestehungskosten und konventionellen Stromkosten wird.

Der zielgerichtete Einsatz von Infrarotkameras in der Photovoltaik ist eine gute Möglichkeit der schnellen, großflächigen, berührungslosen und zerstörungsfreien Fehlerortung im Gesamtsystem [1-9]. Damit bieten sich Wärmebildkameras zur Charakterisierung und Fehleranalyse von PV-Modulen und Komponenten im Labor und im Feld an. Im Rahmen dieses Projektes des Solarenergiefördervereins Bayern sollen typische Moduldefekte detektiert, klassifiziert und dabei geklärt werden, inwieweit die einzelnen Fehler auch elektrisch wirksam sind. Hierzu wurden systematische Messungen an verschiedenen PV-Modultypen im Labor und im Feld durchgeführt und mittels elektrischer Vermessung überprüft, welche Auswirkungen die verschiedenen Fehlerfälle haben. Es wurde dabei versucht, eine Korrelation zwischen den IR-Messungen und den elektrischen Messungen herzustellen. Ferner

wurde die Fragestellung untersucht, welche Effekte später zu einer Reduzierung der Modulleistung oder auch zu einem späteren Ausfall des Moduls führen.

Mittels IR-Messtechnik lassen sich verschiedene Fehler an PV-Modulen, wie Degradation am Einkapselungsmaterial, Haftungsverlust, Degradation von Zell- und Modulverbindern sowie Einfluss von Feuchtigkeit schnell sichtbar darstellen. Damit stellen die IR-Messungen ein wertvolles Werkzeug bei der Überprüfung der PV-Module während der Installationsphase als auch bei regelmäßigen Inspektionen und bei Fehlerverdacht dar.

2 Grundlagen, Theorie der IR-Messung

Bei der IR-Messtechnik werden IR-Kameras eingesetzt, die infrarote Strahlung erfassen [10]. Strahlung kann durch einen Körper absorbiert, transmittiert und reflektiert werden:

$$\alpha + \rho + \tau = 1$$

mit

- α Absorptionsvermögen des Messobjektes, $\alpha = f(\lambda, T)$
- ρ Reflexionsvermögen des Messobjektes, $\rho = f(\lambda, T)$
- τ Transmissionsvermögen des Messobjektes, $\tau = f(\lambda, T)$

Jeder Körper auf einer Temperatur oberhalb 0K emittiert infrarote (IR-) Strahlung und gibt damit Wärme entsprechend seiner Körpertemperatur ab. Im thermischen Gleichgewicht emittiert jeder Körper genauso viel Energie wie er entsprechend seiner Körpertemperatur absorbiert hat, $\alpha = \varepsilon$, $\varepsilon = f(\lambda, T)$ Emissionsvermögen. Dann gilt:

$$\varepsilon + \rho + \tau = 1,$$

dabei wird das Emissionsvermögen stark von der Temperatur, der Wellenlänge, dem Werkstoff und der Oberflächenbeschaffenheit beeinflusst.

Ein Schwarzer Strahler hat entsprechend seiner Temperaturen T_{SS} ein Strahlungsvermögen von $M_{SS} = \sigma T_{SS}^4$, wobei σ die Stefan-Boltzmann-Konstante ist. Da der schwarze Strahler die gesamte, absorbierte Energie wieder emittiert, besitzt er ein Emissionsvermögen von $\varepsilon = 1$. Reale Körper dagegen absorbieren, transmittieren als auch reflektieren Strahlung, ihr Emissionskoeffizient ist $0 < \varepsilon < 1$. Daher geben reale Körper (Messobjekte) thermische Strahlung $M_{M-emitt}$ entsprechend ihrer Temperatur T_M und ihres Emissionsvermögens ab:

$$M_{M-emitt} = \varepsilon M_{SS}(T_M) = \varepsilon \sigma T_M^4$$

Da das interessierende Messobjekt ein realer Körper ist, gibt es nicht nur thermische Strahlung $M_{M-emitt}$ ab, sondern es empfängt auch Strahlung anderer Objekte, die absorbiert, reflektiert und transmittiert wird. An der Oberfläche wird die Strahlung der Umgebung $M_U(T_U)$ mit der Temperatur T_U reflektiert und Strahlung von Körpern hinter dem Messobjekt $M_{HS}(T_{HS})$ (Hintergrundstrahlung) mit der Temperatur T_{HS} wird transmittiert, entsprechend dem Reflektions- und Transmissionsvermögens ρ und τ des Messobjekts,

$$M_{U-refl} = \rho M_U(T_U) \quad \text{und} \quad M_{HS-trans} = \tau M_{HS}(T_{HS})$$

So ergibt sich eine Gesamtstrahlung M_M vom Messobjekt ausgehend mit, vergleiche *Abbildung 1*:

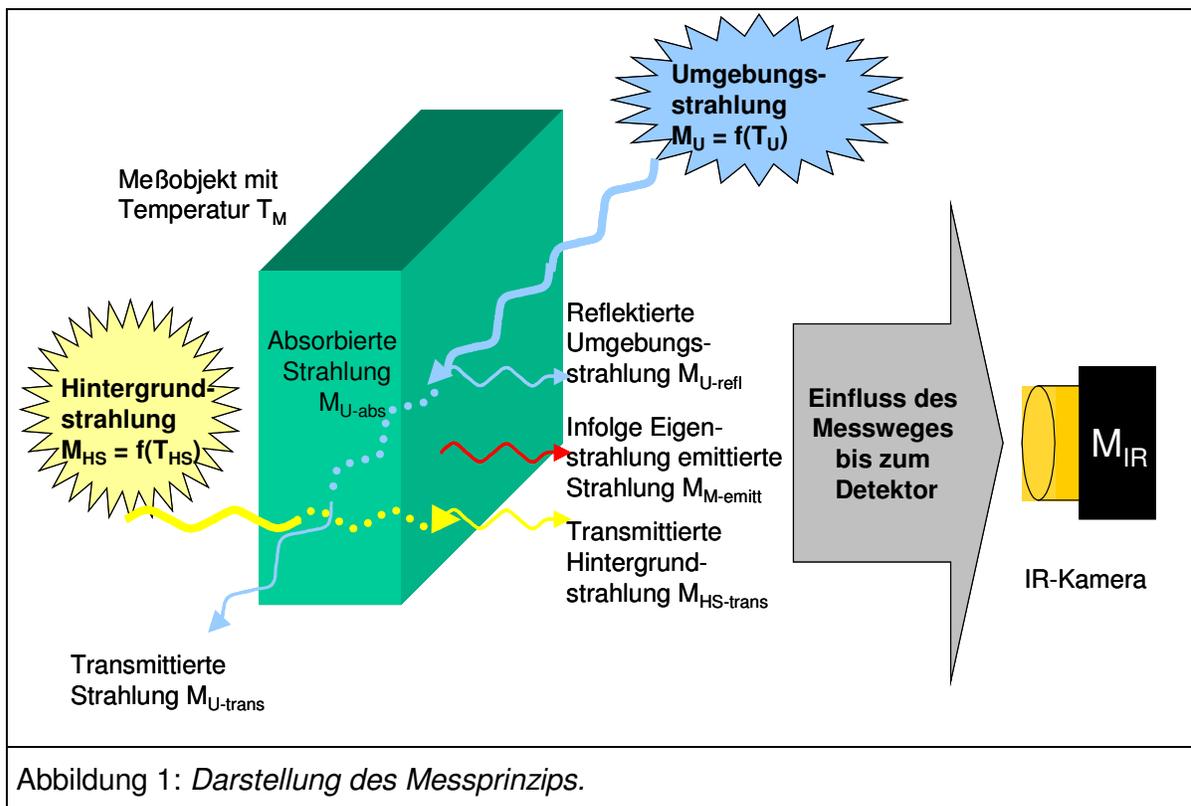
$$M_M = M_{M\text{-emitt}} + M_{U\text{-refl}} + M_{HS\text{-trans}}$$

Bei der IR-Untersuchung von PV-Modulen kann man in der Regel davon ausgehen, dass keine Strahlung durch die verschiedenen Modulschichten (Laminatfolie, Solarzelle, Laminatfolie, Glas) transmittiert wird ($\tau = 0$ im IR-Bereich). Daraus ergibt sich, dass keine Hintergrundstrahlung transmittiert wird, $M_{HS\text{-trans}} = 0$. Für das Reflektionsvermögen gilt dann:

$$\varepsilon + \rho = 1 \quad \text{oder auch} \quad \rho = 1 - \varepsilon$$

Für die vom Messobjekt ausgehende Gesamtstrahlung M_M ergibt sich:

$$M_M = M_{M\text{-emitt}} + M_{U\text{-refl}} = \varepsilon M_{SS}(T_M) + (1 - \varepsilon) M_U(T_U)$$



Beim Weg der vom Messobjekt abgegebenen Strahlung M_M durch die Atmosphäre wird Strahlung entsprechend des Transmissionsvermögens der Atmosphäre τ_{atm} geschwächt und für die Strahlung M_{IR} , die den Kameradetektor erreicht, ergibt sich:

$$M_{IR} = \tau_{atm} M_M = \tau_{atm} (\varepsilon M_{SS}(T_M) + (1 - \varepsilon) M_U(T_U))$$

Die Transmission durch die Atmosphäre sollte möglichst hoch sein, damit noch genügend Strahlung vom Messobjekt den Kameradetektor erreicht. Dies ist gegeben für die Wellenlängenbereiche 2-5 μm und 8-12 μm (siehe *Abbildung 2*), da dort kaum störende Absorptionsbanden der Atmosphäre vorhanden sind. Für geringe Messabstände gilt hier $\tau_{\text{atm}} \approx 1$.

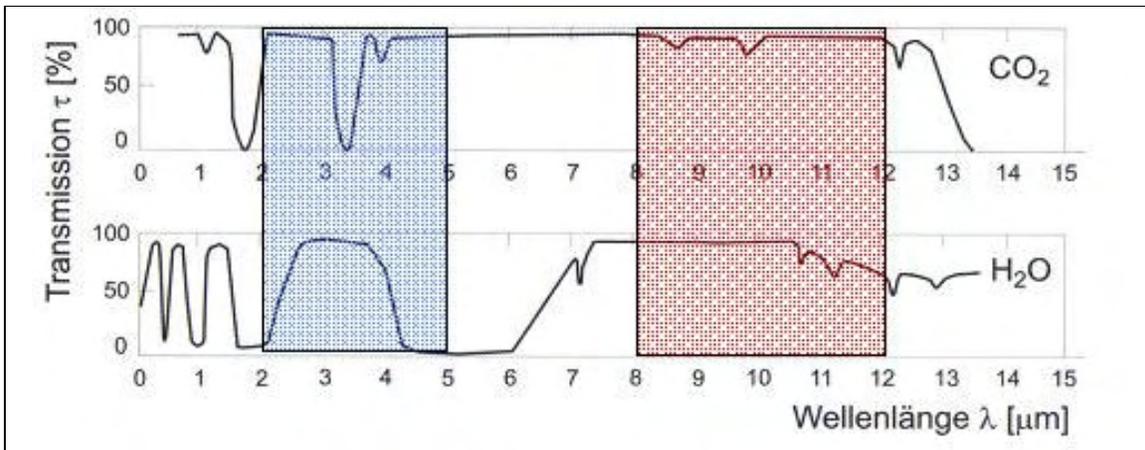


Abbildung 2: *Spektrale Transmission der Atmosphäre.*

$$M_{\text{IR}} = M_{\text{M}} = \varepsilon M_{\text{SS}}(T_{\text{M}}) + (1 - \varepsilon) M_{\text{U}}(T_{\text{U}})$$

So hängt der Messwert der IR-Kamera nur noch vom Emissionsvermögen ε des Messobjektes, der Temperatur des Messobjektes T_{M} und der Umgebungstrahlung M_{U} ab. Zur Messung der Objekttemperatur ist es daher vorteilhaft, wenn das Messobjekt ein hohes Emissionsvermögen besitzt und die Objekte in der Umgebung eine deutlich niedrigere Temperatur haben als das Messobjekt.

3 Versuchsdurchführung

Die Untersuchung der Photovoltaik-Module wird in mehreren Schritten durchgeführt: Zuerst findet eine visuelle Inspektion des Moduls statt, Auffälligkeiten, Mängel oder sonstige Schäden werden identifiziert und dokumentiert. Anschließend werden die IR-Aufnahmen gemacht. Abschließend erfolgt die Messung der elektrischen Kennwerte unter Outdoor-Bedingungen einschließlich der für Module charakteristischen Kennlinie, die zum besseren Verständnis des Modulzustands sowie zur Interpretation der IR-Aufnahmen beitragen.

Die verwendete, tragbare Wärmebildkamera, MIDAS 320, arbeitet mit einem ungekühlten, radiometrischen Mikrobolometer-Array (320x240 Pixel) in dem Spektralbereich von 8-14 μm mit einer Messgenauigkeit von $\pm 2\text{K}$.

Die elektrischen Kennlinien werden mit dem Peakleistungs- und Kennlinien-Messgerät für PV-Module der Firma PVE vom Typ PVPM 2540C aufgenommen. Das PVPM misst selbständig die Strom-Spannungs-Kennlinie des Moduls, die aktuelle Temperatur sowie die Einstrahlung zum Zeitpunkt der Messung und berechnet aus den gewonnenen Daten die effektive Solarzellen-Kennlinie und die Peakleistung. Die Modulkennwerte, wie Modulleistung P_{max} , Kurzschlussstrom I_{SC} und Leerlaufspannung U_{OC} , werden automatisch auf Standard-Testbedingungen STC (Ein-

strahlung $1000\text{W}/\text{m}^2$, Spektrum $\text{AM}=1,5$ sowie Modultemperatur 25°C) umgerechnet. Die Messgenauigkeit beträgt $\pm 5\%$ des Messwertes. Von jedem untersuchten Modul werden mindestens drei Kennlinien aufgenommen, um eventuelle Messfehler (fluktuierende Einstrahlung) auszuschließen.

Die untersuchten, kommerziellen PV-Module bestehen aus in Ethylvinylacetat EVA einlamierten Solarzellen, die auf der Vorderseite mit einer Glasscheibe abgedeckt sind. Glas besitzt einen Emissionskoeffizienten von $\epsilon=0,85$ im Wellenlängenbereich von $8\text{-}14\mu\text{m}$. Zu einem geringen Anteil wird Strahlung an der Glasoberfläche reflektiert, so dass bei der Messung auf störende Einflüsse von umliegenden Objekten, wie z. B. wärmeren Gebäuden, zu achten ist.

Ähnliches gilt auch für ein Forschungsmodul, das am ZAE Bayern aus zwanzig Solarzellen aufgebaut wurde. Hier können ausgewählte Defekte gezielt eingebaut und nachgestellt werden. Systematische Untersuchungen sollen deren Einfluss auf die IR-Aufnahme und die elektrische Messung zeigen.

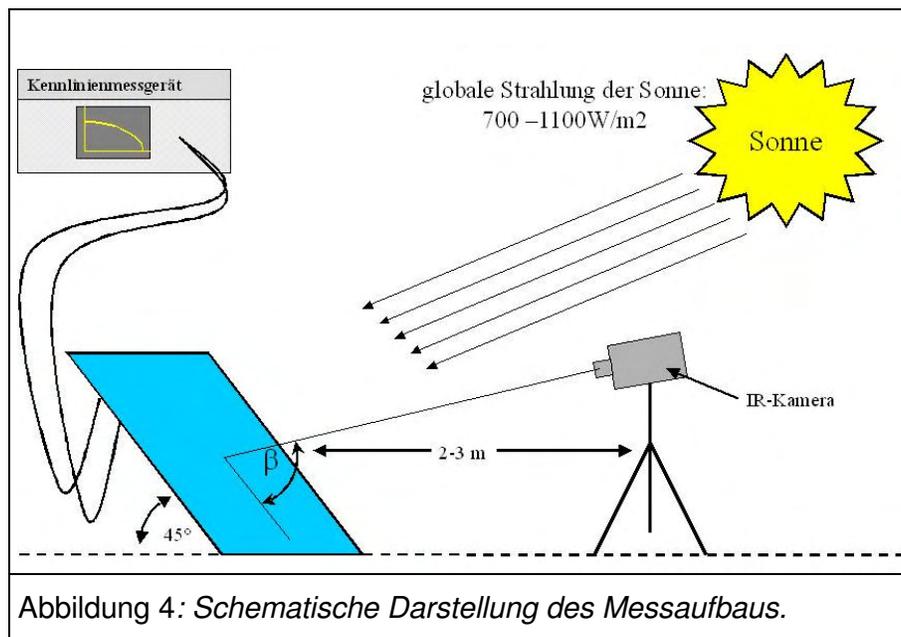


Abbildung 3: Darstellung des Messaufbaus.

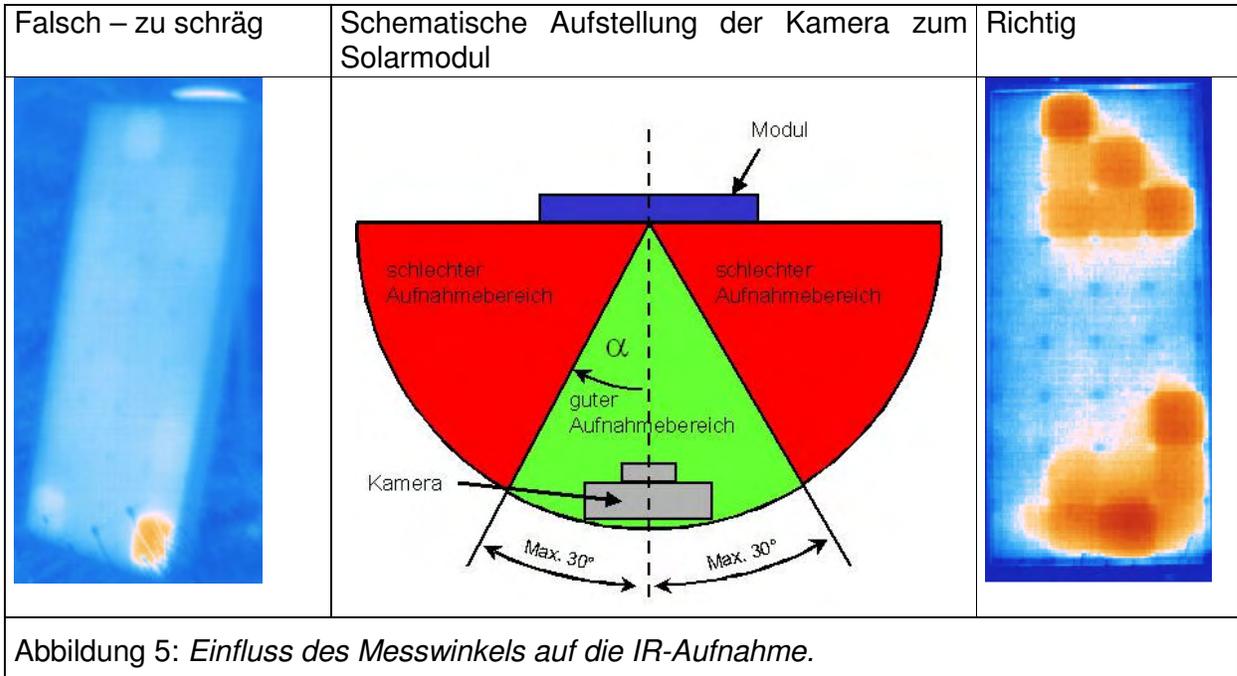
Die Versuche werden an möglichst wolkenfreien, trockenen Tagen bei intensiver Sonneneinstrahlung und idealerweise bei niedrigen Außentemperaturen durchgeführt, wie *Abbildung 3* für den Messaufbau im Freien zeigt.

Sinnvolle Messungen, IR-Aufnahmen und U-I-Kennlinien, sind erst ab einer Strahlungsintensität von $G_1=700\text{ W}/\text{m}^2$ in Modulebene möglich. Andernfalls ist zum einen die Genauigkeit der elektrischen Messung zu niedrig und zum anderen der

Kontrast der IR-Aufnahme zu gering. Eine Vielzahl der Messungen wurden bei STC-nahen Bedingungen ($G_1=1000 \text{ W/m}^2$ und Modultemperatur $T_M=35^\circ\text{C}$) durchgeführt.

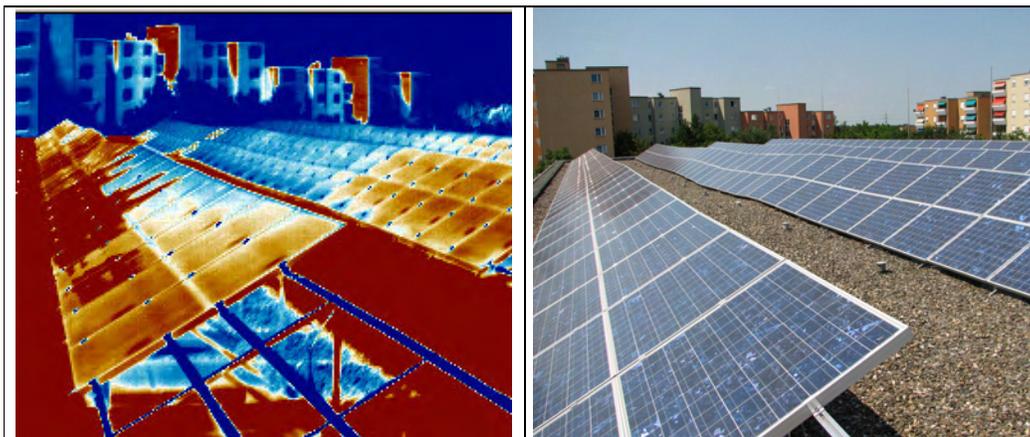


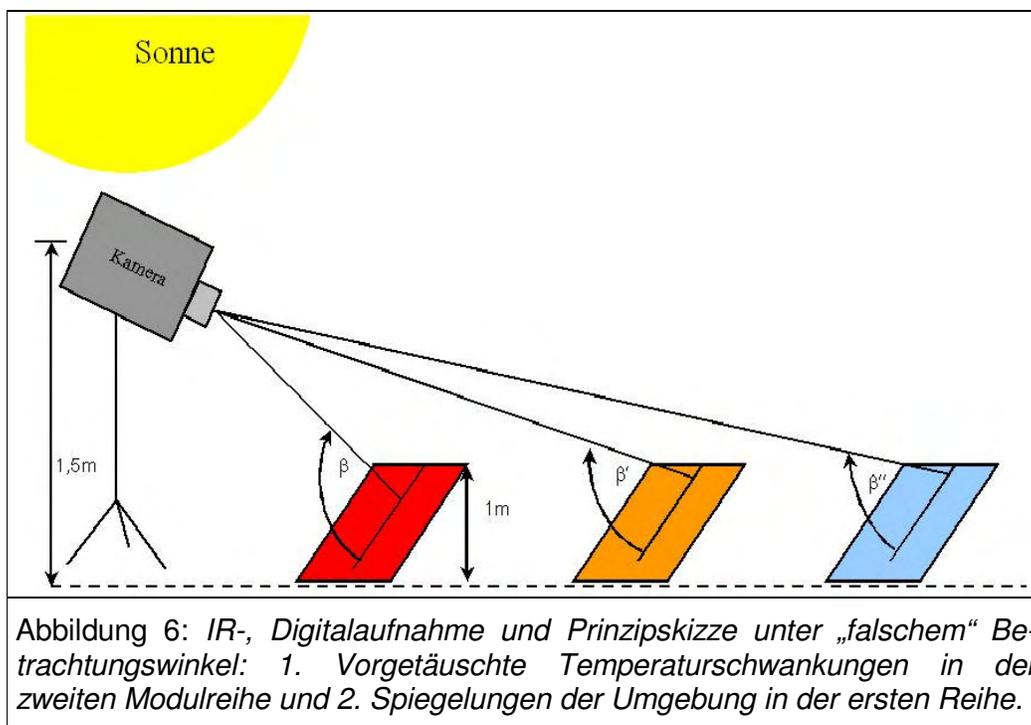
Bei der Durchführung der Messungen ist zu berücksichtigen, dass die abgestrahlte Energie richtungsabhängig ist. Für PV-Module bedeutet dies, dass bei der IR-Temperaturmessung der Blickwinkel β möglichst 90° betragen sollte. Das PV-Modul ist, wenn möglich, senkrecht zur Einstrahlrichtung der Sonne auszurichten. Zur Untersuchung eines einzelnen Moduls empfiehlt sich ein Abstand von 2-3m zwischen der IR-Kamera und dem Modul, und die Kamera ist annähernd unter einem Winkel von $\beta=60-90^\circ$ zu der Moduloberfläche ausgerichtet (*Abbildung 4*). Das Gleiche gilt auch für die gleichzeitige Untersuchung mehrerer, hintereinander liegender Modulreihen.



Bei Abweichungen von der Modulnormalen steigt der Einfluss des winkelabhängigen Messfehlers (*Abbildung 5*). Bei zu geringem, zu flachem Beobachtungswinkel α (Abweichungen von mehr als 40°) sind die IR-Messungen in der Regel unbrauchbar und müssen korrigiert werden.

Aus größerer Entfernung lassen sich effizient und vorteilhaft ganze Modulanlagen mit der IR-Kamera untersuchen, vorausgesetzt der Beobachtungswinkel α ist nicht zu schräg, wodurch die IR-Aufnahme verfälscht wird. In *Abbildung 6* ist α deutlich größer als 30° , so dass in der IR-Aufnahme der zweiten Modulreihe Temperaturunterschiede vorgetäuscht werden. Zusätzlich sind Reflektionen der umliegenden Hochhäuser in der ersten Modulreihe sichtbar.





Bei Einzelmodulen erfolgen die IR-Messungen in drei Betriebszuständen, im

- Leerlauf,
- Kurzschluss und
- Lastbetrieb

des PV-Modules. Gleichzeitig werden die elektrischen Kennwerte, wie Kurzschlussstrom, Leerlaufspannung und Modulleistung, gemessen. Da die Messungen bei ausreichender Sonneneinstrahlung durchgeführt werden müssen, wird gleichzeitig mit einer angeschlossenen Referenz-Solarzelle die Strahlungsintensität und die Modultemperatur gemessen. Anhand der gemessenen Modultemperatur T_{Mod} , der Leistung der Sonneneinstrahlung in Modulebene G_1 und des Füllfaktors FF werden die Kennwerte auf Werte bei Standardmessbedingungen umgerechnet.

4 Prinzipielle Charakterisierung von PV-Modulen

Bei der visuellen Inspektion scheinbar intakter PV-Module sind häufig keine Besonderheiten zu Beginn der Untersuchung auffällig, vergleiche Digitalfoto in *Abbildung 7*. Bei den IR-Aufnahmen deuten Temperaturunterschiede im Modul meistens auf Fehler hin. Die gemessene, absolute Modultemperatur ist von untergeordneter Bedeutung, da sie von vielen Parametern abhängt, wie Messzeitpunkt (Tageszeit, Jahreszeit), Witterung, Dauer der Sonneneinstrahlung, Luftströmung und nicht zuletzt von der Modul- und Zellart.

4.1 Verschiedene Messmodi

Die IR-Aufnahmen eines intakten Moduls unterscheiden sich in den verschiedenen Betriebszuständen - Leerlauf, Kurzschluss und unter Last - deutlich voneinander, *Abbildung 7*. Im Leerlauf treten in einem fehlerfreien Modul keine heißen Stellen, hier Zellen, auf, die Temperatur des Moduls ist sehr einheitlich. Demgegenüber sind

sowohl im Kurzschluss als auch im Lastzustand unterschiedlich warme Zellen, deren Temperatur $\Delta T=5-10^\circ\text{C}$ oberhalb der Nachbarzellen liegt, zu sehen, das so genannte „Patchwork-Muster“.

Vermutlich verursachen einzelne Zellen unterschiedlicher Qualität mit abweichenden I_{SC} -Werten die Erwärmung einzelner Zellen und damit den Gesamteindruck des „Patchwork-Musters“, das in *Abbildung 7* gut zu erkennen ist. Genauere Untersuchungen sind in Vorbereitung.

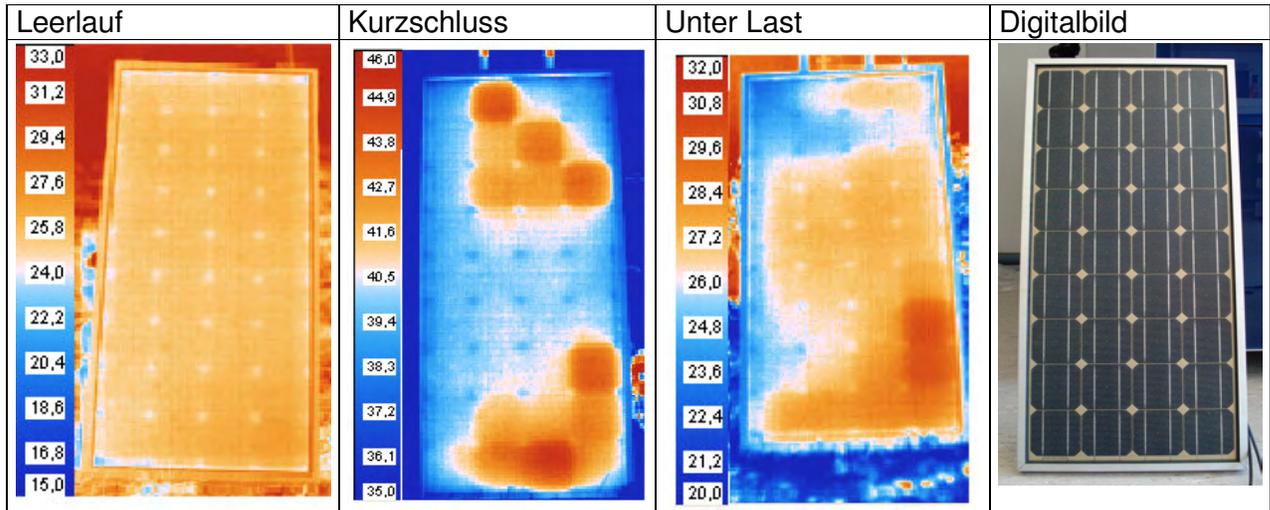
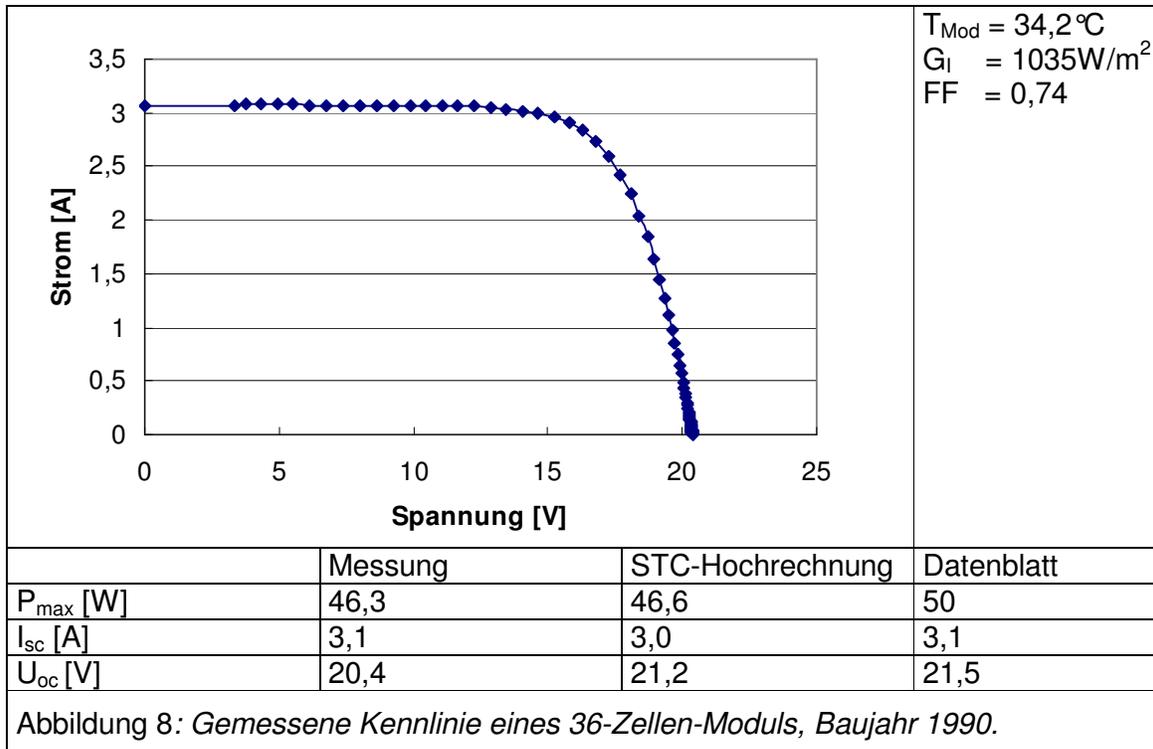


Abbildung 7: Verschiedene Moden für IR-Aufnahmen von Modulen.

Die elektrische Kennlinie des in *Abbildung 7* dargestellten Moduls zeigt in *Abbildung 8* keine Auffälligkeiten oder Leistungseinbußen. Die geringe Abweichung der gemessenen STC-Leistung (U_{OC} reduziert) und der Datenblattangaben erklärt sich durch den Modulbetrieb von über 17 Jahren und eine mögliche Abweichung der realen Modulleistung bereits nach der Produktion.

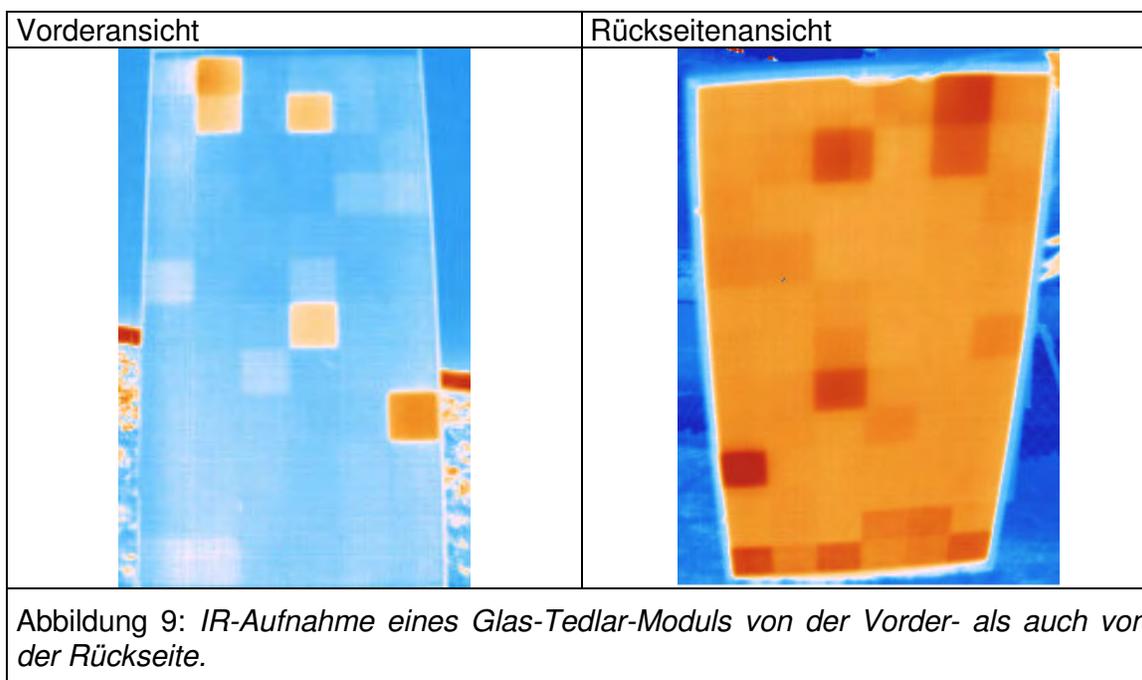
Im untersuchten Fall (*Abbildung 7* und *Abbildung 8*) hat das „Patchwork-Muster“ also keinen Einfluss auf die Modulleistung. Dieses wurde an mehreren Modulen mit poly- und monokristallinen Siliziumzellen aus unterschiedlichen Produktionsjahren (1990 bis 2004) bestätigt.



Bei der Kennlinie erkennt man einen Messpunkt bei der Spannung von 0V und den nächsten erst wieder bei 3-6V. Das lässt sich damit erklären, dass jede Strommessung einen Spannungsabfall erfordert. Nach dem Ohm'schen Gesetz kann demzufolge nicht bei beliebig kleinen Spannungen und festem Stromwert gemessen werden, da der Eigenwiderstand des Messgeräts nicht unterschritten werden kann. Je nach Größe, Kurzschlussstrom und Leerlaufspannung des Moduls erhält man deswegen auch einen unterschiedlichen Spannungsabfall für den „ersten Messpunkt“. Der Punkt bei 0V ist in der Tat nur ein künstlicher Messpunkt, der einfach denselben Stromwert erhält wie der erste echte Messpunkt bei 3-6V.

4.2 Messrichtung

PV-Module sind sowohl von hinten als auch von vorne messbar. Dabei können bei der Messung von der Rückseite höhere Temperaturen auftreten als bei der von der Vorderseite, *Abbildung 9*. Bei diesem Modul sind Temperaturunterschiede zwischen vorne und hinten von etwa 10°C gemessen worden. Das hat vermutlich mehrere Ursachen. In beiden Aufnahmeorientierungen sind die gleichen heißen Zellen sichtbar, allerdings seitenverkehrt.

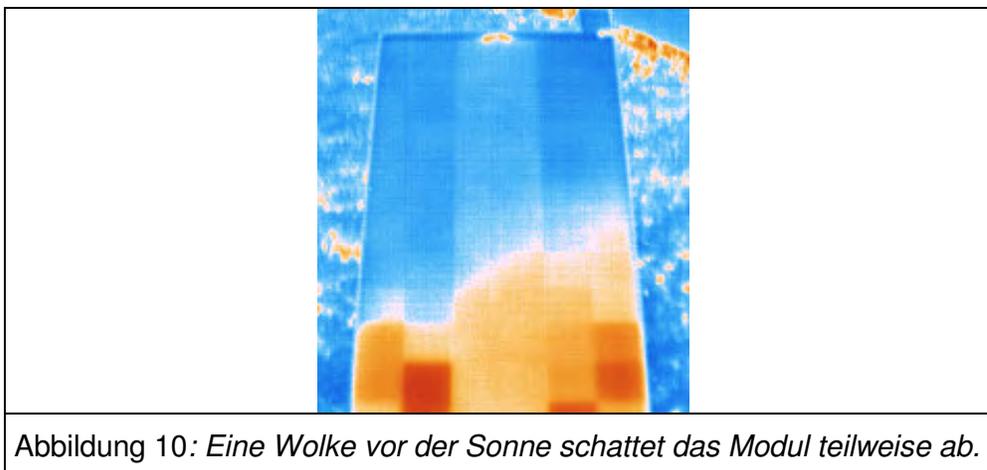


Damit werden die Möglichkeiten der IR-Aufnahmen von Modulen für die praktische Durchführung erweitert. Defektanalysen mit IR-Technik ist so auch vorteilhaft von der Rückseite des Moduls durchführbar, wenn der Zugang von der Modulvorderseite erschwert oder nicht möglich ist.

4.3 Messfehler

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, die zu falschen IR-Temperaturaufnahmen führen und scheinbare Fehlereffekte hervorrufen. Dazu gehören die in Kapitel 3 genannten falschen Blick- und Betrachtungswinkel α und β , die in Abbildung 4 und Abbildung 5 veranschaulicht werden.

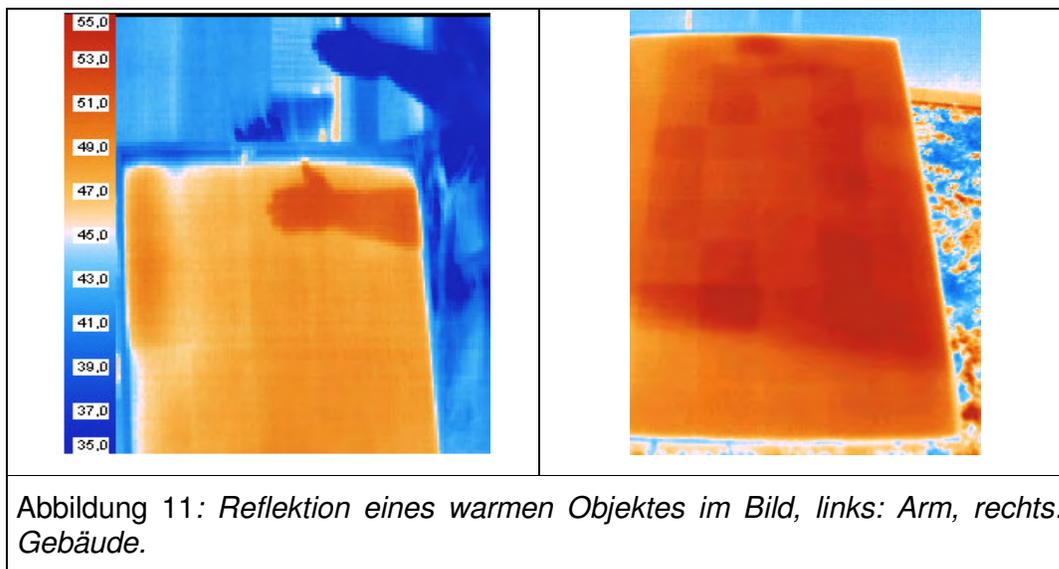
4.3.1 Fluktuierende Einstrahlung



Wenn während der IR-Messung die Einstrahlung durch eine sich vor die Sonne schiebende Wolke verändert wird, ist die IR-Aufnahme unbrauchbar. In *Abbildung 10* zieht im Moment der IR-Aufnahme eine Wolke vor die Sonne. Diese Abnahme der Strahlungsintensität ist in der IR-Aufnahme als kühlere, blaue Fläche in der oberen Bildhälfte erkennbar.

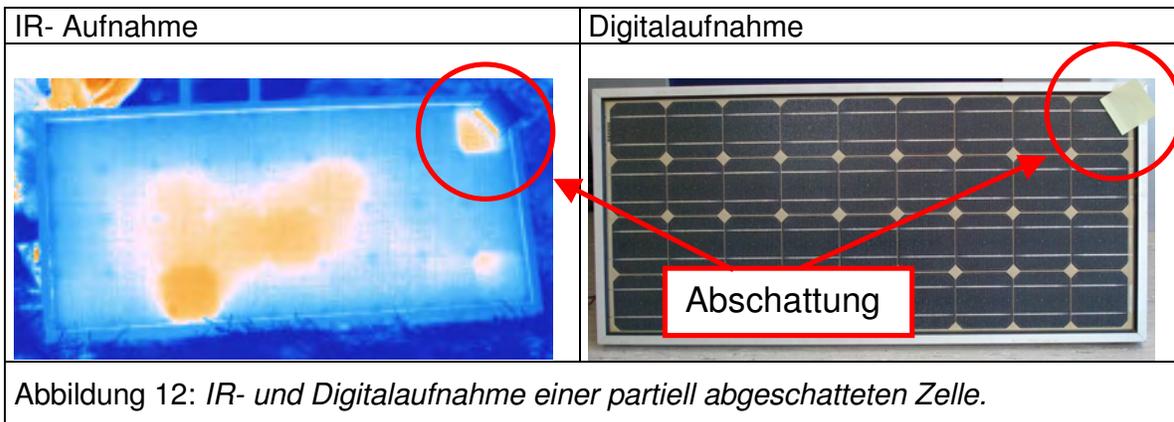
4.3.2 Reflektion von Wärmestrahlung

In *Abbildung 11* ist deutlich die Reflektion der Wärmestrahlung von zwei unterschiedlichen Objekten dargestellt. Wie anfangs in Kapitel 2 erklärt, wird sowohl die Wärmestrahlung des Messobjektes als auch die reflektierte Strahlung, in diesem Fall die Wärmestrahlung eines Arms (links) und eines Gebäudes (rechts), detektiert. Die IR-Kamera stellt dies als eine höhere Temperatur im Bereich des Abbildes des Arms bzw. des Gebäudes (rechts: oberer Modulbereich) als auf der restlichen Oberfläche des Moduls dar.

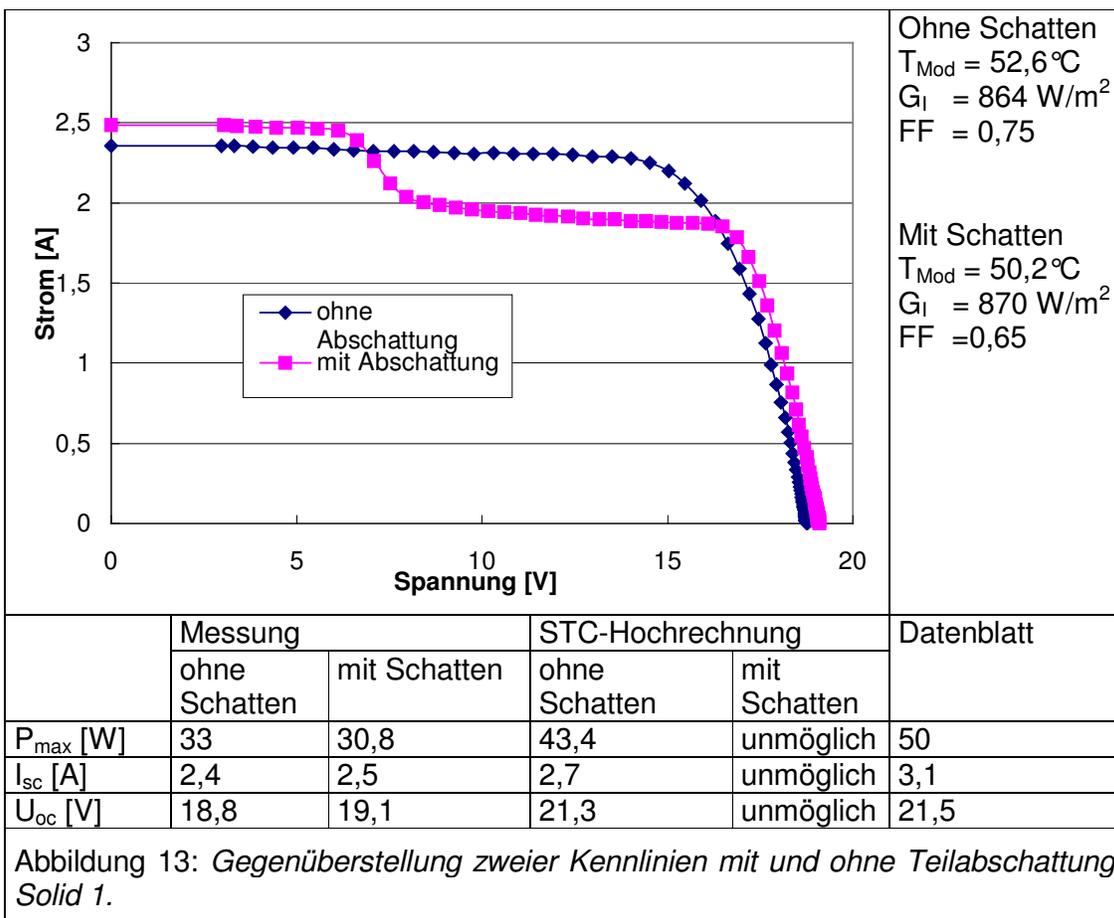


4.3.3 Teilabschattung

Teilabschattungen von Solarzellen zeigen in der IR-Aufnahme die Erwärmung der kompletten betroffenen, d.h. partiell abgeschatteten Solarzelle, *Abbildung 12*, und nicht nur des Teilbereichs der Solarzelle. So lassen sich Abschattungen leicht von Reflektionen aufgrund von Wärmestrahlung unterscheiden, vgl. *Abbildung 11* in 4.3.2, bei denen die Kontur der strahlenden Objekte sich klar von der Form der Solarzellen abhebt.



Die Teilabschattung eines Moduls bewirkt eine charakteristische Kennlinie. Sie verläuft nicht glatt, sondern weist ein plötzliches Abfallen des Stromwertes auf. *Abbildung 13* zeigt die Kennlinie eines partiell abgeschatteten Moduls, bei dem lediglich ca. ein Viertel einer einzigen Zelle mit einem lichtundurchlässigen Material abgedeckt wurden. Sie zeigt die typischen zwei MPPs auf. Dabei werden unter Berücksichtigung der gemessenen Kennlinien (nicht STC) bei geringsten Abschattungen der Modulfläche von nur 0,69% (entspricht $\frac{1}{4}$ einer Zelle eines 36-Zellen-Moduls) drastische Leistungseinbußen von 7% registriert.



5 Detektierte Modulfehler

Detektierbare Modulfehler sind Fehler, die durch IR-Aufnahmen thermisch sichtbar gemacht werden können, aber zum Zeitpunkt der IR-Messung noch keinen Einfluss auf die elektrischen Parameter haben müssen.

5.1 Produktionsfehler bei der Modulherstellung

5.1.1 Schadhafte Zelle im Forschungsmodul

Das systematische Einbringen von Fehlern in Modulen erweist sich als äußerst schwierig, da damit immer ein Zerstören der Module verbunden ist. Deshalb wurde ein Forschungsmodul aus 20 einzelnen Zellen zusammengebaut.

Größe der Zellen	125mm * 125mm
Dicke der Zellen	200µm –220µm
Wirkungsgrad	ca. 16%
Füllfaktor	0,75
U_{MPP}	0,55V
I_{MPP}	4,6A

Tabelle 1: Datenblatt eingesetzter Solarzellen.

Von allen Zellen wurden einzeln die Hell- und Dunkelkennlinien gemessen. Die 20 Zellen sind, wie in *Abbildung 14* zu sehen ist, in Reihe geschaltet und mit Leiterbändern aus beidseitig mit L-Sn62Pb36Ag2 verzinntem E-Cu verlötet. Dioden zur Sicherung wurden keine eingebaut.

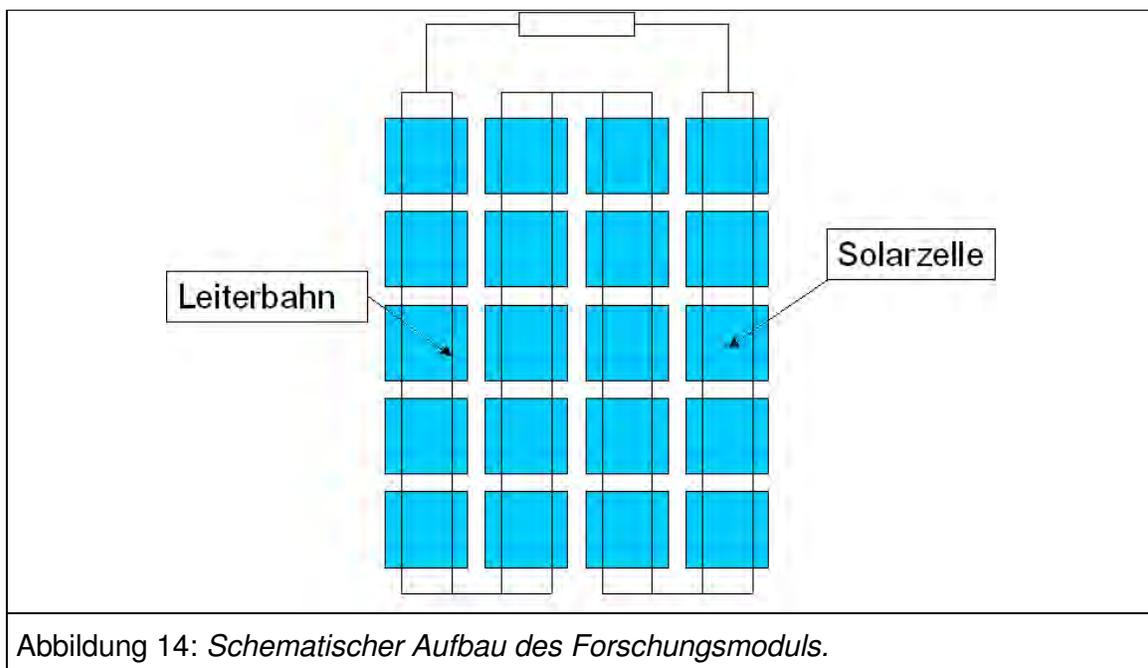
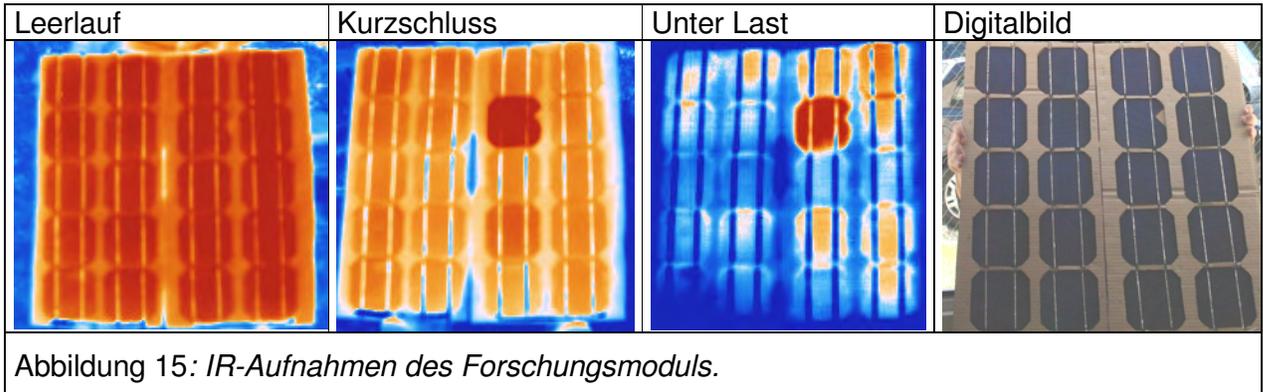


Abbildung 14: Schematischer Aufbau des Forschungsmoduls.

In *Abbildung 15* ist sofort eine beschädigte Zelle (2. Zeile, 3. Zelle von links) erkennbar, bei der eine Ecke ausgebrochen ist.



Die IR-Aufnahme im Leerlauf ist unauffällig, während im Kurzschluss und unter Last die schadhafte Zelle sofort als heißere Zelle verglichen mit den anderen Zellen des Moduls auffällt. Durch den Ausbruch wird die Fläche verkleinert, so dass der Kurzschlussstrom geringer ist. Das Patchwork-Muster hat vermutlich eine ähnliche Ursache.

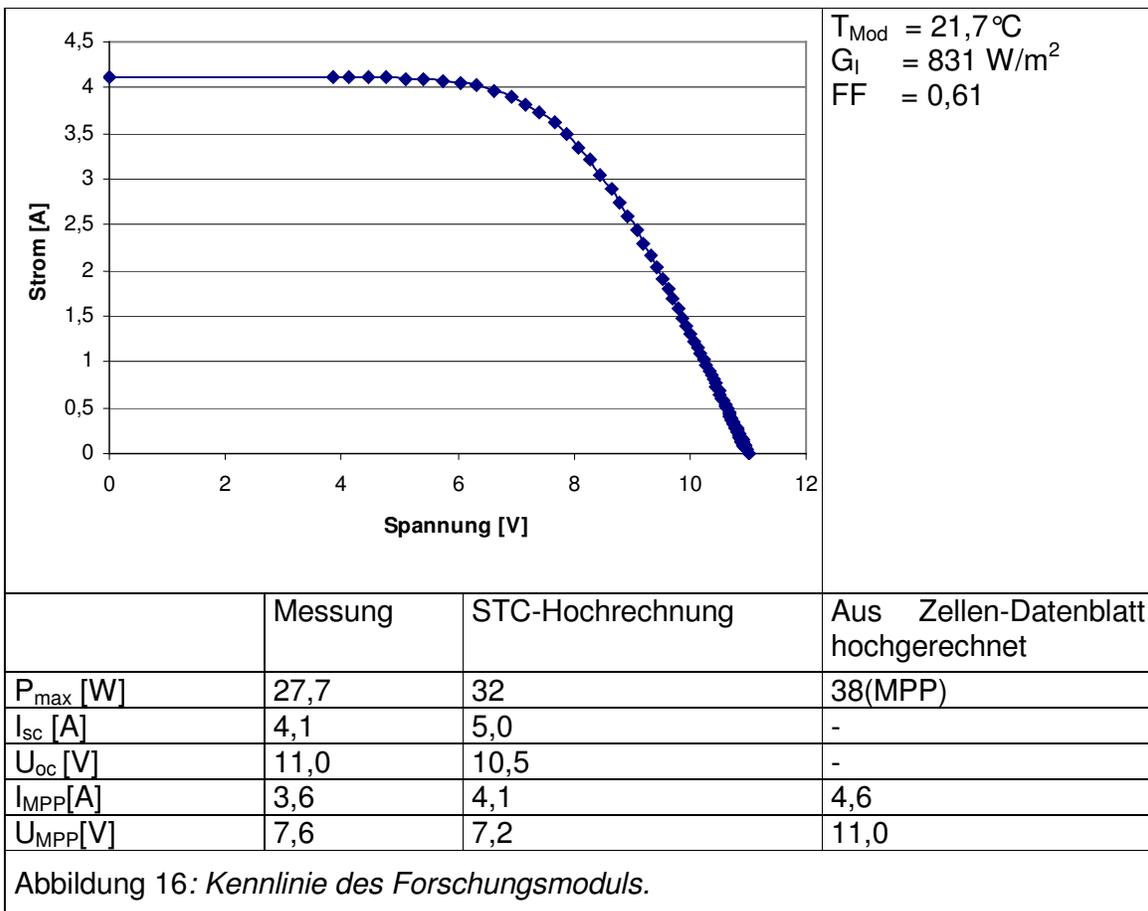


Abbildung 16 zeigt die Kennlinie des fast fehlerfreien Forschungsmoduls. Der niedrige Füllfaktor und die flache Kennlinie deuten auf einen hohen Serienwiderstand

des Moduls hin. Davon abgesehen zeigt das intakte Modul eine normale, nicht auffällige Kennlinie.

5.1.2 Gasblasen im EVA

Bei der visuellen Betrachtung dieses Moduls sind am rückseitigen Laminat einige „Blasen“ sichtbar. Bei den meisten dieser Blasen handelt es sich wahrscheinlich um Lufteinschlüsse zwischen Zellen und Laminat, da auf der Vorderseite keine Auffälligkeiten zu erkennen sind.

Im Bereich von zwei dieser Blasen sind jedoch auf der Vorderseite des Moduls bei genauerer Betrachtung Ausbrüche in der Siliziumzelle erkennbar, siehe *Abbildung 17* und *Abbildung 18*. Das ausgebrochene Teilstück ist ins Laminat gedrückt, so dass auf der Rückseite des Moduls eine Ausbeulung entsteht.

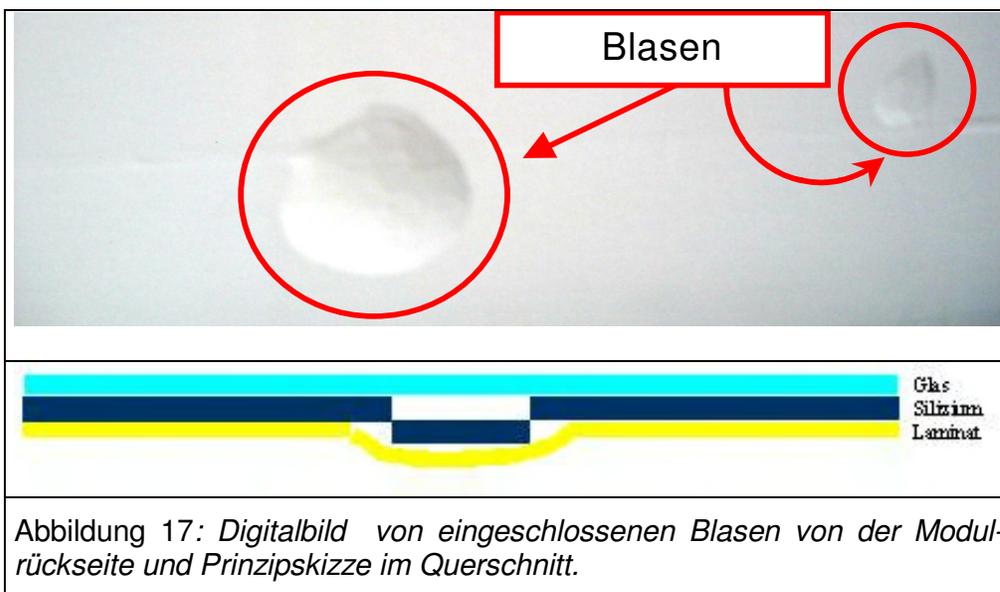


Abbildung 17: Digitalbild von eingeschlossenen Blasen von der Modulrückseite und Prinzipskizze im Querschnitt.

Bei der IR-Aufnahme werden die vorher beschriebenen Stellen sowohl im Leerlauf als auch im Kurzschluss (*Abbildung 18*, 5. Zeile, 1. Reihe) als kältere Bereiche, Cold Spots sichtbar.

Im Leerlauf weist der größere Cold Spot eine ca. 4°C, der kleinere ca. 1,5°C niedrigere Temperatur als die Umgebung, die eine recht homogene Temperatur von 43°C hat, auf.

Wird das Modul im Kurzschluss betrieben, erhitzt sich die Zelle, bei der sich die zwei Blasen befinden, deutlich stärker als die restlichen, nicht betroffenen Zellen. Die Zelle jedoch, in der sich beide Stellen befinden, erreicht Temperaturen um 15°C über den Temperaturen des restlichen Moduls. Der Temperaturunterschied zwischen den beiden Cold Spots und dem Modul ist ebenfalls ca. 4°C bzw. 1,5°C.

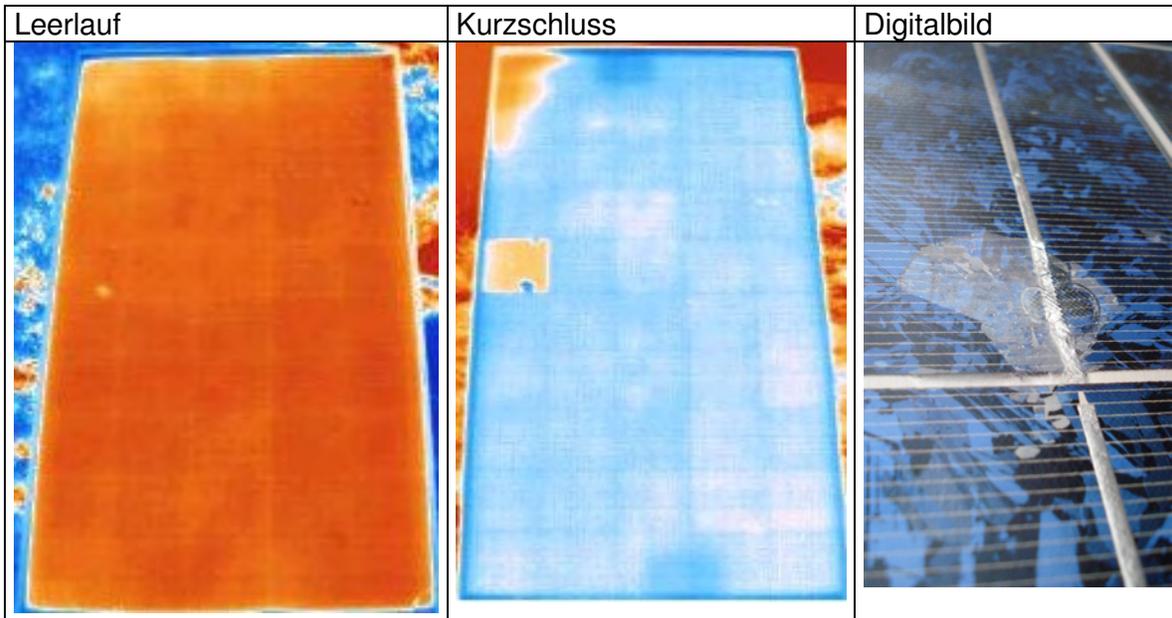


Abbildung 18: IR-Aufnahmen und Digitalfoto eines Moduls mit eingeschlossenen Blasen und einem eingedrückten Bruchstück einer Zelle (ca. 5 cm groß).

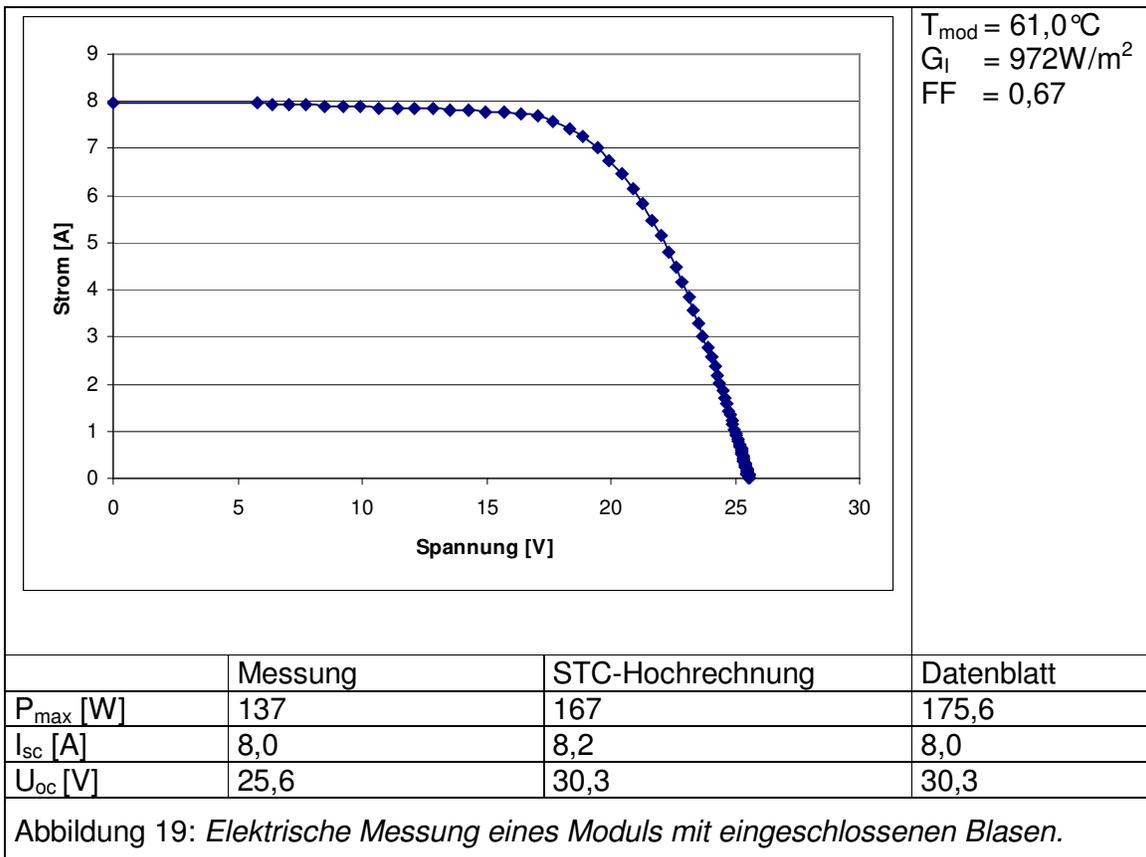
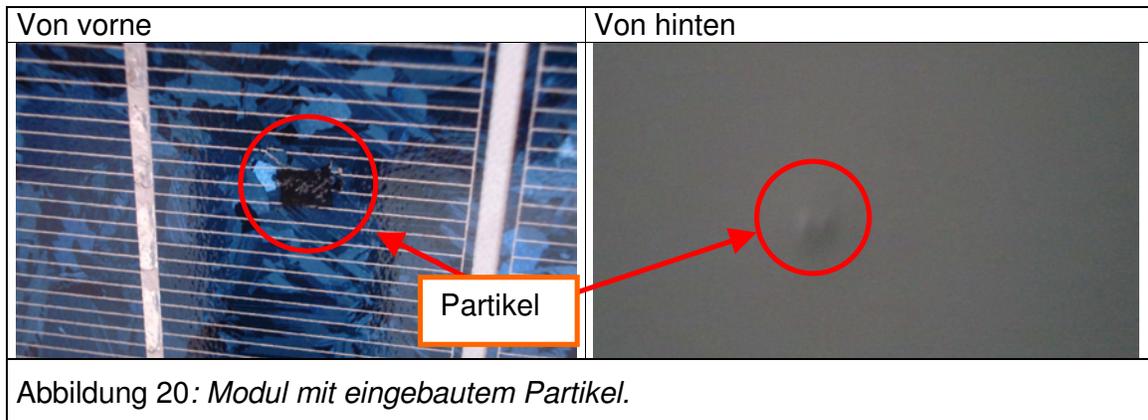


Abbildung 19: Elektrische Messung eines Moduls mit eingeschlossenen Blasen.

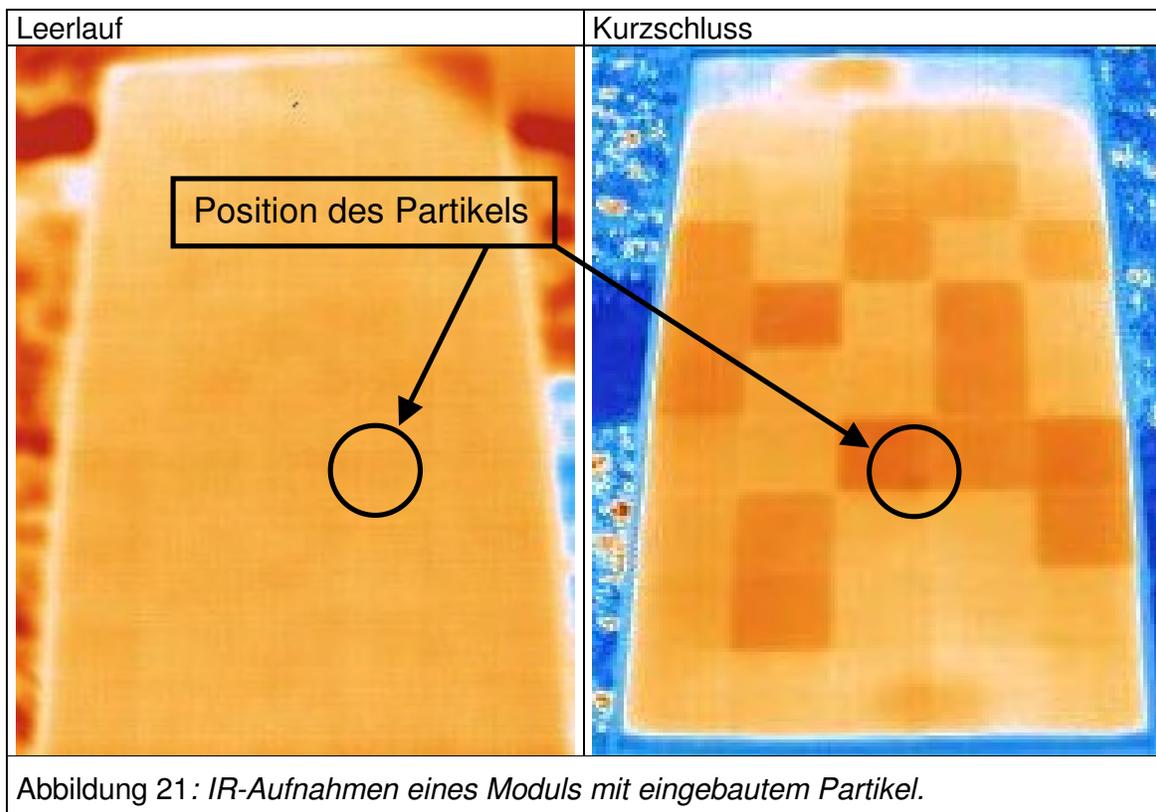
5.1.3 Eingebaute Partikel

Bei der Herstellung der Module kann es neben den oben beschriebenen Lufteinschlüssen bzw. Durchbrüchen der Zelle auch zu Einschlüssen von festen Partikeln kommen.

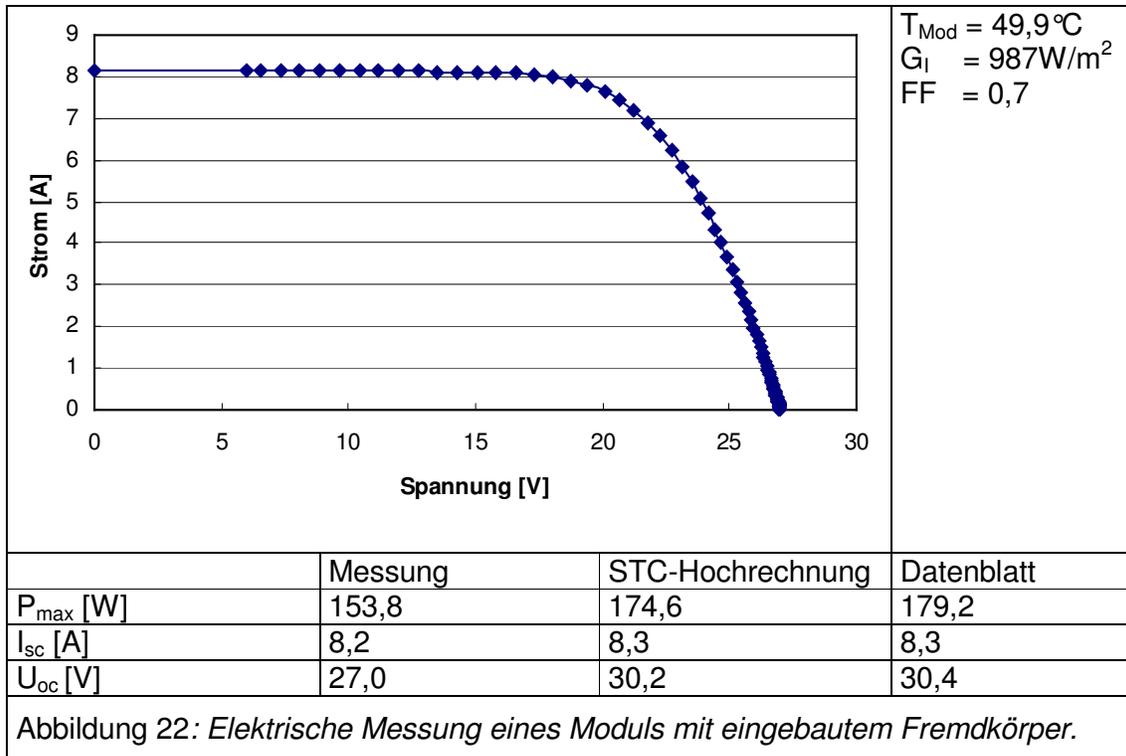
Bei genauer Betrachtung eines solchen Moduls fällt auf, dass sich zwischen Glas und Siliziumzelle ein ca. $6 \times 3 \text{ mm}^2$ großes Teilchen befindet, *Abbildung 20*. Offensichtlich ist ein Fremdkörper versehentlich mit einlamiert worden.



Dieser Einschluss ist auch von der Rückseite als kleine Erhebung im Laminat zu erkennen (vgl. *Abbildung 20*, rechts). Dies lässt darauf schließen, dass auch hier aus der Zelle ein Stück ausgebrochen ist.



Die IR-Bilder (*Abbildung 21* rechts) geben keinen Hinweis auf das Vorliegen eines Herstellungsfehlers oder Defektes im Modul. Im Leerlauf sieht man eine absolut homogene Temperaturverteilung über das gesamte Modul, im Kurzschluss bildet sich das typische Patchwork-Muster aus.



Fazit ist, dass das Bruchstück in diesem Modul so klein ist, dass man sowohl mit Hilfe der IR-Betrachtung, *Abbildung 21*, als auch durch die elektrische Vermessung, *Abbildung 22*, einen nur einen marginalen Einfluss auf die Leistung feststellen kann.

5.2 Solarzellen

5.2.1 Punktdefekte – Riss parallel zur Sammelschiene

Bei erster optischer Betrachtung scheint das Modul offensichtlich ohne Mängel zu sein. Die IR-Aufnahme lokalisiert jedoch im Leerlauf in *Abbildung 23* einen punktförmigen, heißen Fleck (Hot Spot), der allerdings wider Erwarten nicht in der Kurzschlussaufnahme im typischen Patchwork-Muster zu sehen ist. Das Temperaturprofil an der Glasoberfläche zeigt, dass die Temperatur im Bereich des Risses um ca. 7°C angestiegen ist.

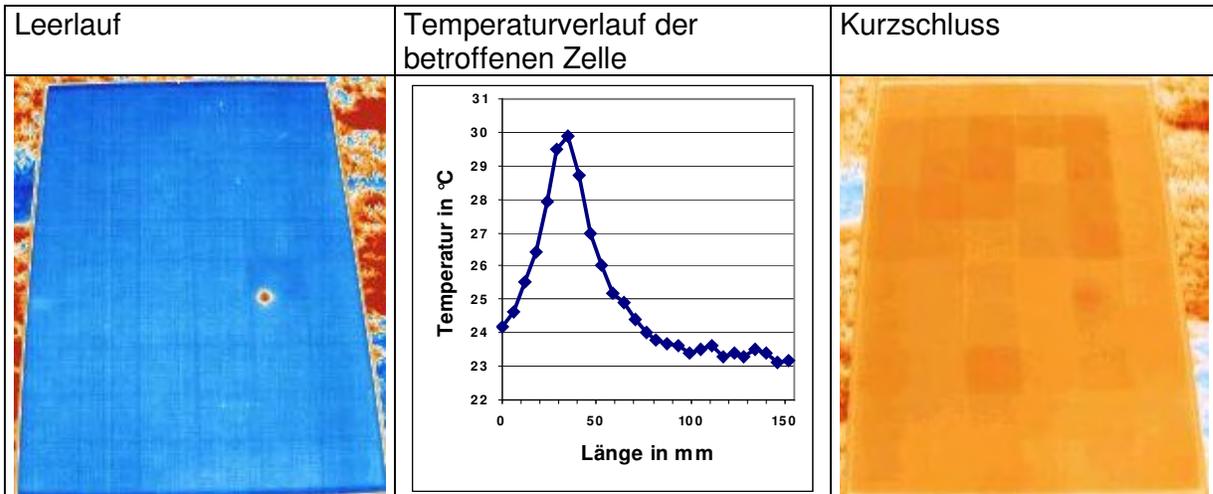


Abbildung 23: IR-Aufnahmen und Temperaturprofil eines Moduls mit einem kleinen Riss in einer Solarzelle.

Bei wiederholter, genauerer, optischer Inspektion der detektierten Stelle mit Hot Spot erkennt man einen sehr feinen Haarriss von ca. 2cm Länge durch die Siliziumzelle, der ca. 2mm rechts, parallel zur linken Sammelschiene verläuft, wie in *Abbildung 24* illustriert.

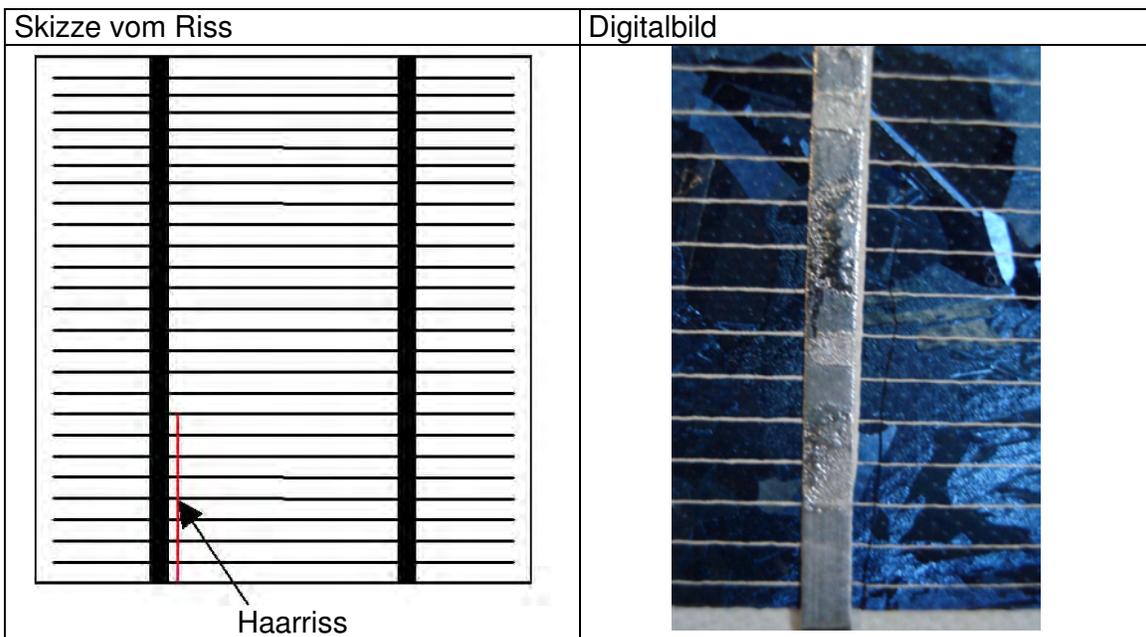
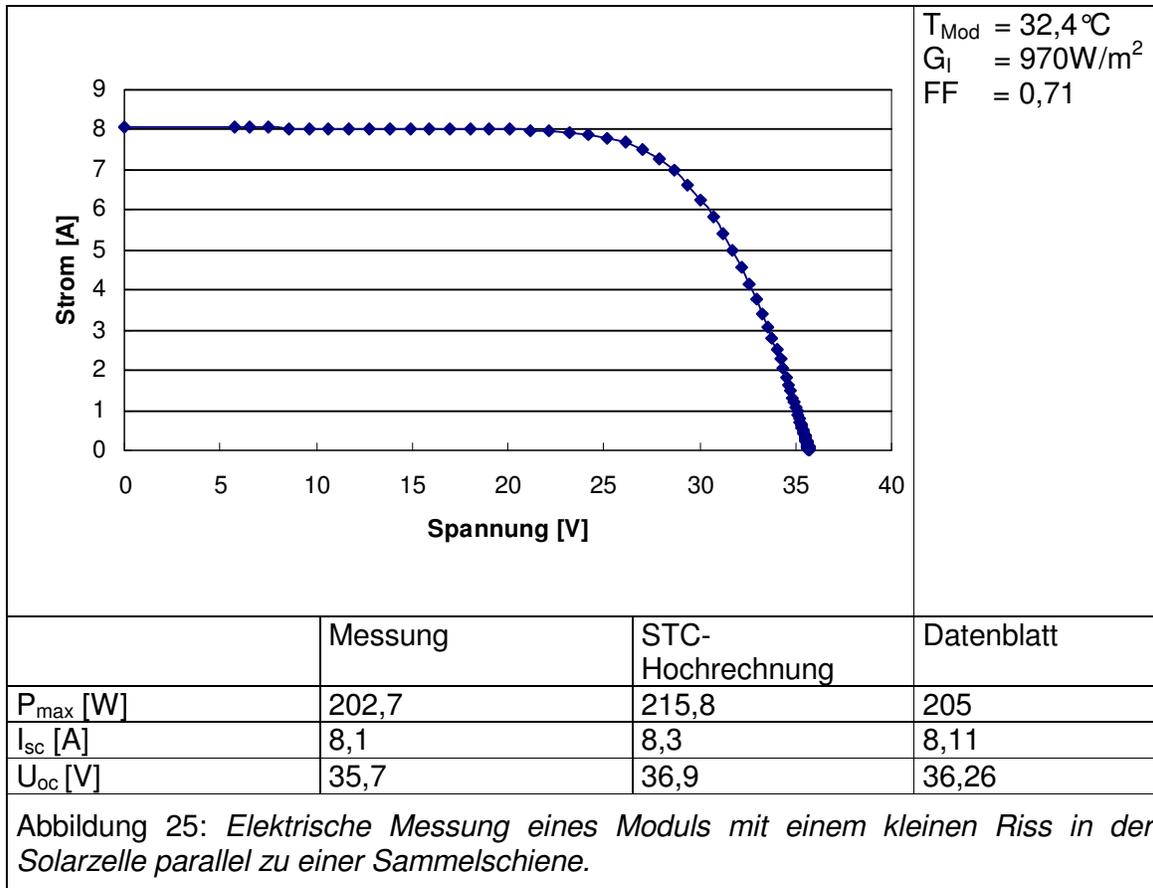


Abbildung 24: Darstellung einer Solarzelle mit einem kleinen Riss parallel zu einer Leiterbahn.

Die lokale Temperaturerhöhung im Leerlauf wird auf verstärkte Lichtabsorption im Riss zurückgeführt. Schließt man das Modul jetzt kurz, werden über die Leiterbänder, die durch die Sonneneinstrahlung erzeugten Ladungsträger, abgeführt. An den Anschlusskabeln entsteht eine Potentialdifferenz. Für die Elektronen ist es einfacher,

„alternative“ Wege aus der Zelle zu finden. Die Elektronen, die knapp rechts neben dem Riss sind, nehmen nun den längeren Weg zum rechten Leiterband. Somit stellt man bei der Messung der elektrischen Eigenschaften des Moduls keine Einbußen fest (*Abbildung 25*).



5.2.2 Bruch einer Zelle mit Riss quer zur Sammelschiene

Verschiedene Effekte können in Modulen mit stark gebrochener Glasscheibe, wie z. B. in *Abbildung 26*, beobachtet werden. Hier sind zwei Bruchzentren sichtbar. Diese wurden vermutlich durch eine unsachgemäße Befestigung der schwarzen Klammern auf der rechten Modulseite verursacht, die im Digitalbild gezeigt werden. Das Rissmuster ist deutlich anhand der wärmeren Stellen sichtbar, da hier der Wärmetransport behindert wird.

Die IR-Aufnahme im Kurzschluss-Modus zeigt deutlich die unterschiedliche Erwärmung der Zellen unter den zwei Rissen.

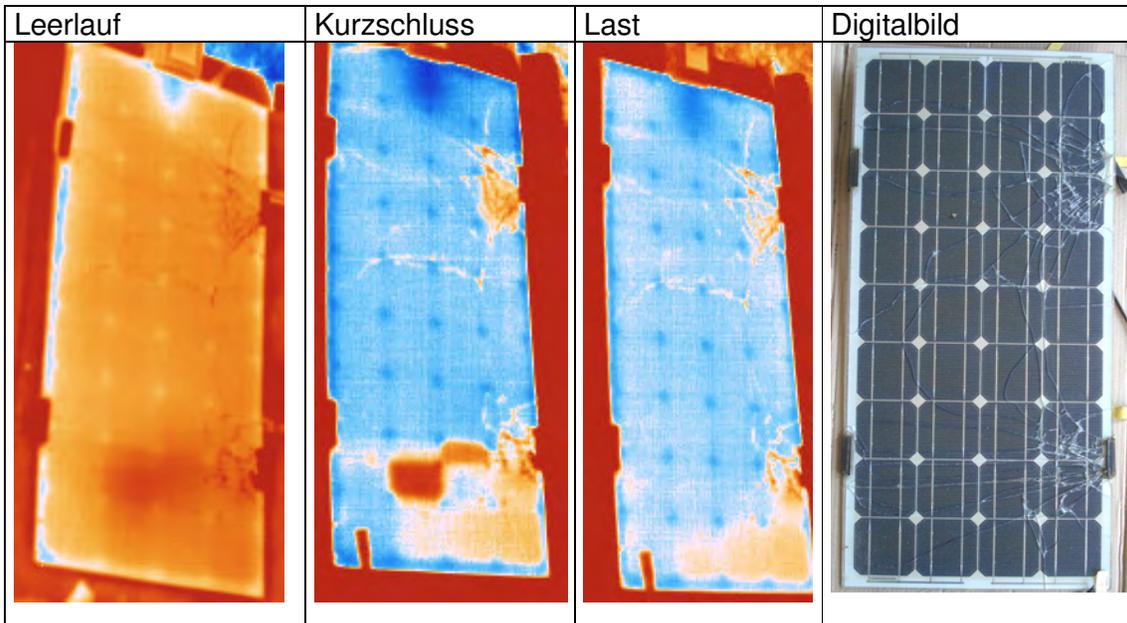


Abbildung 26: IR-Aufnahmen eines stark geschädigten PV-Moduls mit Glasbruch und Zellrissen quer zu den Sammelschienen – auffällig heiße Zellen im Bereich des unteren Bruches.

Sind die Solarzellen unter dem Riss im Glas auch gebrochen, *Abbildung 27*, jedoch noch durch die intakten Leiterbänder verbunden, erwärmen sich diese gebrochenen Zellen, wie an den Zellen am unteren Riss in *Abbildung 26* zu erkennen ist. Hier tritt an der Bruchstelle ein Wärmestau auf und die Zellstücke werden heiß. Am oberen Riss in *Abbildung 26* tritt keine Erwärmung der Zellen unterhalb des Risses auf, da diese Zellen nicht gebrochen sind.

Dieses Modul veranschaulicht also, dass ein Glasbruch nicht zwangsläufig mit einem Zellenbruch verknüpft ist, der zu einer Erwärmung führt und damit auch zu einem weniger effizienten PV-Modul.

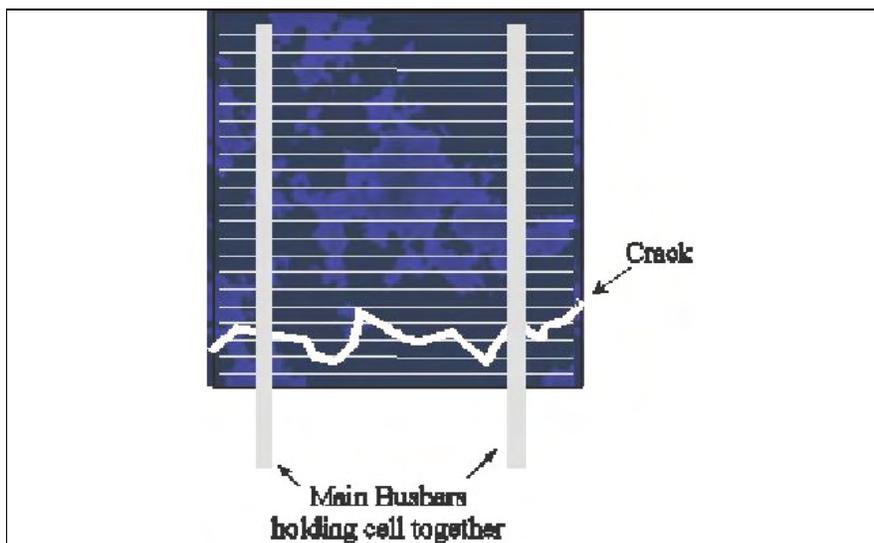


Abbildung 27: Prinzipskizze eines Risses durch eine Solarzelle, die noch durch die Leiterbänder zusammengehalten wird.

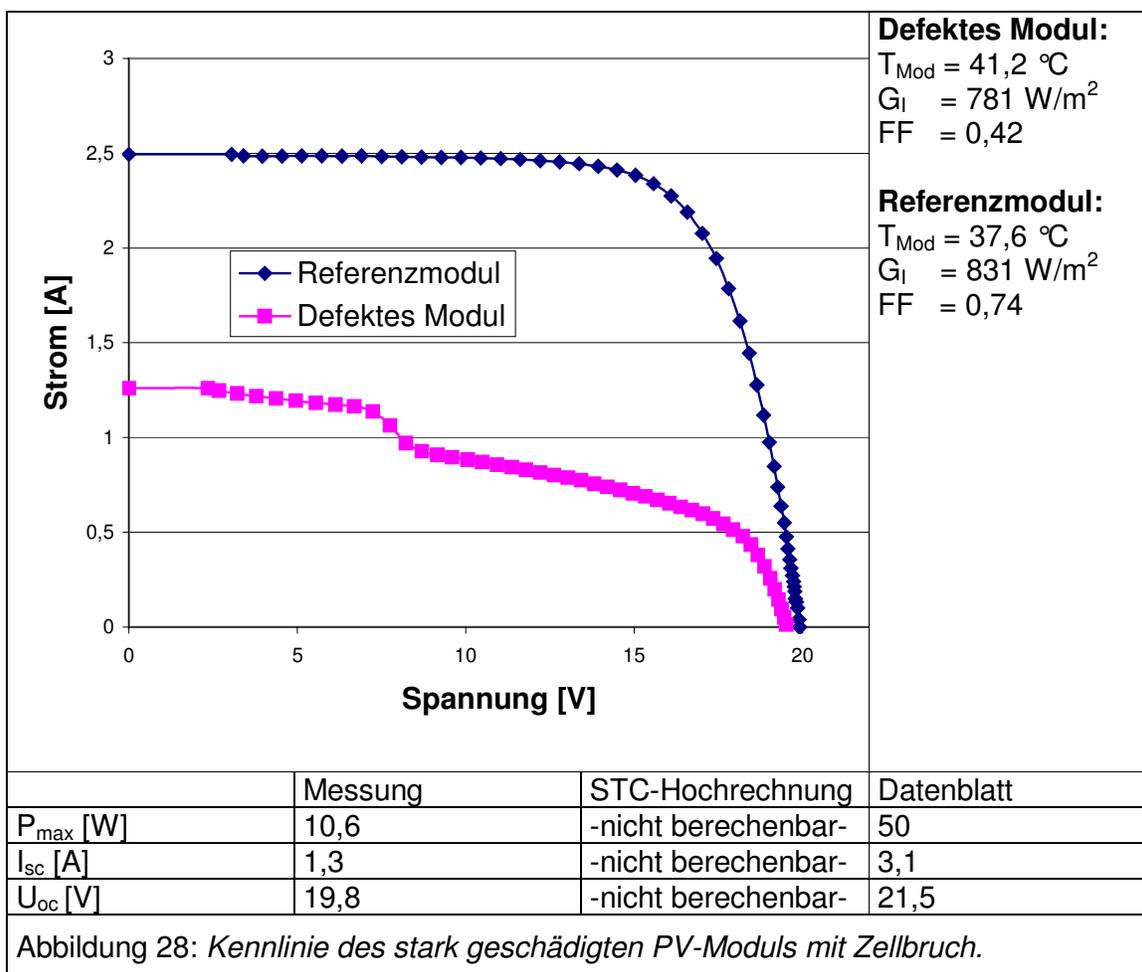


Abbildung 28: Kennlinie des stark geschädigten PV-Moduls mit Zellbruch.

Die I-U-Kennlinie des PV-Moduls mit Zellbruch in Abbildung 28 zeigt ein Abfallen der Kennlinie durch eine deutliche Reduktion des Stroms I_{sc} und des Füllfaktors FF . Trotz der massiven Schäden am Modul (Glasbruch, Risse an Zellen und Bändchen) fällt der Strom nur auf annähernd die Hälfte des theoretischen Wertes ab. Also liefert die Hälfte der Zellen vermutlich noch Strom, denn die Spannung entspricht fast der des Datenblattes. Dies kennzeichnet die Robustheit eines Moduls, das selbst mit schwersten, mechanischen Schäden noch nennenswerte elektrische Energie liefert.

5.3 Leitungsbänder von Zelle zu Zelle und Sammelschienen (interconnect)

5.3.1 Verletzung der Isolationsschicht

Eine Erlanger Bürgersolaranlage von 70kW_p, Baujahr 2004, wurde in 2 aufeinanderfolgenden Jahren jeweils einmal komplett thermographisch untersucht, d. h. es wurden von allen 350 Modulen unter Sonneneinstrahlung IR-Bilder aufgenommen. Die polykristallinen Module sind vom selben Typ bestehend aus vier Zellsträngen. Die Untersuchung ergab eine besondere Auffälligkeit eines PV-Moduls; dessen IR-Aufnahmen sind in Abbildung 29 c) sowie in Abbildung 32 a) und b) im Vergleich der beiden Jahre zu sehen. Deutlich ist zu erkennen, dass die oberen zwei Zellreihen

(oder die Zellen des oberen Zellstrangs) deutlich wärmer sind als die darunter liegenden. Die heiße Stelle in der Mitte der rechten Seite von $\Delta T = 6^\circ\text{C}$ ist auf allen Modulen der Anlage vorhanden; sie stammt von der Anschlussdose aus schlecht wärmeleitendem Kunststoff und ist kein Hinweis auf einen Defekt.

Eine Erlanger

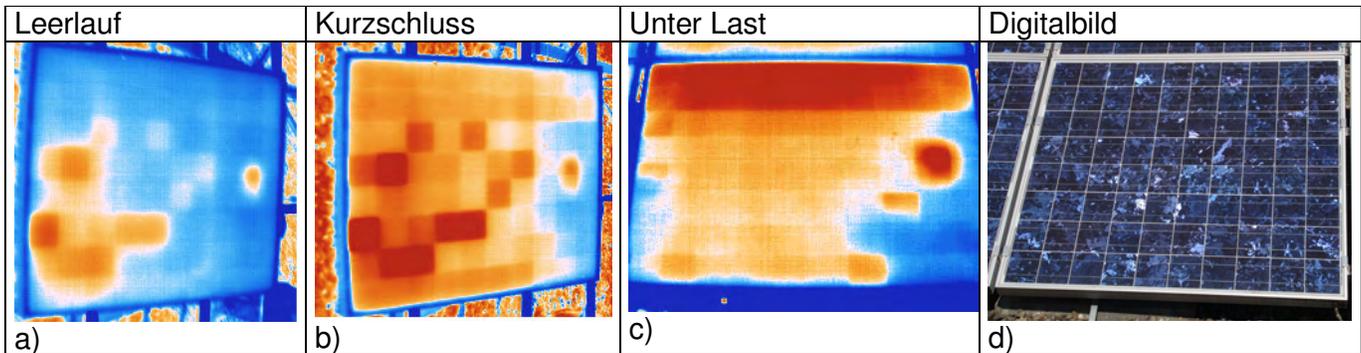


Abbildung 29: IR-Aufnahmen eines montierten PV-Moduls mit verletzter Isolationsschicht.

Da genanntes Modul bei der IR-Aufnahme aus einer Vielzahl von Modulen als besonders außergewöhnlich herausstellte, wurde dieses anschließend eingehender untersucht. Bei der visuellen Inspektion wurde ein „Schmorfleck“ direkt an einer Sammelschiene entdeckt (Abbildung 30 a) und b)). Es wird vermutet, dass die Ursache an einer mangelhaften Isolation der Einzelstrangherausführung liegt. In Abbildung 30 c) ist zu sehen, dass von jedem Strang eine Schiene zur Anschlussdose läuft, die zur Parallelschaltung der Bypassdiode benötigt wird. Zur elektrischen Isolation werden diese Schienen in einer separaten Laminatschicht geführt. Ist diese Zwischenschicht an einer Stelle ausgedünnt, perforiert, o. ä., kann eine geringe Überspannung (z. B. infolge eines entfernten Blitzeinschlages) zum Durchbruch und dementsprechend zum Überhitzen und „Durchschmoren“ des Laminates führen. Damit ist der betroffene Zellstrang im Modul intern kurzgeschlossen.



Abbildung 30: Schmorstelle im EVA des auffälligen Moduls.

Die Tatsache, dass ein Strang eine deutliche Erwärmung von $\Delta T=6^\circ\text{C}$ aufweist, lässt darauf schließen, dass dieser nicht zur Stromerzeugung beiträgt. Da das Modul aus vier Strängen besteht, bedeutet dies, dass U_{oc} bzw. U_{mpp} und damit auch die Leistung um ein Viertel reduziert sein müsste.

Nach Aufnahme der IR-Bilder wurde die Kennlinie des auffälligen Moduls sowie eines intakten Nachbarmoduls als Referenz gemessen (*Abbildung 31*). Man erkennt an den Kennlinien, dass das defekte Modul Spannungsverluste aufweist. Als STC-Werte der Leerlaufspannung wurden ermittelt: Für das auffällige Modul $U_{oc/def} = 35,8 \text{ V}$; für das intakte Nachbarmodul $U_{oc/int} = 48,5 \text{ V}$. Daraus ergibt sich:

$$\frac{U_{oc_def}}{U_{oc_int}} = \frac{35,8V}{48,5V} = 0,74,$$

d. h. das defekte Modul liefert nur $\frac{3}{4}$ der Leistung. Es bestätigt sich also, dass die Erwärmung des oberen Zellstrangs im IR-Bild mit einem elektrischen Defekt korreliert ist.

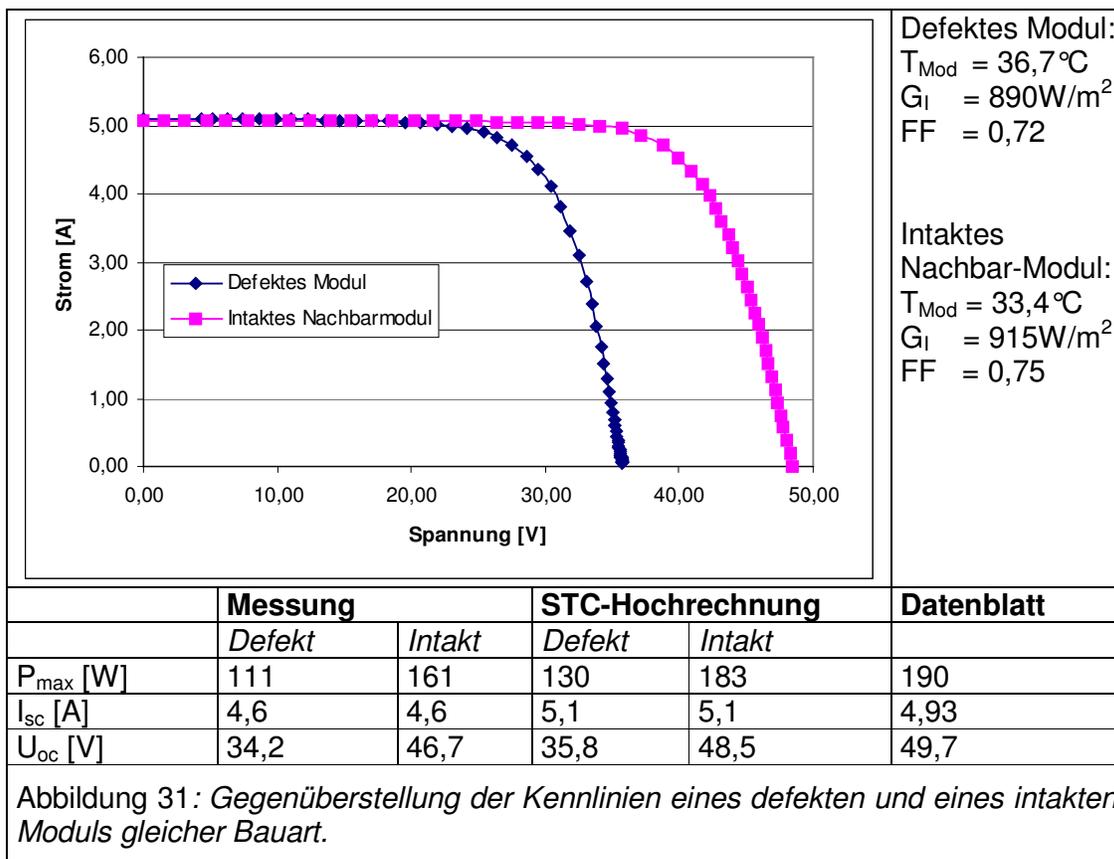


Abbildung 31: Gegenüberstellung der Kennlinien eines defekten und eines intakten Moduls gleicher Bauart.

Zusammenfassend kann herausgestellt werden, dass die Schmorstelle und auch die Minderleistung dieses defekten Moduls ohne die thermographischen Untersuchungen in diesem frühen Stadium vermutlich nicht entdeckt worden wären.

5.3.2 Weitere Auffälligkeiten

Bei den thermographischen Untersuchungen der Erlanger Bürgersolarstromanlage waren weitere Module auffällig. Exemplarisch sind in *Abbildung 32 c) – f)* die Module mit der internen Bezeichnung C bzw. E im Jahresvergleich zu sehen. Modul C zeigt drei einzelne, erwärmte Zellen $\Delta T = 4^{\circ}\text{C}$ in der untersten Zeile, Modul E eine einzige, erwärmte Zelle in der fünften Zeile von oben. Die wärmeren Stellen jeweils in der Mitte der rechten Seite sind wiederum die warmen Anschlussdosen.

Beide Auffälligkeiten sind auch im zeitlichen Abstand eines Jahres wiederzuerkennen. Hier sind noch keine Einbußen im Ertrag zu erwarten. Eine elektrische Vermessung dieser Module wurde nicht durchgeführt. Die Anlage wird in unregelmäßigen Abständen überprüft und IR-Bilder aufgenommen, um bei zunehmendem Alter der PV-Anlage zu sehen, ob sich die thermischen Auffälligkeiten ausweiten und zu einer Minderleistung führen.

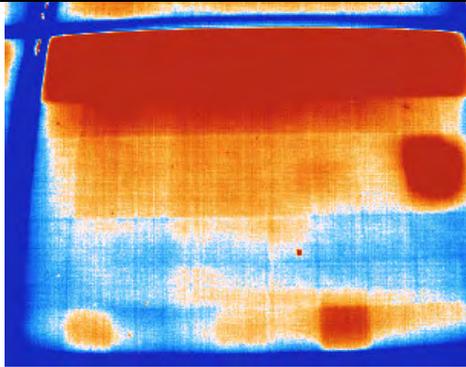
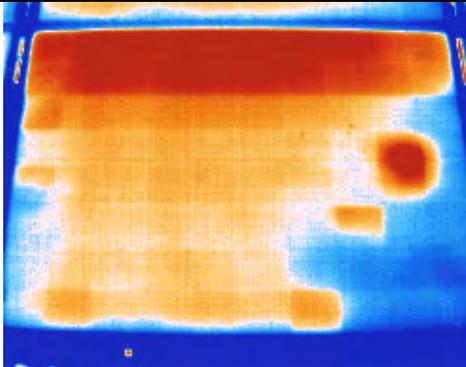
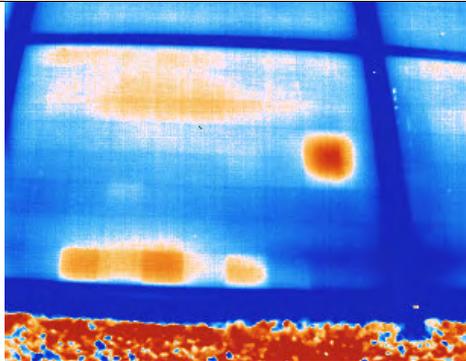
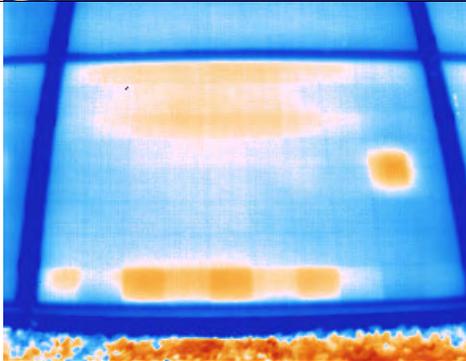
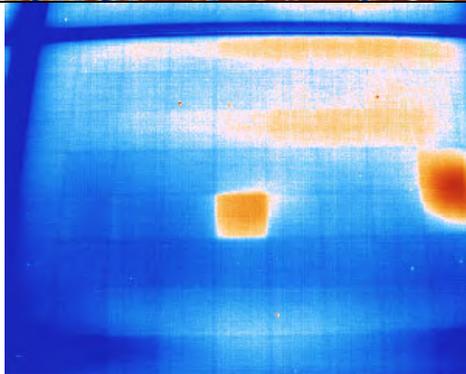
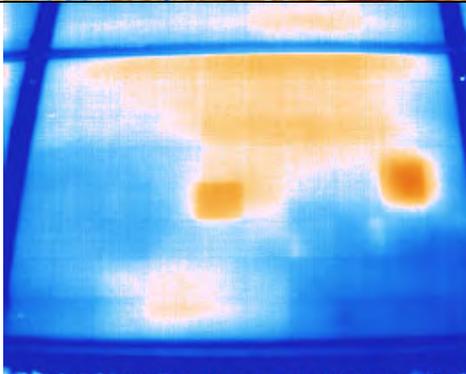
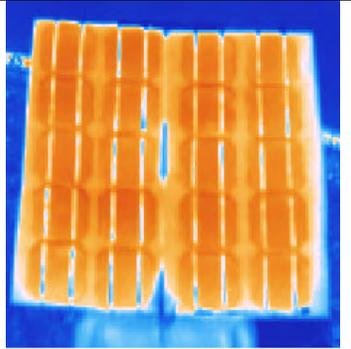
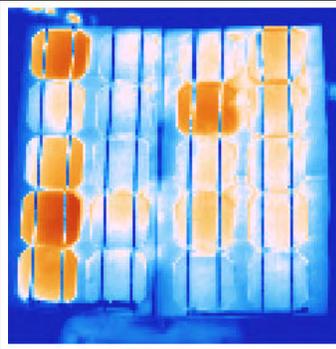
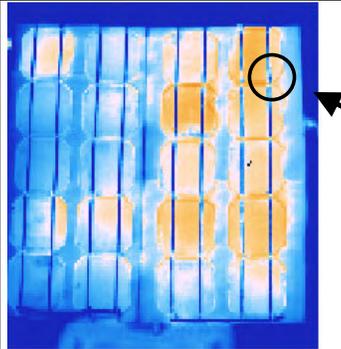
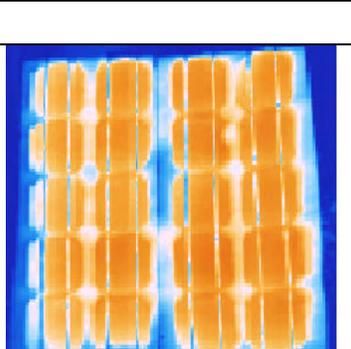
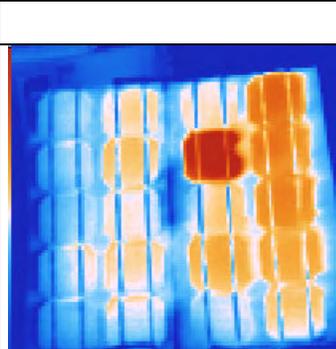
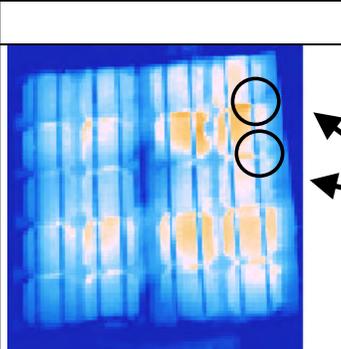
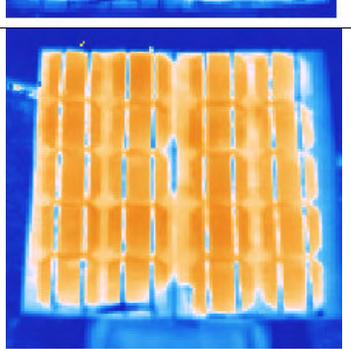
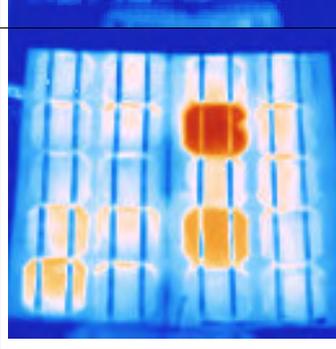
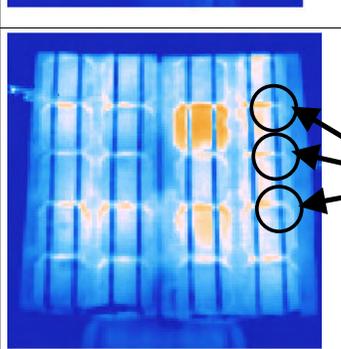
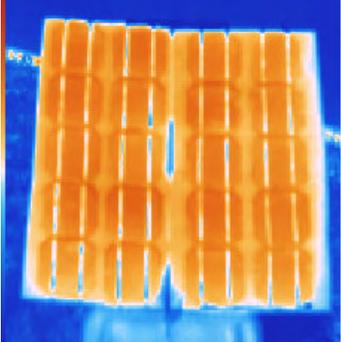
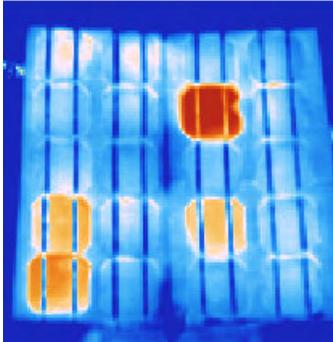
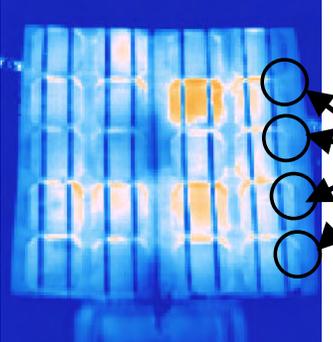
	Aufnahme 05.07.2006	Aufnahme 01.08.2007
Aufnahmezeit	14 ⁰⁰ -15 ⁰⁰	13 ⁰⁰ -14 ⁰⁰
T _{max} [°C]	31,5	22
Sonnenscheindauer [h]	14	14,5
Luftfeuchtigkeit [%]	54	64
a), b) Modul A		
c), d) Modul C		
e), f) Modul E		

Abbildung 32: Vergleich der IR-Aufnahmen 2006 – 2007.

5.3.3 Mangelnder elektrischer Kontakt

Die Problematik mangelhafter bzw. unvollständiger Kontakte wurde systematisch untersucht, indem am Forschungsmodul eine oder auch mehrere Leiterbahnen getrennt wurden. So wurde der elektrische Kontakt zwischen zwei Zellen gezielt zur Hälfte unterbrochen (*Abbildung 33*).

Leerlauf	Kurzschluss	unter Last	Anzahl getrennter Leiterbahnen
			1
			2
			3

Leerlauf	Kurzschluss	unter Last	Anzahl getrennter Leiterbahnen
			<p>4</p>
<p>Abbildung 33: IR-Aufnahmen des Forschungs-Moduls mit getrennten Leitungsbändern.</p>			

Die Aufnahmen des Forschungsmoduls im Leerlauf zeigen auch bei getrennten Leiterbahnen die für intakte Module reguläre, d. h. unauffällige, IR-Aufnahmen (Abbildung 33). Ebenso weisen die Bilder, die unter Last aufgenommen wurden, keine bemerkenswerten Besonderheiten (zur Erinnerung: die Zelle in der 2. Zeile, 3. Spalte ist kaputt und erwärmt sich deshalb, wie in Kapitel 5.1.1 schon dargelegt) auf.

Nur die Bilder im Kurzschluss-Modus zeigen bei unterschiedlicher Anzahl gekappter Leiterbänder verschiedene IR-Aufnahmen. So zeigen alle Aufnahmen im Kurzschluss die schon erwähnte heiße Zelle in der 2. Zeile, 3. Spalte. Außerdem zeigt die Zelle in der vierten Zeile, dritte Spalte eine Temperaturerhöhung im Gegensatz zum Rest des Moduls. Da alle Zellen, wie aus dem Datenblatt entnommen werden kann, dieselbe Qualitätsstufe aufweisen, ist zu vermuten, dass diese Zelle einen Defekt aufweist, der allerdings noch nicht detektiert werden konnte. Weitere Messungen sind dazu notwendig.

5.4 Temporäre Abschattungen

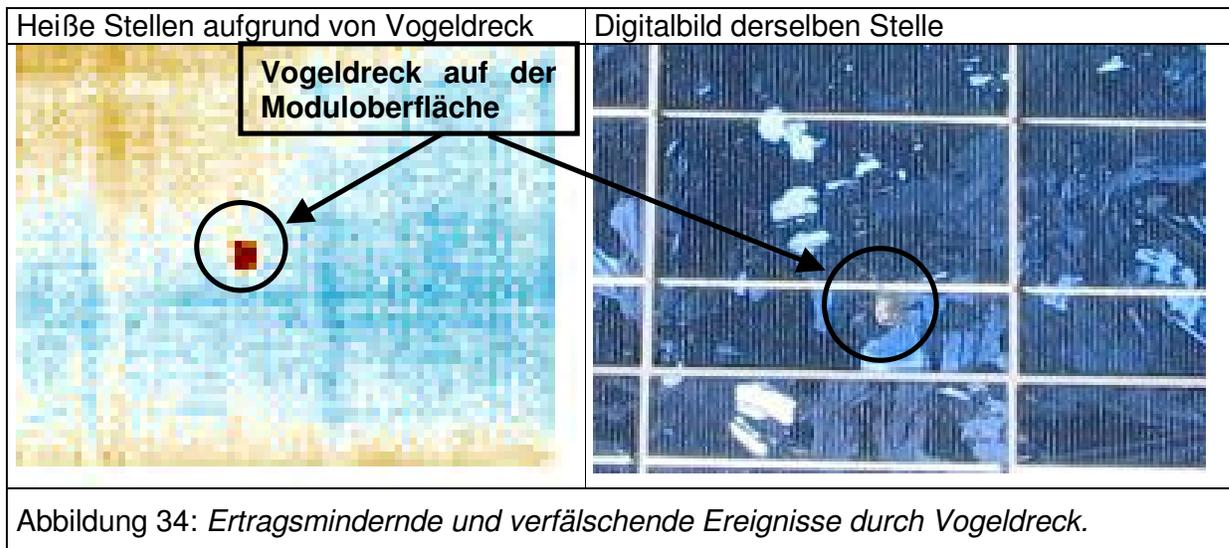
Zu den temporären Abschattungen zählen Ablagerungen jeglicher Art auf der Glasoberfläche, die reversibel sind, z. B.

- Blätter
- Vogeldreck, Flechten, Moos
- Schnee auf Teilen oder der ganzen Anlage.

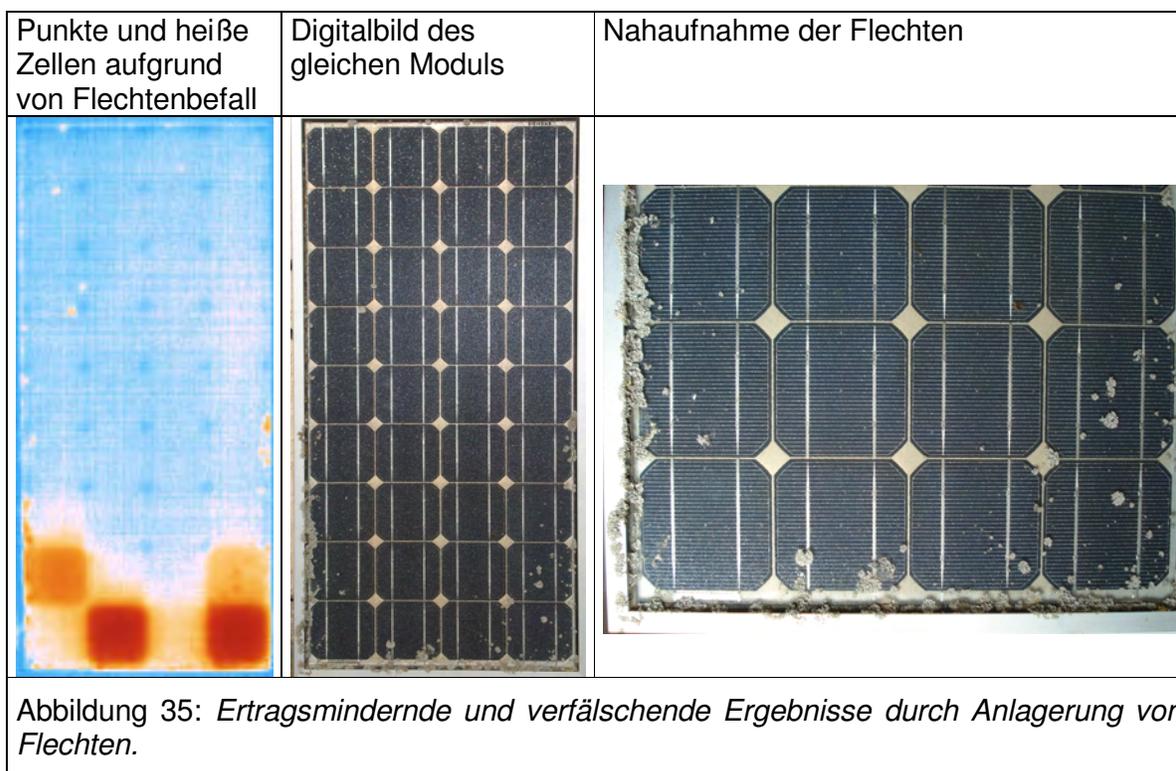
Dabei stellte sich heraus, dass Beläge kleiner 1cm^2 (entspricht 1% der Zellenfläche) lediglich eine Erwärmung des Belags auf der Oberfläche bewirken, die Solarzelle darunter aber kalt bleibt und somit keine Ertragsminderung hervorruft. Für größere Beläge, die eine Fläche größer als 4cm^2 (entspricht 4% der Zellenfläche) bedecken, wird neben der Erwärmung des Belags auch die Erwärmung der Solarzelle beobachtet. In diesem Fall ist auch mit einer Ertragsminderung zu rechnen.

Abbildung 34 zeigt den Einfluss von Belägen oder Verschmutzungen der Glasoberfläche am Beispiel eines punktförmigen Belags (in diesem Fall Vogelexkrement) auf die IR-Aufnahme (Gesamtaufnahme Abbildung 32, Modul A,

im Jahr 2006). Diese Aufnahmen zeigen, dass Hot Spots im IR-Bild auch aufgrund von Verschmutzungen entstehen können und nicht immer ein Indiz für einen Moduldefekt (Kapitel 5.2.1) ist.

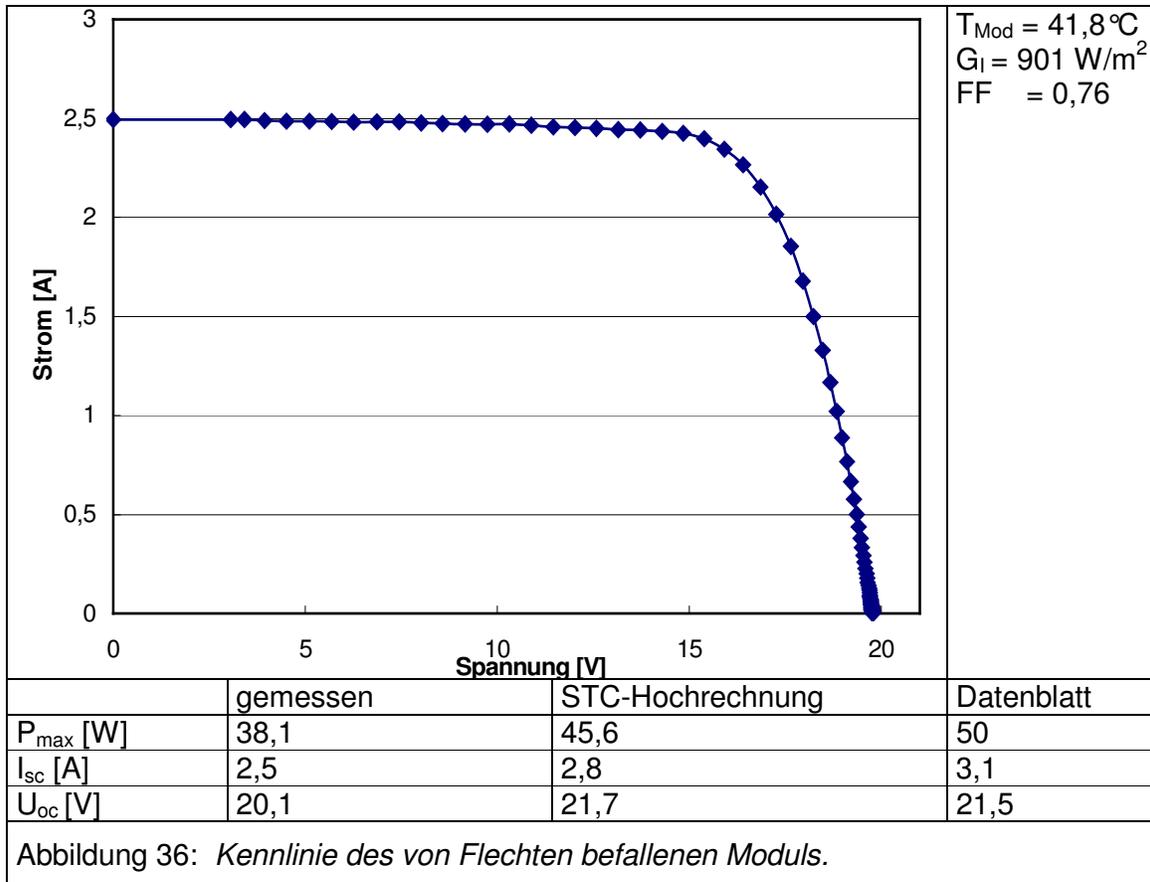


Beläge durch Blätter, Moose oder Flechten können ähnliche Effekte erzeugen. *Abbildung 35* zeigt ein Modul, das viele Jahre auf dem Dach eines Kuhstalls installiert war und nun lokal unterschiedlich starken Flechtenbewuchs aufweist. An Stellen, an denen nur einzelne Flechten oberhalb der einer Zelle sitzen und diese abschatten, werden lediglich kleine heiße Punkte beobachtet. Hier wird nur der Belag, die Flechte, auf der Glasoberfläche erwärmt. Dieser Effekt ist gut an den gelben Punkten auf der linken Seite, obere Hälfte und stellenweise am rechten Rand zu sehen. Überlagert wird der Effekt von dem eventuell vorliegenden Patchwork-Muster im unteren Modulbereich. Trotz vorhandener Flechten ist dieses Modul fast voll leistungsfähig. Geringe Leistungseinbußen könnten auftreten, da in den zwei abgeschatteten Zellen weniger Strom produziert werden kann.



Flechten auf Modulen treten bevorzugt bei Anlagen auf Bauernhöfen auf und weniger bei Anlagen im städtischen Umfeld auf. Denn die optimalen Wachstumsbedingungen von Flechten hängen stark von der Luftfeuchtigkeit, der Umgebungstemperatur und auch den Umgebungsverhältnissen, z. B. Feinstaub, ab. So wird der Flechtenbefall in der Nähe von Kuhställen begünstigt, da hier erhöhte Konzentrationen von Kohlendioxid und Methan vorliegen, die bei der Haltung von Rindern entstehen.

Die Kennlinie des von Flechten befallenen Moduls, *Abbildung 36*, ist relativ unauffällig, und weist, wie schon anhand der IR-Aufnahmen vermutet, einen nachvollziehbaren Leistungsabfall von etwa 10%, wie er nach 17 Jahren Laufzeit erwartet werden kann, auf.



Fazit ist, dass singuläre, kleine Flechten im Bereich einer Zelle keinen negativen Abschattungseffekt auf die produzierte Modulleistung haben.

Die hier aufgezeigten Auffälligkeiten beruhen auf reversiblen Ablagerungen, die durch Säuberung der Glasoberfläche entfernt werden können. Deswegen sollte jede in den IR-Aufnahmen detektierte Besonderheit nochmals eingehend visuell untersucht werden, um zu vermeiden, dass ein vollkommen fehlerfreies Modul als mangelhaft eingestuft und ausgetauscht wird.

5.5 Bypass-Diode

In allen gängigen Solarmodulen gibt es Bypass-Dioden, die zu den einzelnen Zellsträngen parallel geschaltet und entgegen der Stromrichtung eingebaut sind. Eine Bypass-Diode wird nur aktiv, wenn der zugehörige Zellenstrang durch Abschattung oder einen anderen Defekt keinen Strom mehr liefert, sondern Strom verbraucht. Dadurch stellt sich die Diode auf Durchlass und nur noch die anderen Modulstränge tragen zur Stromgewinnung bei.

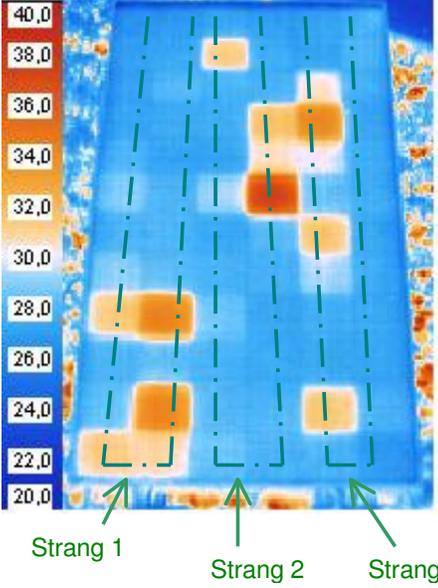
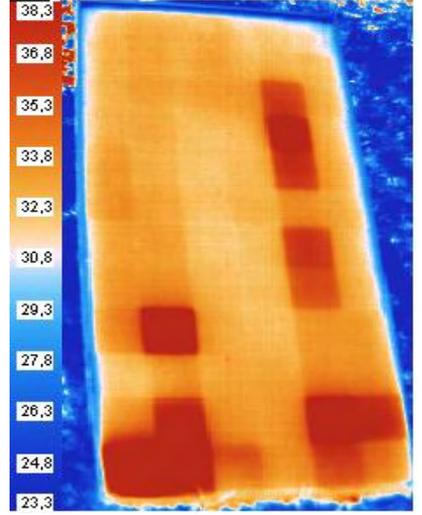
Eine solche Diode ist durch Maximalwerte des Stromes in Durchlassrichtung, der Spannung in Sperrichtung und der Betriebstemperatur charakterisiert. Werden diese Werte über einen längeren Zeitraum überschritten, kann dies zur Zerstörung der Diode führen.

Befindet sich im Modul eine defekte Diode, die in beide Richtungen leitend ist, wird so der zugehörige Strang intern, also im Modul selber, kurzgeschlossen. Das heißt, im IR-Bild zeigt sich für diesen Strang das typische Kurzschlussbild („Patchwork“),

auch wenn von außen Leerlauf angelegt wird. Gleiches gilt, wenn das Modul unter Last betrieben wird.

5.5.1 Modul mit teilweise defekten Dioden

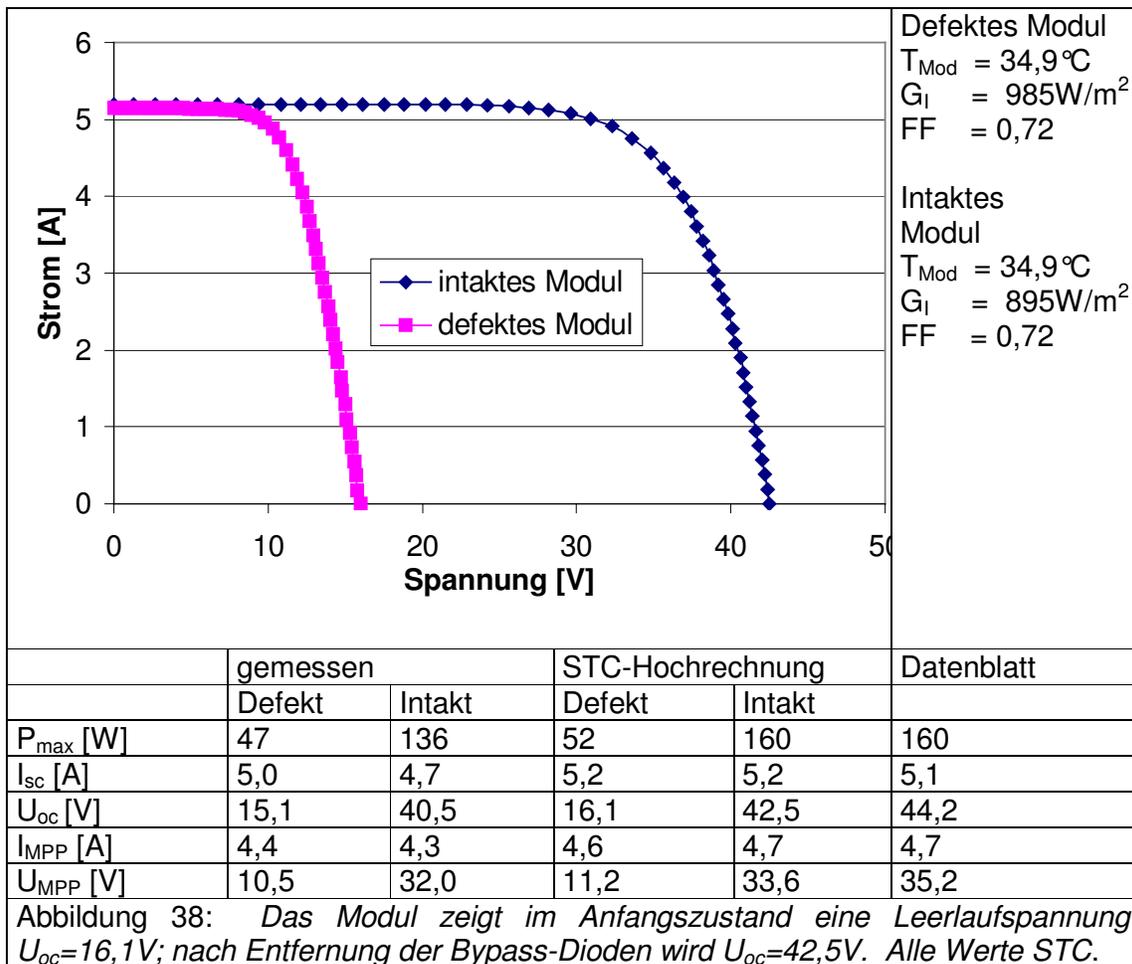
In *Abbildung 37b)* ist das Modul im Betrieb am Punkt maximaler Leistung zu sehen. Bei einem fehlerfreien Modul sollten alle Zellen in etwa die gleiche Temperatur haben. In diesem Fall jedoch ist deutlich zu erkennen, dass in den beiden äußeren Strängen auch sehr viel wärmere Zellen vorhanden sind. Hier zeigt sich das Patchworkmuster, das typische Kurzschlussbild. Der mittlere Strang hingegen hat eine sehr viel homogenere Temperaturverteilung, wie sie für den Lastbetrieb zu erwarten ist. Im von außen angelegten Kurzschluss (*Abbildung 37a)* zeigt sich in den äußeren Strängen die gleiche Temperaturverteilung wie unter Last, im mittleren Strang finden sich nun jedoch auch wärmere Zellen, wie sie für einen Modulkurzschluss typisch sind.

Kurzschluss	Unter Last
<p>a)</p> 	<p>b)</p> 
<p>Die heißen Zellen treten sowohl in den beiden äußeren Strängen als auch im mittleren Strang auf.</p>	<p>Die beiden äußeren Stränge zeigen das typische Kurzschlussbild, während der mittlere Strang eine deutlich homogenere Temperaturverteilung ohne einzelne heiße Zellen aufweist.</p>
<p>Abbildung 37: IR-Aufnahmen eines Moduls mit teilweise zerstörten Dioden.</p>	

Allein aus den IR-Bildern lässt sich schließen, dass nur noch der mittlere Strang aktiv ist und das Modul somit nur noch ein Drittel der Leistung eines intakten Moduls gleicher Bauart erbringt. Die elektrische Messung der STC-Werte, *Abbildung 38*, ergab eine Leistung von 52W (Datenblatt intaktes Modul: 160W) und eine Leerlaufspannung von 16,1V (Datenblatt 44,2V). Die elektrische Messung bestätigt die Vermutung aufgrund der IR-Aufnahmen, dass nur noch ca. ein Drittel des Moduls fehlerfrei arbeitet.

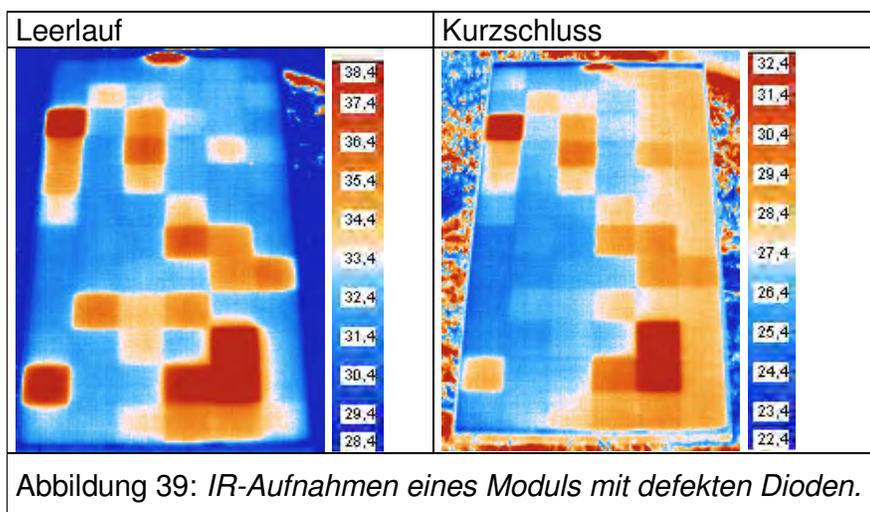
Bei der abschließenden Überprüfung der Dioden wurde festgestellt, dass, wie angenommen, nur die mittlere Diode funktioniert, während die zwei äußeren defekt

sind und den Strom in beide Richtungen durchlassen. Nach Entfernung aller Dioden, wurde wieder die volle Nennleistung von 160W und eine Leerlaufspannung von 42,5V gemessen.



5.5.2 Alle Dioden eines Moduls defekt

Abbildung 39 zeigt das IR-Bild eines 3-strängigen Moduls vom gleichen Typ wie das Modul in 5.5.1, bei dem überhaupt keine Leistung mehr gemessen wird.



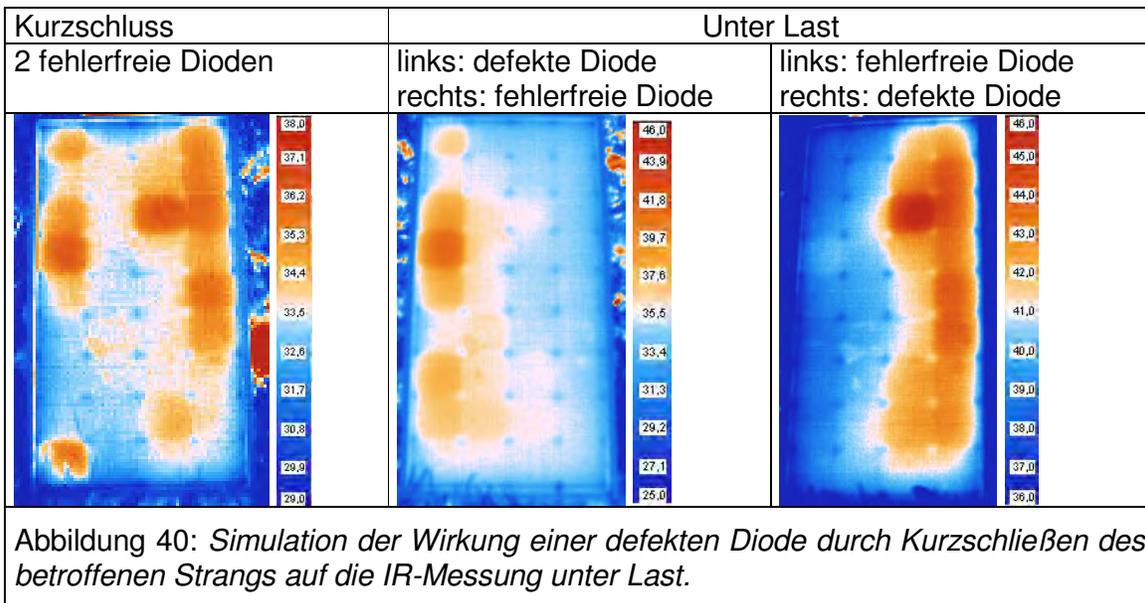
Sowohl im Leerlauf als auch im Kurzschluss tritt das gleiche Patchwork-Muster auf. Die selben Zellen fallen durch erhöhte Temperaturen auf. Das ist darauf zurückzuführen, dass in diesem Fall alle 3 Bypass-Dioden defekt und somit auch im eigentlichen Leerlauf alle drei Stränge intern durch die defekten Dioden kurzgeschlossen sind.

5.5.3 Gezielter Einbau defekter Dioden

Der Einfluss defekter Dioden auf IR-Aufnahmen wird gezielt an einem Modul vom Typ Siemens SM-50 untersucht. Die Zellen in diesem Modul sind in zwei Strängen zusammengefasst. Es war bereits 17 Jahre im Freilandbetrieb.

Die Dioden des Siemens SM-50 sind für einen Maximalstrom $I_{\max} = 3A$ ausgelegt (Kurzschlussstrom des Moduls $I_{sc} = 2,85A$). Um defekte Dioden zu erhalten, wurden mehrere neue Dioden des im Siemens SM-50 verwendeten Typs sowie eine Originaldiode aus dem Modul elektrisch zerstört. Erst ab einem Strom von 10A setzte starke Rauchentwicklung ein, die Diodentemperatur lag bei ca. 200°C (laut Datenblatt $T_{\max} = 150^\circ C$), dennoch behielt die Diode ihre ursprünglichen Eigenschaften. Es zeigte sich, dass ein Strom von >30A nötig war, um die Diode zu zerstören und in beide Richtungen leitend zu machen. Die genannten Phänomene traten sowohl bei der neuen als auch bei der Originaldiode auf. Einige Dioden zerteilten sich nach der beschriebenen Wärmebehandlung bei geringer mechanischer Belastung in zwei Teile.

Aufgrund der geringen mechanischen Stabilität der Dioden wurde ein Kupferdraht als Ersatz verwendet. Mit diesem wurde ein Strang des Moduls kurzgeschlossen und dieses anschließend bei $G_1 \sim 1000W/m^2$ in die Sonne gestellt. In *Abbildung 40* (links) ist das Kurzschlussbild des Moduls mit intakten Dioden zu sehen.



Wird nun, wie oben beschrieben, der erste Strang links kurzgeschlossen, tritt unter Last in der IR-Aufnahme das typische Kurzschlussmuster auf, *Abbildung 40* (Mitte). Wird nur der rechte Strang kurzgeschlossen, erscheint das Kurzschlussmuster nun entsprechend auf der rechten Seite, *Abbildung 40* (rechts).

Es gilt also immer: Ist in einem Modul eine defekte, in beide Richtungen leitende Diode eingebaut, zeigt der zugehörige Zellenstrang in der IR-Aufnahme das typische Kurzschlussbild mit dem sog. Patchwork-Muster.

5.6 Schädigung im Betrieb

Zu Schädigungen im Betrieb zählen Bruch (vgl. Ausführungen in Kapitel 5.2.2), Blitzeinschlag, Schneelast. Im Modul in *Abbildung 41*, *Abbildung 42* sind deutliche, lokale Änderungen sichtbar, die auf einen Blitzeinschlag zurückgeführt werden. In dem linken, oberen Modulbereich sind drei Besonderheiten nennenswert: 1. eine bräunlich-schwarze Stelle im Bereich eines Leiterbandes zwischen zwei Zellen, 2. eine veränderte Laminatschicht in der einzigen betroffenen Zelle unterhalb der braune Stelle und 3. ein Rissystem auf der Rückseite. Die braune Stelle wurde vermutlich durch die enorme Hitzeeinwirkung beim Blitzeinschlag erzeugt. Von hier breitete sich die Wärme radial aus, bevorzugt entlang des Leiterbandes, und zwar auf der Vorderseite der Zelle entlang des Leiterbandes nach unten, auf der Rückseite nach oben entsprechend dem Verlauf des Leiterbandes. Das Laminat zwischen Zellen und Glas wird so heiß, dass Strukturen von Delamination, Schmelzphase und Blasenbildung auftreten. Auch auf der Rückseite ist die Temperatur noch so hoch, dass Bläschen gebildet werden. Ferner werden auf der rückseitigen Glasscheibe durch die starke, lokale Temperaturerhöhung am Ort des Blitzeinschlags derart hohe thermische Spannungen ins Glas eingebracht, dass sich von dort Risse radial ausbreiten.

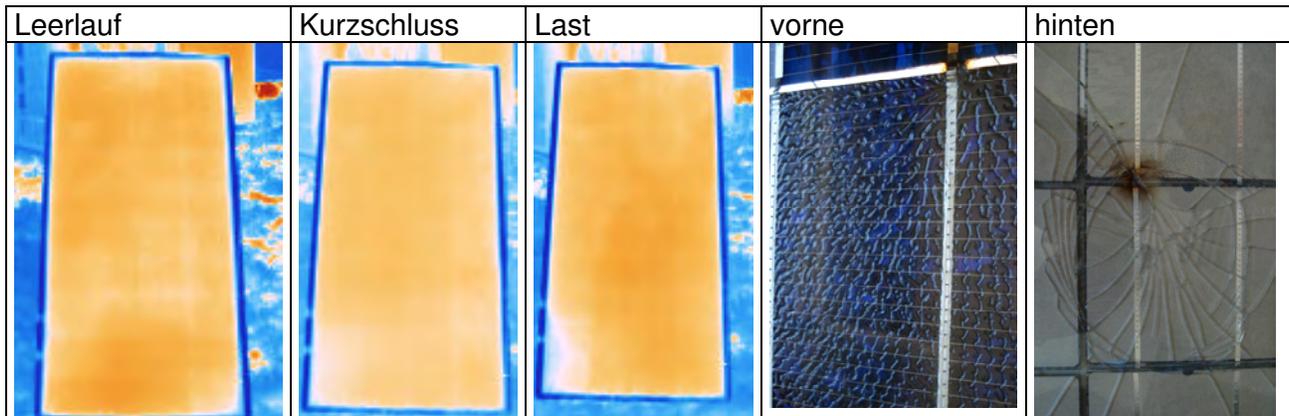
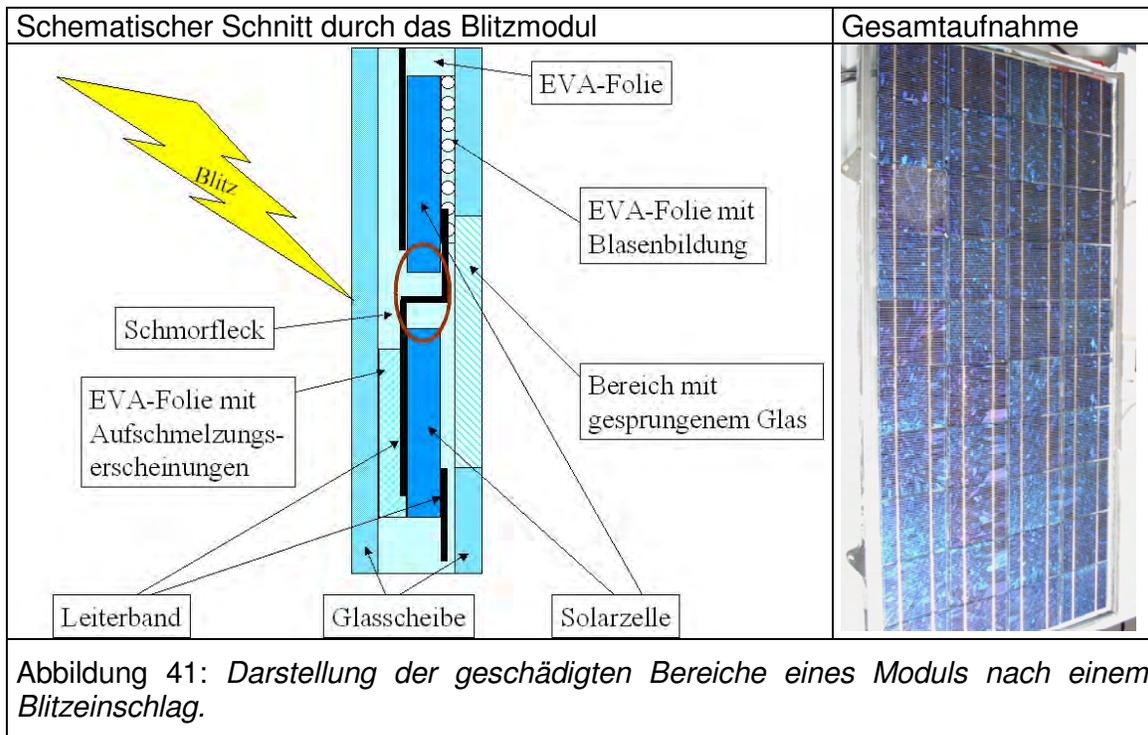
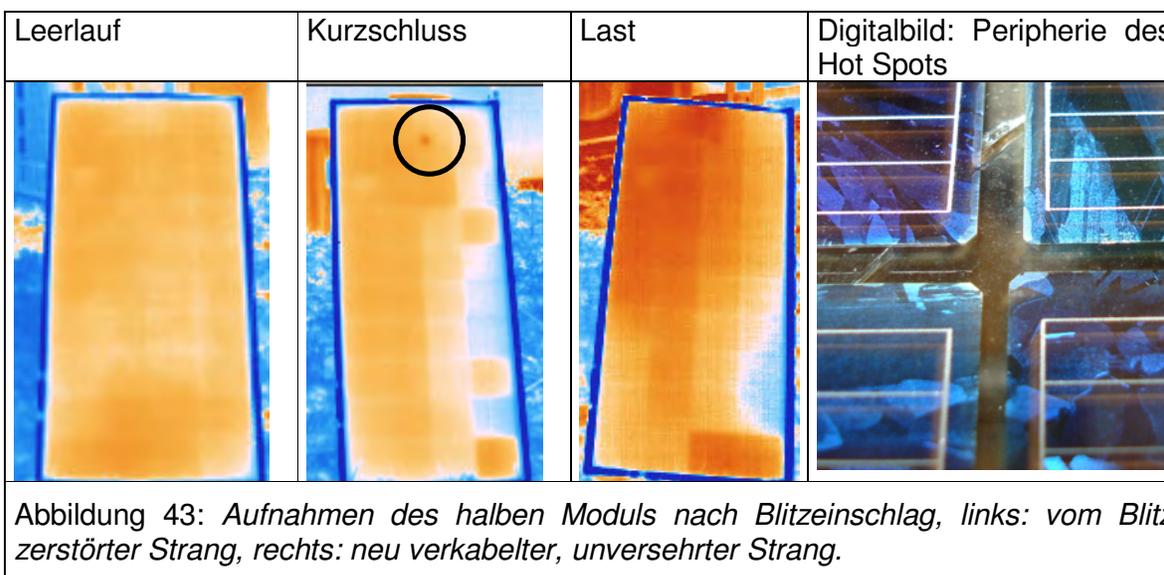


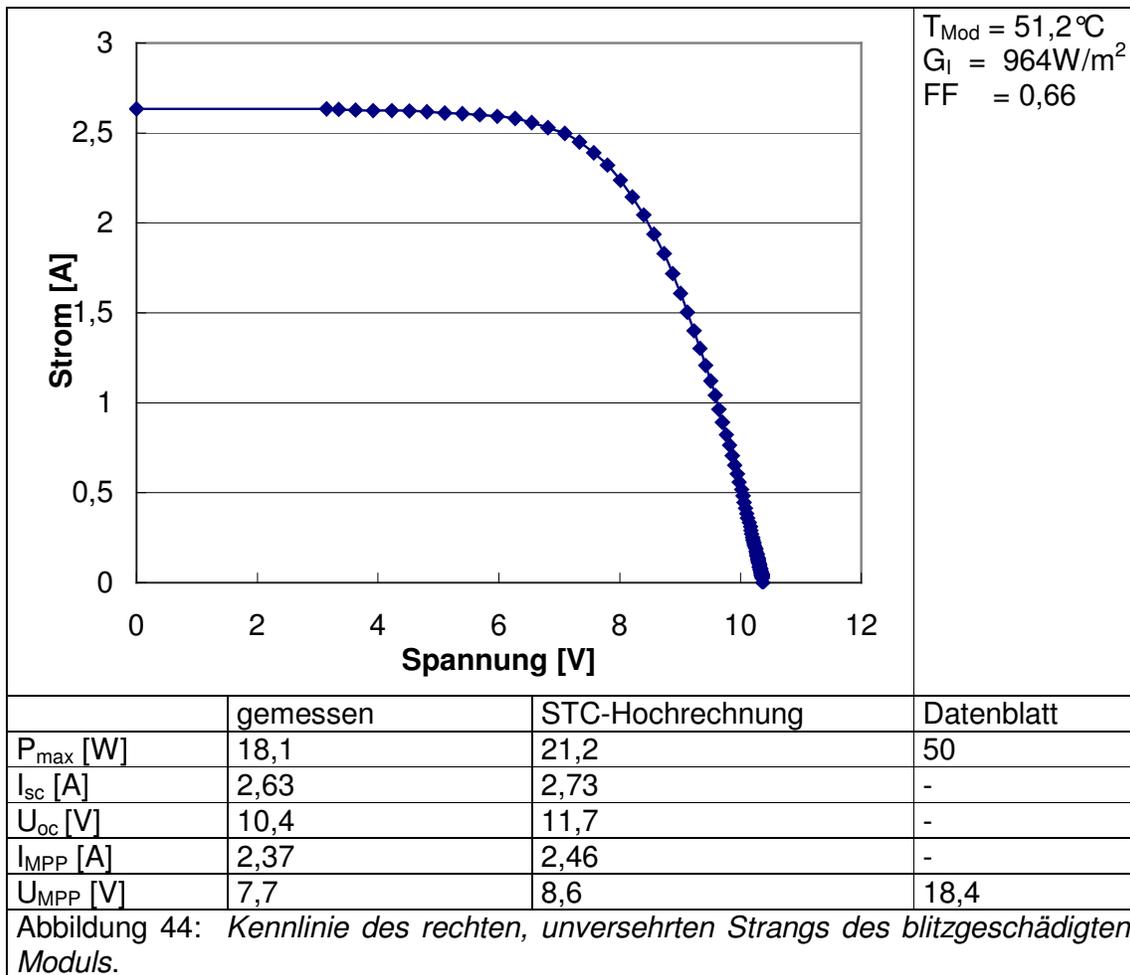
Abbildung 42: Aufnahmen eines Moduls nach Blitzeinschlag.

Die IR-Aufnahmen des gesamten Moduls zeigen in allen drei Aufnahmemodi das für den Leerlauf typische, gleich temperierte Bild. Dies erlaubt den Schluss, dass innerhalb des Moduls der Stromkreis unterbrochen ist und keine Leistung mehr erbracht wird.

Deswegen werden in *Abbildung 43* IR-Aufnahmen desselben Moduls gezeigt, wobei hier nur der rechte Teilbereich, der nicht vom Blitz geschädigt worden ist, angeschlossen ist.



So bildet sich in *Abbildung 43* im Kurzschluss und unter Last ein Patchwork-Muster aus. Dieses Muster ist teilweise überlagert von der wärmeren linken, nicht angeschlossenen Seite des Moduls, die sich im Leerlauf befindet. Ferner wird ein Hot Spot sowohl im Kurzschluss als auch im Lastbild unterhalb der Anschlussdose sichtbar. Bei näherer Betrachtung dieser Stelle (im Kurzschlussbild mit Kreis markiert) fällt ein Riss in der unteren Glasscheibe auf, der vermutlich mit einem Riss in der Zelle korreliert ist, was sich wie unter 5.2.1 ausgeführt, auswirken kann. Die Kennlinie des kompletten Moduls war nicht messbar. *Abbildung 44* zeigt deshalb die Kennlinie des rechten Teilbereiches des Moduls.



5.7 Kontrolle der Anschlussart einzelner Module in einer Anlage

Bei der Inbetriebnahme, Inspektion und Wartung ist es von höchster Notwendigkeit, sicherzustellen, dass alle Module richtig an der Anlage angeschlossen sind. Hier bietet die IR-Messung ein einfaches und schnelles Mittel, um das zu überprüfen.

Das Beispiel zeigt drei baugleiche Module nebeneinander, von denen nur zwei verkabelt sind und das dritte nicht im Stromkreis integriert wurde, d. h. zwei Module werden unter Last, eines im Leerlauf gemessen. In der IR-Aufnahme, *Abbildung 45*, fällt das mittlere Modul sofort aus der Reihe, es ist offensichtlich wärmer als die zwei benachbarten. Genau dieses Modul befindet sich im Leerlauf und hat die typische, gleichmäßige Temperaturverteilung. Die IR-Aufnahmen zeigen, dass die Temperatur der Module unter Last ca. 4-5°C niedriger ist als die des mittleren. Die heiße Zelle in der rechten, unteren Ecke des rechten Moduls wird durch die Abschattung von Gräsern verursacht.

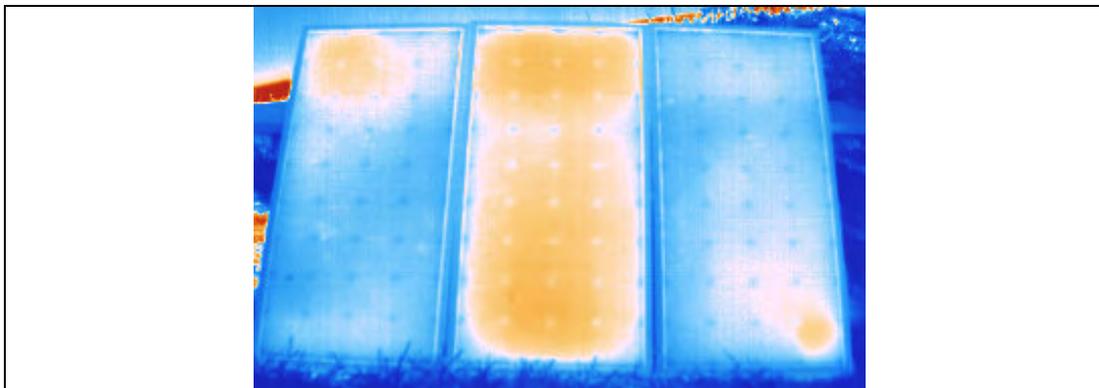


Abbildung 45: IR-Aufnahmen einer Modulreihe zur Überprüfung der Anschlussart.

6 Zusammenfassung der Erfahrungen und Ergebnisse

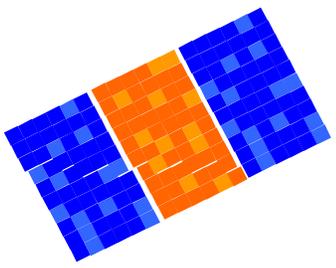
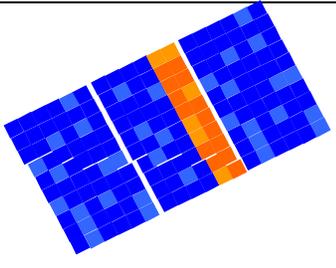
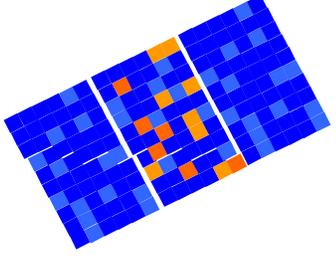
Eine Standard-Wärmebildkamera mit ungekühlten Detektoren (8 – 12 μm) ist zur zerstörungsfreien Untersuchung von PV-Modulen und ihren Komponenten geeignet, mögliche Defekte können schnell lokalisiert werden und ihre Einsatzmöglichkeiten sind vielfältig. In Abhängigkeit der Messaufgabe sollte das geeignete Objektiv (Weitwinkel-, Tele-, Makroobjektiv) ausgewählt werden. Der Einsatz eines Stativs ist sinnvoll. Im Regelfall genügt eine Detektorauflösung von 160 x 120 Pixel, für größere Flächen und detaillierte Untersuchungen empfiehlt sich jedoch eine höhere Auflösung. Die thermische Empfindlichkeit sollte mindestens 0,1 $^{\circ}\text{C}$ sein.

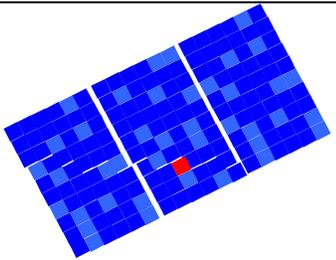
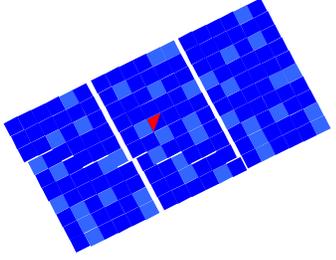
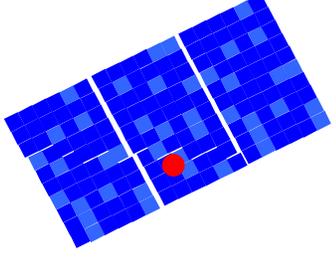
Gemessen wird die tatsächliche Temperatur des Glases der Modulvorderseite, die bei Messungen vor Ort der Zelltemperatur entsprechen dürfte. Zum Vergleich ist eine IR-Aufnahme von der Rückseite des Moduls sinnvoll, die die gleiche Temperaturverteilung zeigen sollte. In erster Näherung kann ein Emissionskoeffizient von $\epsilon = 0,85$ bei IR-Kameras mit ungekühlten Detektoren eingestellt werden, der für alle Nichtmetalle, also auch für Glas, gilt. Bei extrem hoher Luftfeuchtigkeit sollte zusätzlich die Transmissionseigenschaft der Luft beachtet werden.

Der Einfallswinkel ist bei den IR-Messungen von relevanter Bedeutung. Optimal ist die IR-Aufnahme senkrecht zum Messobjekt. Spätestens ab 30° Abweichung von der Modulnormalen wird der winkelabhängige Messfehler bedeutsam. Mehrfachreflexionen müssen beachtet und vermieden werden. Durch Änderung des Blickwinkels können Reflexionen erkannt werden, da sie sich mitbewegen. In der Praxis empfiehlt sich der Einsatz eines geeigneten Objektivs für gezielte Messaufgaben an PV-Modulen und Komponenten vor Ort.

Die Ergebnisse beziehen sich auf die konkreten, untersuchten Fehlerfälle an verfügbaren PV-Modulen, sie haben keine statistische Relevanz in Bezug auf die Fehlerhäufigkeit. Eine Korrelation der Fehlerursachen mit den Ergebnissen der IR-Messungen und der elektrischen Messungen ist in *Tabelle 2* dargestellt.

Tabelle 2: Zusammenfassung der Fehlerursachen mit seinen Auswirkungen auf die IR- und elektrischen Messungen

Muster	Beschreibung	Möglicher Fehler	Mögliche Ursache	Elektrische Messung	Bemerkung
	Ein Modul gleichmäßig wärmer als die anderen	Modul im Leerlauf	-Modul nicht angeschlossen → Kapitel 5.8	Modul i.d.R. voll funktionsfähig	
	Zeilenhafte Erwärmung eines Moduls (1 Strang)	Ein Zellenstrang kurzgeschlossen	-Bypass-Diode defekt -interner Kurzschluss → Kapitel 5.5 → Kapitel 5.3.1	Verlust der Leistung des Substrangs: Reduktion von V_{oc}	Schmorfleck durch IR-Messung entdeckt.
	Einzelne Zellen, zufällig verteilt, deutlich wärmer	Modul im Kurzschluss	-alle Bypass-Dioden defekt → Kapitel 5.5.2 → Kapitel 4.1 -falsch angeschlossen	Leistung des Moduls nahezu null: V_{oc} stark reduziert	„Patchworkmuster“

Muster	Beschreibung	Möglicher Fehler	Mögliche Ursache	Elektrische Messung	Bemerkung
	Eine Zelle deutlich wärmer		-Abschattung -defekte Zelle → Kapitel 4.4.3	Nicht notwendigerweise Leistungsreduktion	Visuelle Inspektion erforderlich
	Bruchteil einer Zelle deutlich wärmer	Zellbruch	Äußere mechanische Einwirkung → Kapitel 5.2.2	Drastische Leistungsreduktion: Reduktion von I_{sc} und FF	
	Punktförmige Erwärmung	-Artefakt	Abschattung (durch Vogeldreck...)	Leistungsreduktion, je nach Größe und Verschattung der Zellen	Visuelle Inspektion erforderlich
		-Zellriss	Fabrikationsfehler → Kapitel 5.2.1	Leistungs- reduzierung abhängig von der Größe des Risses	Erst durch die Hotspot-IR- Messung wird der Riss entdeckt.

Die Gruppierung der typischen Fehlerursachen zeigt, dass die Ergebnisse der IR-Aufnahmen nicht auf eine eindeutige Fehlerursache zurückgeführt werden können. So kann die IR-Aufnahme mit einem Hot Spot im PV-Modul sowohl auf eine partielle Abschattung durch Verschmutzung hinweisen als auch ein Hinweis für einen Zellriss im Modul sein, der eine lokale Erwärmung auslöst. Hier gilt es, die IR-Aufnahmen richtig zu interpretieren und die vermeintlichen Fehlerursachen durch andere Untersuchungen (visuelle Inspektion, elektrische Kennwerte, Elektrolumineszenz) zu überprüfen.

IR-Kameras lassen sich für die Überwachung und Qualitätssicherung von PV-Modulen und anderen Komponenten des Systems in verschiedenen Prozessstadien einsetzen:

- Endkontrolle der Fertigung
- Montage der Module und Inbetriebnahme der Anlage
- Regelmäßige Wartung.

Für die Ausgangskontrolle der PV-Modulfertigung wird der Einsatz der IR-Kamera daran gemessen werden, ob sie in der erforderlichen Produktionsschnelligkeit ein repräsentatives IR-Bild von jedem produzierten PV-Modul erzeugen und speichern kann. Dies ermöglichte eine vollständige IR-Erfassung der Modulproduktion, die dem Hersteller genauso wie die elektrischen Parameter (Flasherwerte) zur Überprüfung im Fehlerfall und bei Schadensregulierungen langfristig (20 Jahre) zur Verfügung stünde.

Der Einsatz einer portablen Bolometer-Kamera mit ungekühltem Detektor ist im Feld besonders sinnvoll sowohl bei der Inbetriebnahme der Anlage als auch bei regelmäßigen Inspektionen nach vielen Betriebsjahren. Nach der Montage kann überprüft werden, ob alle elektrischen Anschlüsse stimmen und einzelne Komponenten keine thermischen Auffälligkeiten aufweisen. Hier können sowohl Produktionsfehler und Installationsfehler als auch unsachgemäße Behandlung der Module während des Transports, der Lagerung und des Aufbaus detektiert und dokumentiert werden.

Im Rahmen von Wartungskontrollen können die IR-Messungen zusätzlich helfen, schnell Module mit Defekten und Leistungsminderungen aus einer großen Anzahl installierter PV-Module zu identifizieren, die erst durch die im Betrieb auftretenden thermischen und mechanischen Belastungen hervorgerufen werden.

Letzteres wurde im Rahmen dieses Projektes erfolgreich demonstriert. Der durch die IR-Messungen identifizierte Moduldefekt (Schmorstelle) hat einen Reklamationsprozess und kostenlosen Austausch eines neuen Moduls ausgelöst, wobei sich sowohl der Modulhändler als auch der Installateur allein auf die IR-Aufnahmen gestützt haben. Als krönender Abschluss wurde beim Austausch die Moduleleistung des defekten Moduls gemessen und bestätigte auch quantitativ die aufgrund des IR-Bildes erwartete Leistungsminderung. Die IR-Messungen im Feld haben in exemplarischer Weise dazu beigetragen, Ertragseinbußen für den Betreiber zu vermeiden, dem Installateur Zeit und Geld beim Fehlerfinden zu sparen und dem Händler einen frühzeitigen Hinweis auf einen möglichen Produktionsfehler zu liefern.

7 Danksagung

Wir danken dem Solarenergieförderverein Bayern e.V. für die finanzielle Unterstützung des Projekts „IR-Handbuch“. Unser Dank gilt auch der Firma FR Frankensolar GmbH für ihr Interesse und die Unterstützung des Vorhabens.

8 Literaturverzeichnis

1. U. Jahn, R. Auer, G. Becker, M. Nieß, C. Vordermayer, G. Wotruba, M. Zehner, *IR-Messungen an PV-Modulen und Systemen*, 22. Symposium PV Solarenergie, Bad Staffelstein, März 2007, S. 180ff.
2. R. Auer, U. Jahn, C. Buerhop-Lutz, C. Vordermayer, G. Wotruba, M. Zehner, M. Nieß, *Infrared Analysis of PV Modules for Improving Quality*, 22nd PVSEC 2007, Milano (in press).
3. A. Krenzinger, A.C. de Andrade, *Accurate Outdoor Glass Thermographic Thermometry Applied To Solar Energy Devices*, Solar Energy **81** (2007) 1025-1034.
4. M. A. Quintana, D.L. King, T.J. McMahon, C.R. Osterwald, *Commonly Observed Degradation In Field-Aged Photovoltaic Modules*, 22nd PVSEC 2007, Milano.
5. D.L. King, J.A. Kratochvil, M.A. Quintana, *Applications For Infrared Imaging Equipment In Photovoltaic Cell, Module And System Testing*, 22nd PVSEC 2007, Milano.
6. M.C. Schubert, M. The, P. Gundel, M. Kasemann, S. Pingel, W. Warta, *Advances in Infrared Imaging Methods for Silicon Material Characterization*, 22nd PVSEC 2007, Milano.
7. A. Skoczek, T. Sample, E.D. Dunlop, H.A. Ossenbrink, *Electrical Performance Results from Long-Term Outdoor Weathered Modules*, 22nd PVSEC 2007, Milano.
8. Cl. Buerhop-Lutz, *Infrarot-Untersuchungen von Rissen in PV-Modulen*, Tätigkeitsbericht ZAE Bayern e.V. 2007.
9. U. Jahn, Cl. Buerhop-Lutz, *Infrarotanalyse von Photovoltaikmodulen mittels Infrarotmessungen*, Tätigkeitsbericht ZAE Bayern e.V. 2007
10. A. Wallrabe, *Nachrichtentechnik*, Kap. 2.8, Vieweg, Braunschweig, 2001.