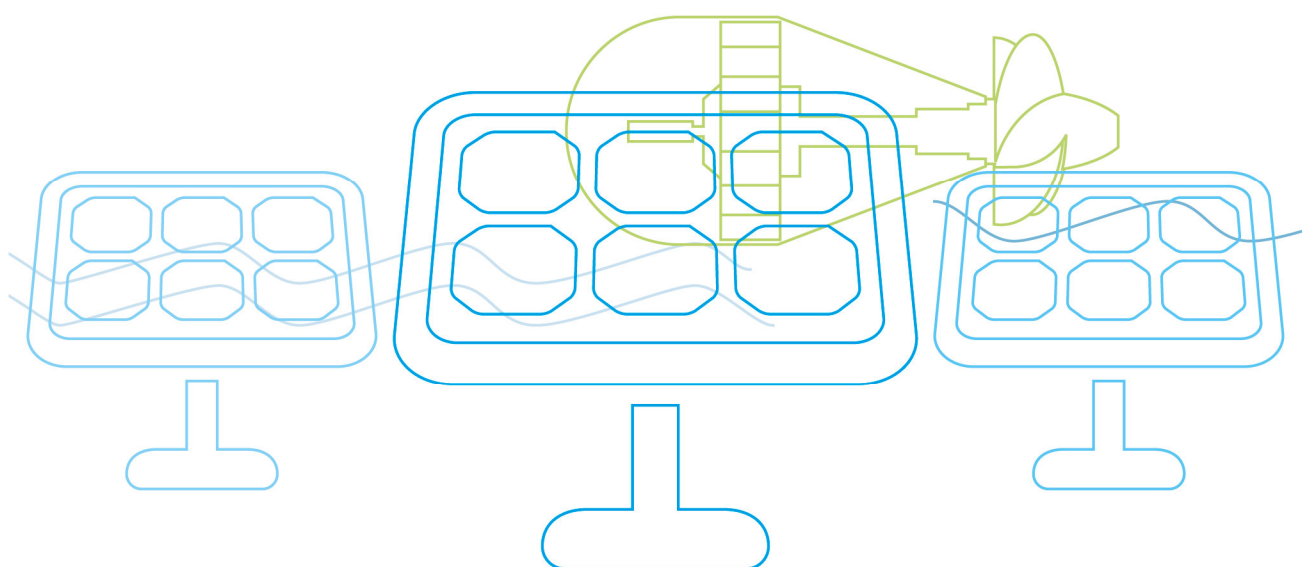




PAMINA

Photovoltaic Performance Analysis Method based on Infra-Red Technology



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „e!Mission.at“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A stylized, handwritten signature in black ink, consisting of several fluid, overlapping strokes.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, written in a cursive style that clearly shows the name 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

PAMINA

Photovoltaic Performance Analysis Method based on Infra-Red Technology

AutorInnen:

Rita Ebner, Bernhard Kubicek, Gabriele Eder,
Horst Sonnleitner, Andreas Angerer, Elisabeth Mrakotsky

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung	5
3	Inhaltliche Darstellung	6
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	24
5	Ausblick und Empfehlungen	25
6	Literaturverzeichnis	26
7	Kontaktdaten	28

2 Einleitung

Aufgabenstellung

Projektziel war die Entwicklung von Methoden zur systematischen Photovoltaik-Anlagendiagnostik auf der Basis von Infrarot-Thermographie (IR): schnell anwendbar, zerstörungsfrei, und geeignet für den Einsatz bei PV-Anlagen jeder Größe und unterschiedliche Modul-Technologien. Durch halb-automatisierte Erfassung, systematische Korrektur und Auswertung der IR-Aufnahmen auf der Grundlage von Anlagendaten und Modellierung wurden Rückschlüsse auf Ertragseinbußen und das Langzeitverhalten möglich. Damit konnte ein innovatives Methodenportfolio für die langfristige Sicherung der Zuverlässigkeit und des Ertrags von PV-Anlagen zur Verfügung gestellt werden.

Schwerpunkte des Projektes

Die Photovoltaik weist in den letzten Jahren kontinuierlich hohe Zuwachsraten der jährlichen Neuinstallationen auf und übernimmt eine immer wichtigere Rolle im elektrischen Energieportfolio aus erneuerbaren Ressourcen. Photovoltaik-Module sind sowohl in Klein- und Mittelanlagen, als auch in den in Österreich noch seltenen Großanlagen im Einsatz. Das Generatorfeld von Photovoltaik Anlagen besteht aus Strängen von seriell verschalteten PV-Modulen, die wiederum aus einer Serienschaltung einzelner PV-Zellen aufgebaut sind. Deshalb können bereits Leistungseinbußen in einem Teil eines Moduls die Gesamtleistung erheblich beeinträchtigen.

Da eine Fehlerortbestimmung rein aus elektrischen Messgrößen meist nicht möglich ist, stellt die bildgebende Infrarot-Thermographie (IR-Thermographie) schon heute ein wichtiges Hilfsmittel nicht nur bei der Lokalisierung einzelner fehlerhafter Zellen bei der Modulausgangskontrolle, sondern auch für die laufende Qualitätsüberwachung von PV-Anlagen dar. IR-Thermographie ist eine zerstörungsfreie Messmethode, die eine schnelle Aufnahme von Wärmeemissionsverteilungen und daraus abgeleiteten Temperaturverteilungen der Module im Betrieb erlaubt. Allerdings erschweren variierende Betriebsbedingungen und systematische Abweichungen der Messwerte die korrekte Interpretation der IR-Aufnahmen. Die Zusammenhänge zwischen den IR-Daten und damit einhergehenden Leistungsminderungen oder konkret zu erwartenden Ausfällen von Zellen/Modulen sind meist unbekannt.

Einordnung in das Programm

Der optimale Betrieb bestehender Anlagen (in Österreich sind dies derzeit Anlagen mit einer Nennleistung von über 200 MW, in Europa mehr als hundert Mal so viel) leistet einen Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz und erhöht dauerhaft den Anteil erneuerbarer Energien am Energiemix. Die entwickelte Methodik bringt einen gesicherten Ertrag aus erneuerbaren Quellen, trägt zur kontinuierlichen Einsparung von CO₂ bei und erhöht damit auch die Umweltfreundlichkeit, Rentabilität und Leistbarkeit dieser Technologieform. Des Weiteren trug das Projekt zum Aufbau und zur Absicherung der Technologieführerschaft in der PV-Diagnostik bei und stärkte die internationale Wettbewerbsfähigkeit der beiden beteiligten Kleinunternehmen in ihren umkämpften Marktsegmenten (IR-Kameratechnik und PV-Anlagenbetrieb).

Verwendete Methoden

Die Entwicklung von Methoden zur systematischen Photovoltaik-Anlagendiagnostik auf der Basis von Infrarot-Thermographie (IR), die schnell anwendbar ist, zerstörungsfrei arbeitet, und geeignet ist für den Einsatz bei PV-Anlagen jeder Größe und unterschiedlicher Modul-Technologien, stand im Fokus des Projektes. Methodisch wurden die IR-Rohdaten aus dem Anlagenmonitoring bestehender Anlagen durch Postprocessing-Schritte weiterverarbeitet, mit Zusatzinformationen ergänzt, um qualitativ und quantitativ bessere Aussagen zu erzielen. Aus den so aufbereiteten und weiterverarbeiteten Thermographiedaten wurden – zusammen mit den Erkenntnissen aus Laboruntersuchungen – fehlerhafte Zellen, Module und Stränge viel exakter als bisher diagnostizierbar, und die Konsequenzen für die Anlagensicherheit und aktuelle und potentielle Ertragsausfälle abschätzbar. Mittels der im Projekt entwickelten graphischen Fehlererkennung und Korrektur von optischen Fehlern konnte die Fehleranalyse von Modulen/Anlagen vereinfacht und beschleunigt und die Notwendigkeit eines Modulaustausches, abhängig von der Wirtschaftlichkeit, besser ermittelt werden.

Aufbau der Arbeit

Ein interdisziplinäres Konsortium mit exzellenter Expertise in den Bereich Modultechnik, Infrarot-Thermographie, optische und spektroskopische Analytik und PV-Anlagenkenntnis konnte, basierend auf historischen und aktuellen Monitoring-Daten und Felduntersuchungen, eine innovative Methode zur Fehlererkennung an PV-Modulen entwickeln.

3 Inhaltliche Darstellung

AP0: „Projektmanagement und Dissemination“:

Die Projektkoordination und das Projektmanagement wurden von AIT Energy und die Leitung der einzelnen Arbeitspakete von den jeweiligen Projektpartnern durchgeführt.

AP1: „Parameterstudie und Standardisierung“:

Es wurde eine Liste mit durch Thermographie erkennbaren Problemen in PV-Anlagen erarbeitet:

- Einzelne zerstörte Zellen, die sich in starken Hot Spots äußern. Dies ist nur beobachtbar, wenn das Modul sich nicht im Leerlauf befindet.
- Verunreinigungen, die sich als Hot Spots äußern.
- Einstrahlungsabhängiges und Stringstromabhängiges Durchschalten von Bypassdioden.
- Offener oder kurzgeschlossener Substring.
- Degradation von Zell- und Modulverbindern.
- Partiiell abgeschattete Zellen.
- Module im Leerlauf.
- Kurzgeschlossene Zellstränge.
- Modul im Kurzschluss.

- Heiße Anschlussdose (fehlerhafte Verbindungen)
- Offener String (nicht angeschlossener String, alle Module im Leerlauf)
- String mit verpoltem Modul.
- Ausgefallener Wechselrichter.

Im **Workshop** zur Standardisierung wurde festgestellt, dass bei Anlagenaufnahmen zusätzlich zu den aufgenommen Thermographie-Aufnahmen folgende Datenstrukturen mitabgelegt werden sollten: Die Luft-, Boden-, und Himmelstemperatur, die Einstrahlung auf die betrachtete Modulebene, als auch deren konkrete Neigung, die Uhrzeiten jedes verwendeten Gerätes (zur Synchronisierung), Windgeschwindigkeit und Richtung, Bewölkungsgrad, und Position in der Anlage, sowie die Monitoringdaten des entsprechenden Tages, um den Betriebszustand des betrachteten Strings zu kennen. Es wurde festgelegt, diese Daten zum Zwecke der Interoperabilität entweder als PDF oder als Textdatei in dem Verzeichnisbaum der jeweiligen Thermographie-Aufnahme zu hinterlegen. Es stellte sich heraus, dass es technisch nicht lösbar ist, die Thermographiedaten in die normalerweise existierende Monitoring-Datenbank einzuspeisen, da diese normalerweise als Webdienst eines fremden Dienstleistungsunternehmens existieren, und nur von deren Interfaces hochgeladen werden können. Ein weiterer Grund ist die riesige Datenmenge von Thermographie-Aufnahmen von etwa 5Gb pro Megawatt, die binär nur schwer von SQL-Datenbanken bewältigt werden können.

Dreidimensionale Simulation von PV Modulen:

Zur dreidimensionalen **Simulation** von Modulen wurde ein existierender eindimensionaler Code weiterentwickelt. Dadurch ist es möglich, unter Angabe der Geometrie und der Materialien in einem Modul, die Auswirkung der Umgebungsbedingungen auf die Kennlinie und die Thermographie-Aufnahmen zu berechnen (siehe Abb.1-4). Der Code wurde benutzt, um unterschiedliche Fehlermechanismen zu simulieren. Das elektrische Modell der Verschaltung der einzelnen Zellen und der Bypass-Dioden wird temperaturabhängig simuliert. Zeitgleich wird eine dreidimensionale Simulation der Wärmeausbreitung unter den Randbedingungen der Oberflächenkühlung durch natürliche und erzwungene Konvektion, sowie der Strahlungskühlung gegen Himmel und Erde durchgeführt. Die daraus resultierenden Zelltemperaturen beeinflussen den Leistungsoutput des elektrischen Netzwerks. Die Leistungsminderung verändert wiederum die Intensität der Heizquellen (z.B. Zellen) in der 3D Simulation. Das ko-simulierte, elektrische Netzwerkmodell ermöglicht es, Serien- und Parallelschaltungen unterschiedlichster temperaturabhängiger Bauteile zu errechnen, und die Temperatur der Elemente mit der vollständigen dreidimensionalen Simulation zu verkoppeln.

Vergleich der PV Modulsimulationen mit experimentellen Messungen:

Das entwickelte Modell wurde mit experimentellen Messungen validiert, dazu kann ein „Vergleich der PV Modulsimulation mit experimentellen Messungen“ von den Autoren angefordert werden.

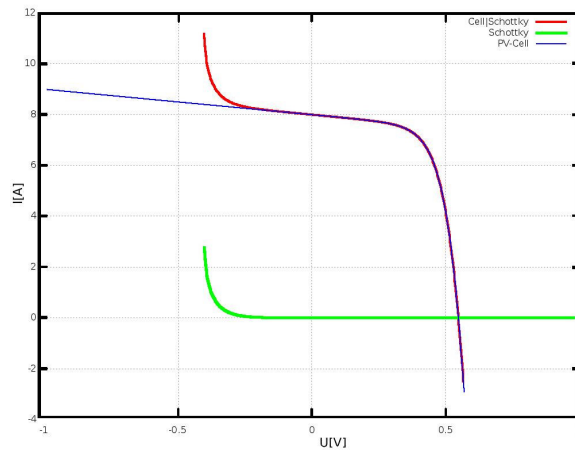


Abb. 1: Beispiel der Parallelschaltung von Bypass-Diode(grün) und Zelle (blau).

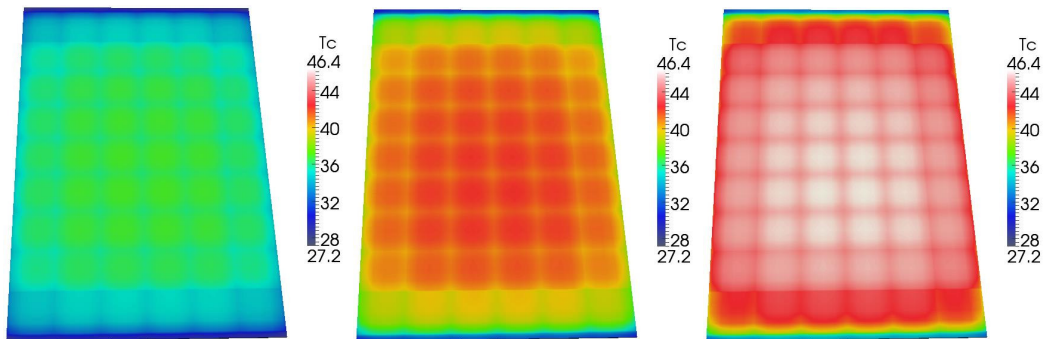


Abb. 2: Simulierte Temperatur an der Modulvorderseite, bei Einstrahlungen von 500, 700, und rechts 1000 W/m².

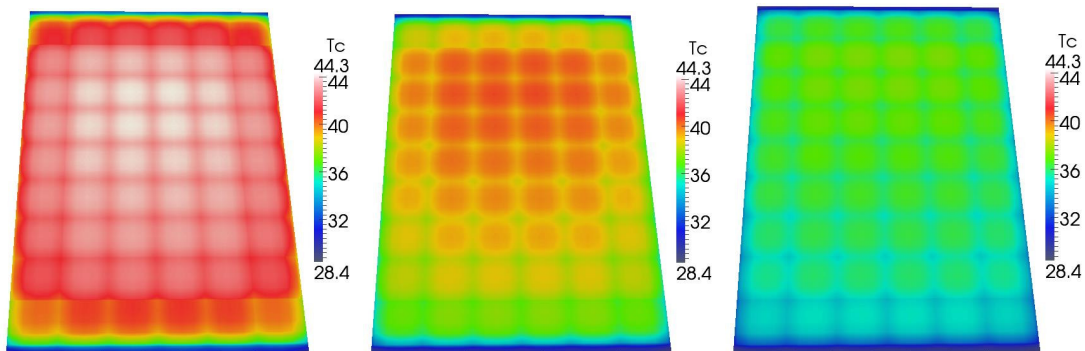


Abb. 3: Simulierte Temperatur-Verteilung an der Modulvorderseite, bei Wind von 2, 5, und 10 m/s.

Literatur:

- [1] M. Wagner, B. Kubicek, 3D thermische Simulation von PV Modulen, 29. Symposium Photovoltaische Solarenergien, 2014.
- [2] B. Kubicek, M. Wagner, M. Rennhofer, G. Wallner, A Simulation Model to estimate the performance influence of PV Modules' front side encapsulants, PVSEC, Paris, 2013.
- [3] B. Kubicek, K.A. Berger, Ab initio simulation of the PV energy production dependence on module materials and layering, PVSEC, Hamburg, 2011.

AP2: „Felduntersuchungen und IR-Aufnahmen“:

Beim abgehaltenen Workshop in Klagenfurt wurde unter anderem die Winkelabhängigkeit der thermographisch gemessenen Temperaturen bestimmt. Der Kehrwert der gefitteten Dämpfungsfunktion ist der Korrekturfaktor für die Sichtwinkelkorrektur, siehe Abb.5.

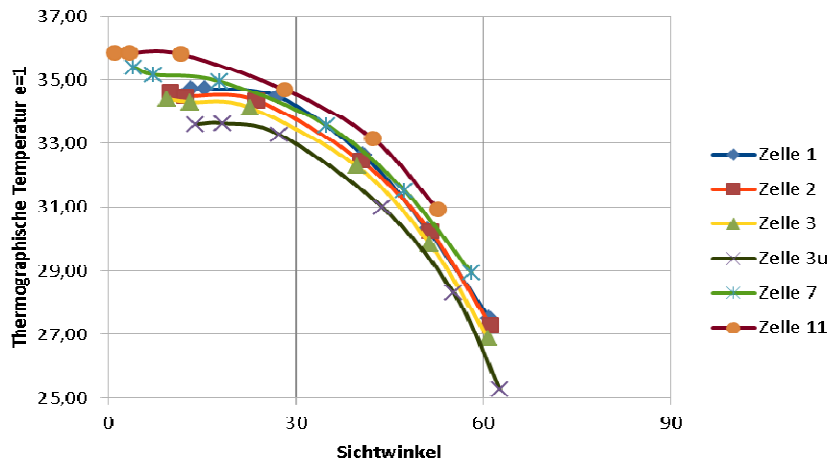


Abb. 4: Abhängigkeit der thermographischen Temperatur vom Sichtwinkel

Es wurden Messungen bei drei österreichischen und einer südeuropäischen Anlage durchgeführt, und dem Datenportfolio zugeführt. Die Anlagengrößen variierten zwischen <10,18, 700 und 2000 kWp.

In der Anlage mit 700kWp wurden 921 Thermographie-Aufnahmen angefertigt. Es wurde ein Workflow gefunden, bei dem es zwei Personen möglich ist, etwa ein Megawatt-Peak pro Tag nachvollziehbar zu untersuchen. Diese Datenbasis wurde in weiterer Folge benutzt, um eine Auswertesoftware zu entwickeln, in die die Korrekturfunktionen eingebaut werden.

Zusätzlich wurden vier Module entnommen und der weiteren Analyse in AP3 und AP4 zugeführt. Alle vier weisen Hotspots auf, wobei diese in zwei Modulen nur thermographisch sichtbar sind (ohne Verfärbung) und bei weiteren zwei Modulen sogar zu optisch sichtbaren Verfärbungen (braun) geführt haben.

Die Charakterisierung der Module erfolgte beim AIT mittels Elektrolumineszenz- (siehe Abb.7), Photolumineszenz-, Dunkelthermographie-, Hellthermographie- (siehe Abb.8) sowie Leistungsmessungen. Weitere Untersuchungen wie hochauflösende Thermographie-Messungen und Materialanalysen (AP4) wurden beim Projektpartner OFI durchgeführt: Mikroskopie, Schwingungs-Spektroskopie: IR und Raman; thermische Analyse, Thermodesorption-GC/MS.

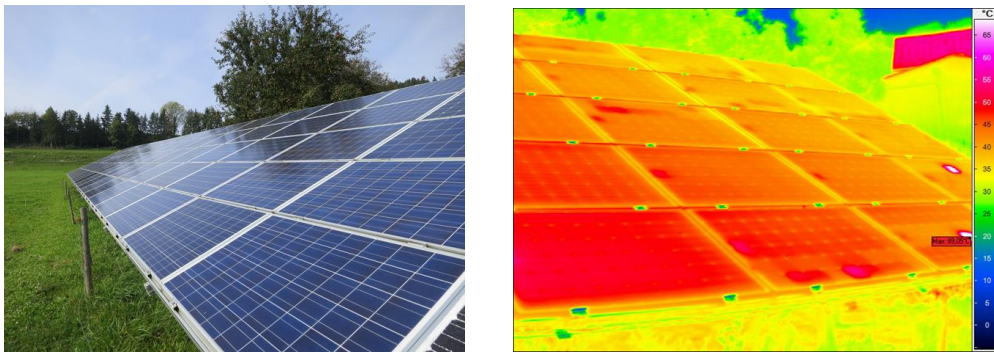


Abb. 5: Foto und Thermographie einer Anlage mit 18kWp

AP3: „Graphische Fehlererkennung, Korrektur von optischen Fehlern“:

Aus Benutzersicht sind Thermographieaufnahmen zweidimensionale Arrays aus Temperaturwerten. In der Realität wird jedoch nicht die Temperatur, sondern die Energieflussdichte zur Kamera gemessen. Wie bei allen optischen Systemen kommt es dabei zu Abbildungsfehlern durch die Linse, die sich dadurch kenntlich machen, dass Linien nicht wie bei perspektivischen Projektionen wieder zu Linien abgebildet werden, sondern verkrümmt erscheinen. Dies zu korrigieren ist der erste Schritt der in C++/QT entwickelten Software zur Korrektur von optischen Fehlern.

Als zweiter Schritt erfolgt eine Linienerkennung durch eine lokale Hough-Transformation. Dadurch erhält der Benutzer die Möglichkeit, halbautomatisch den interessanten Modulflächenbereich im Bild zu setzen (roter Rahmen, siehe Abb.7). Unter Ausnutzung mehrerer Eigenschaften der perspektivischen Projektion ist es dabei möglich, den 3D-Normalvektor der markierten Fläche zu berechnen (Abb.7). Des Weiteren kann das fokusabhängige FOV (Field of View) der Kamera bestimmt werden, und für jeden einzelnen Bildpunkt der Auftreffwinkel der Sehstrahlen auf die Modulfläche bestimmt werden.

Im nächsten Schritt wird die markierte Ebene perspektivisch entzerrt, wobei allfällige Korrekturen für Sichtwinkel, Wind und Umgebungstemperatur eingearbeitet werden können (siehe Abb.7-11).

Im entzerrten Bild ist es nun einfach, eine Tabelle mit den individuellen Zelltemperaturen zu erhalten, einerseits das Shapefitting der Histogramme durchzuführen, und andererseits die nicht elektrisch genutzte Wärmemenge abzuschätzen.

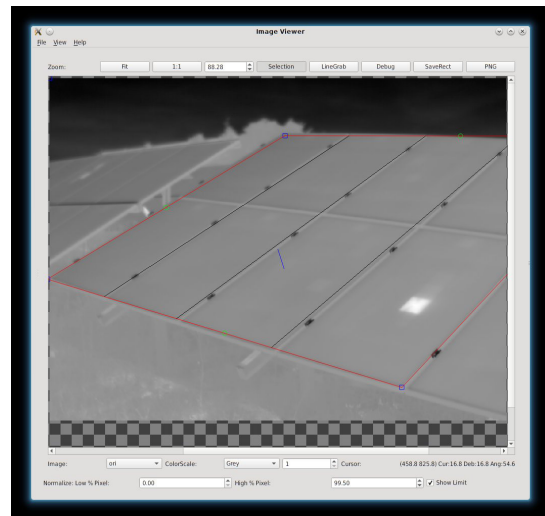
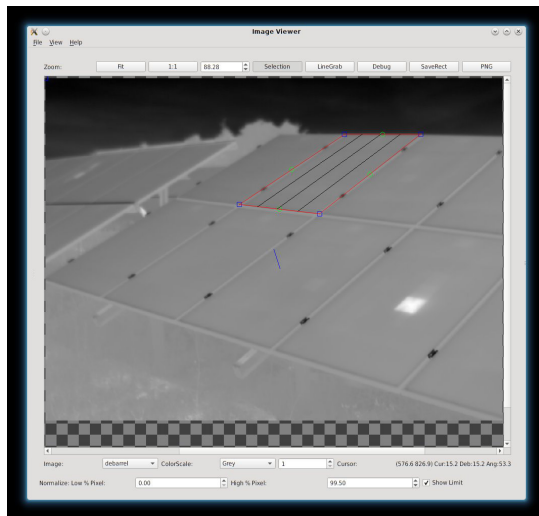


Abb. 6: Software zur Korrektur von Thermographieaufnahmen. Die vier roten Linien sind interaktiv oder automatisch zu setzen, und definieren die Fläche, deren Lage im dreidimensionalen Raum mittels der Fluchtpunkte berechnet wird.

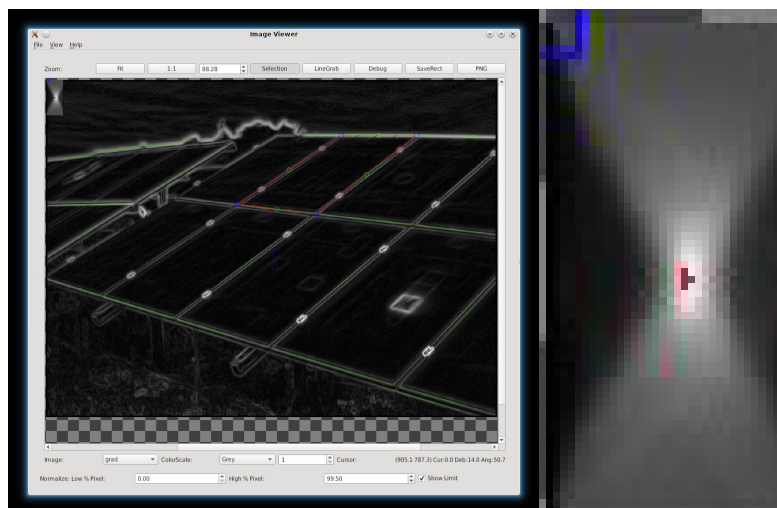


Abb. 7: Im durch eine Sobol-Transformation errechneten Gradientenbild (links) wird die Linienerkennung (grüne Overlays) durch lokale Hough-Transformationen errechnet (rechte Seite).

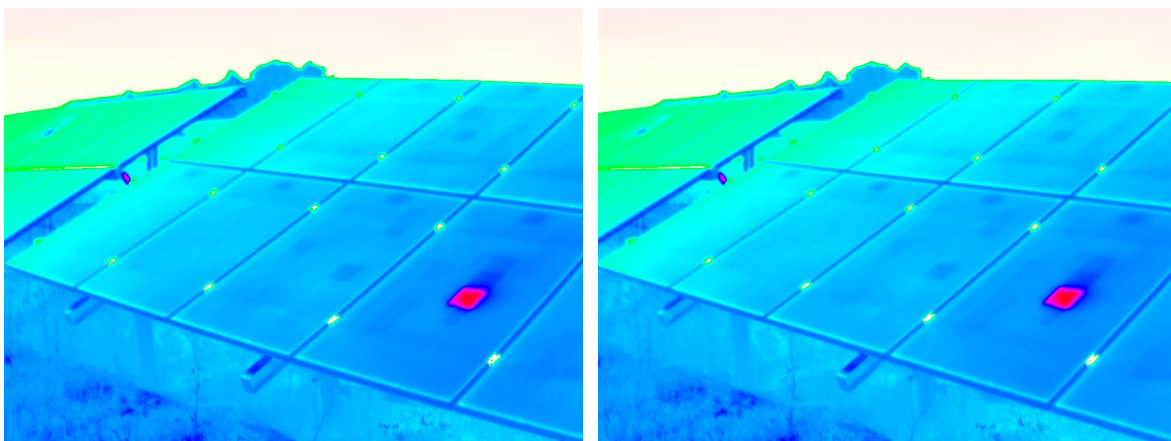


Abb. 8: Links: eine HSV-kolorierte Originalaufnahme, Rechts: dasselbe Bild nach erfolgter automatischer Kissenentzerrung.

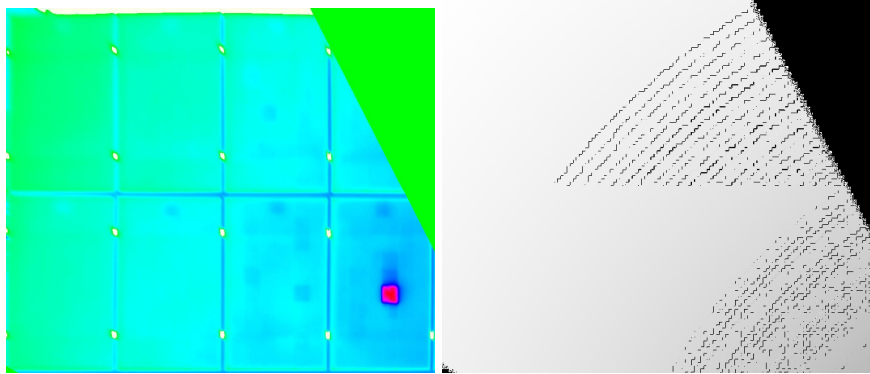


Abb. 9: Links: die resultierende perspektivische Entzerrung,
Rechts: ein Graustufenbild der dazugehörigen Sichtstrahl-Auftreffwinkel.



Abb. 10: Entzerrte Assemblierung von 16 Thermogrammen eines vollständigen Modul-Tisches.

AP4: „Laboruntersuchungen: Puls-Phasen-Thermographie, Schaden- und Materialanalysen“:

Die Laboruntersuchungen wurden an schadhaften Modulen, die bei den Feld-Untersuchungen starke Auffälligkeiten (i) in den aufgenommenen Thermographie-Bildern oder (ii) bei der Sichtprüfung gezeigt haben, durchgeführt. Eine Zusammenstellung der Probenbeschreibungen mit Fotos und den auffälligen Thermographie-Bildern ist in Tabelle 1 wiedergegeben.

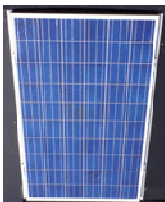
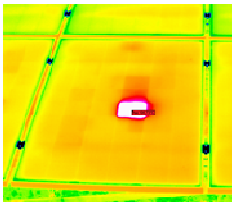
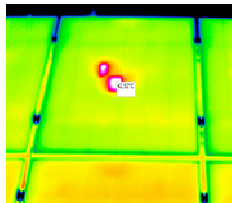
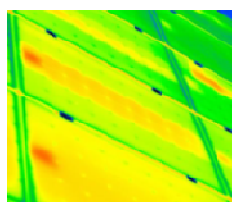
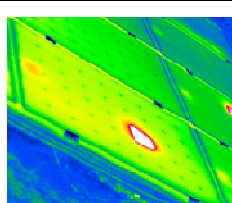
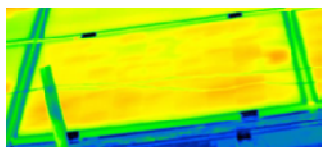
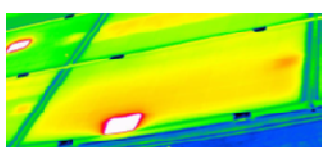
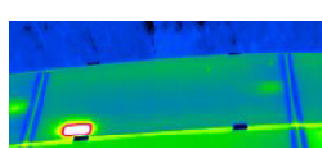
Modul-bezeichnung	Foto	Thermogramm
Treia B1	 Visuell leichte Verfärbung	
Treia O1	 Visuell keine Verfärbung	
Guttaring M014	 Blasen	
Guttaring M026	 verfärbte Zelle	
Guttaring P014	 Schneckenspuren	
Guttaring P046	 braune Zellen	
Guttaring P056	 verfärbtes Backsheet &	

Tabelle 1: Zusammenstellung der Probenbeschreibungen mit Fotos und den auffälligen Hell-Thermographie-Bildern, aufgenommen direkt in der Anlage.

Die Module wurden aus den Anlagen entnommen und im Labor auf Veränderungen der elektrischen, physikalischen und chemischen Charakteristika analysiert. Eine Übersicht der Ergebnisse aus der zerstörungsfreien Modulcharakterisierung ist in Tabelle 2 zusammengefasst.

Treia-Anlage							
# Modul	Outdoor Charakterisierung		Indoor Charakterisierung				
	Visuell	Hell Thermo-graphie	Dunkel Thermo-graphie	Puls-Phasen Thermo-graphie	EL	UMS	Leistung-minderung $\Delta PMPP(\%)$
B 1	leichte Braunfärbung über einer Zelle	heiße Zellen	zahlreiche überhitzte Zellen/ Zellteile	keine Auffälligkeiten	zahlreiche Mikrorisse und Zellbruch	-	1,3
O 1	keine signifikanten Defekte	heiße Zellen	zahlreiche überhitzte Zellen/ Zellteile	keine Auffälligkeiten	zahlreiche Mikrorisse und Zellbruch	-	11
Guttaring Anlage							
M 014	Blasen (Einkapselung, Backsheet)	keine Auffälligkeiten	keine Auffälligkeiten	Blasen an der Rückseite – über Klebebandstreifen	Mikrorisse	Blasen zw. Klebeband und EVA; Blasen im EVA	8
M 026	Braunverfärbung über einer Zelle	verfärbte Zelle ist heiß	heiße Bereiche innerhalb der Zelle	keine Auffälligkeiten	Zellbruch	-	2,3
P 014	Schnecken-spuren	Keine Auffälligkeiten	zahlreiche überhitzte Zellen/ Zellteile	keine Auffälligkeiten	zahlreiche Mikrorisse und Zellbruch	-	24
P 046	Braunverfärbung über einer Zelle	verfärbte Zelle ist heiß	ungleiche Temperaturverteilung im Modul	keine Auffälligkeiten	Zellbruch, Inaktive Bereiche	-	2,2
P 056	Braunverfärbung über einer Zelle & fehlerhafte Backsheet	verfärbte Zelle ist heiß	heiße Bereiche innerhalb der Zelle	keine Auffälligkeiten	Zellbruch	-	1,4

Tabelle 2: Zusammenstellung der Ergebnisse aus der zerstörungsfreien Modulcharakterisierung

Während mittels der Hell-Thermographie (passiv) unter Stromfluss klar der Ausfall einer Zelle im Feld sichtbar gemacht werden kann, ist im Labor mittels Dunkel-Thermographie und Puls-Phasen-Thermographie (PPT, aktiv) die Charakterisierung des Zellmaterials (wie z.B. Zellbruch, schwache Lötstellen, kurzgeschlossene Zellen, Shunts und Risse) sowie des Verbundaufbaus innerhalb des Moduls zerstörungsfrei möglich. Die Modulcharakterisierung erfolgte bei der Dunkel-Thermografie

sowohl von der Vorderseite als auch von der Rückseite. An den im Feld auffälligen Zellen konnte visualisiert werden, welche Zellteile inaktiv sind (dunkle Bereiche) und wie der Riss bzw. Bruch innerhalb der Zelle verläuft. Beim Vergleich mit den Elektrolumineszenz-Aufnahmen konnte gezeigt werden, dass mittels Dunkel-Thermographie Verfahren vergleichbare Information bezüglich Zelldefekte (z.B. Risse und inaktive Bereiche) gewonnen werden können. Im Vergleich zur EL-Methode ist die Dunkel-Thermographie aber bei weitem weniger zeit- und kostenintensiv.

Andererseits macht die aktive PPT Methode eine sehr schnelle Visualisierung und Lokalisierung von Fehlstellen im Inneren des Materialverbundes wie z.B. Delaminationen, Blasen, defekte Lötstellen, usw. möglich. Bei der aktiven Thermografie wird durch die energetische Anregung eines Prüfobjektes ein Wärmestrom induziert und der Temperaturverlauf an der Oberfläche des Prüfkörpers mit einer hochpräzisen Wärmebildkamera erfasst. Zur Analyse der gemessenen Temperaturverläufe wurden in unserem Fall die Phasenbilder herangezogen, wobei die Auswertung bei verschiedenen Frequenzen erfolgte, was eine selektive, tiefenabhängige visuelle Darstellung der inneren Probenstruktur und eine Lokalisierung der Defekte erlaubt.

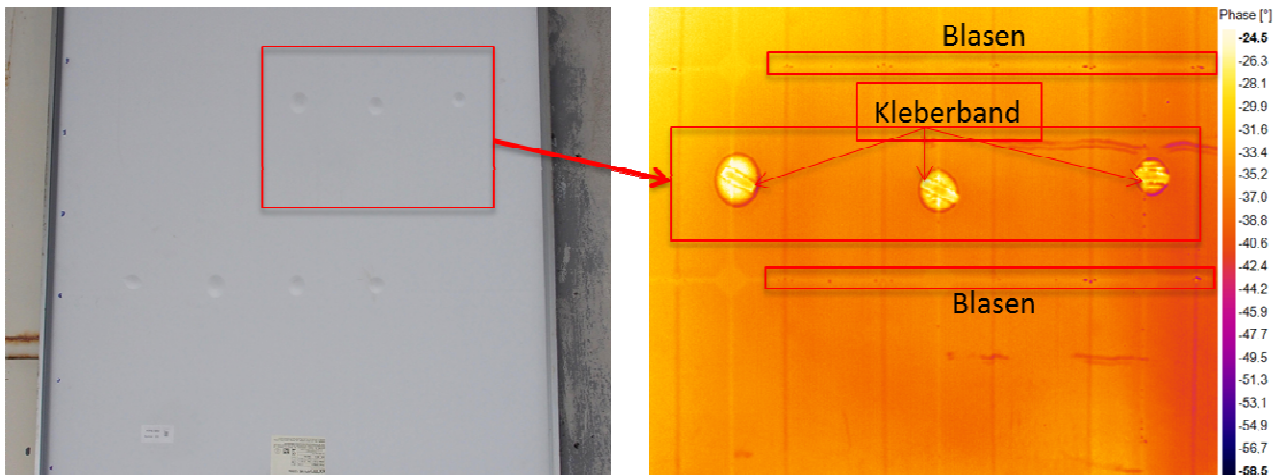


Abb. 11: b: Blasen an der Rückseite und im Einkapselungsbereich zwischen den Si-Zellen, Auswertungsfrequenz liegt bei 0,25 Hz (Modul M014)

Beim Modul M014 (aus der 18kWp Anlage) wurden die Blasen innerhalb des Moduls untersucht: die Blasen befinden sich in der Ebene der Si-Zellen im Einkapselungsmaterial (siehe Abb. 11 b). Die Blasenbildung erfolgte nur an den Stellen, wo die Si-Zellen mittels eines Kleberbandes vor der Lamination fixiert wurden. Zusätzlich wurden bei diesem Modul an mehreren Stellen kleine Blasen im Einkapselungsmaterial zwischen den verbauten Si-Zellen detektiert (Abb. 11).

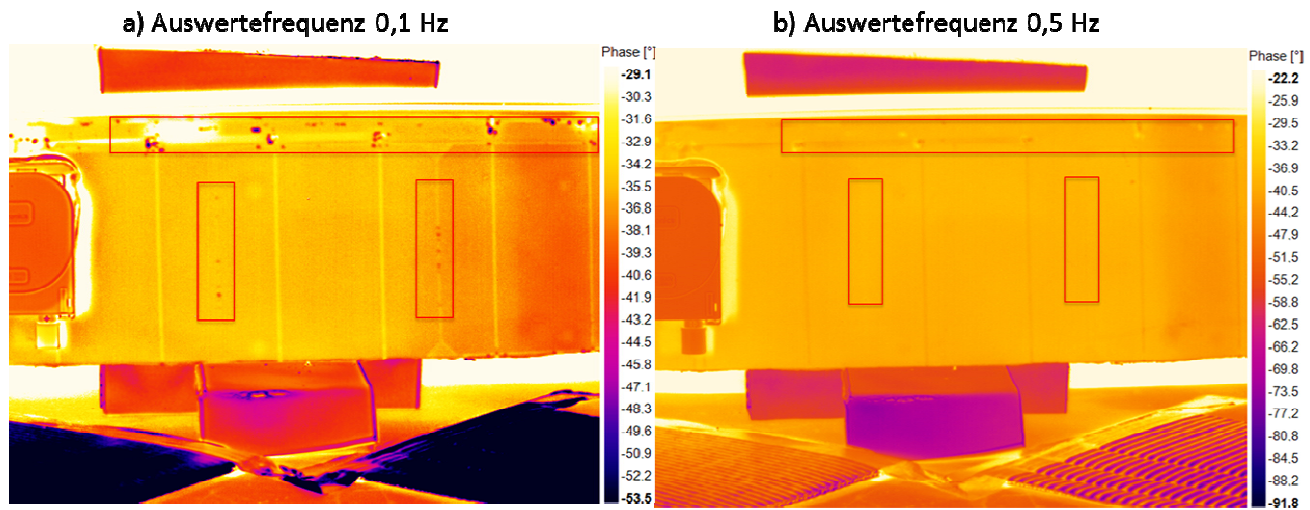


Abb. 12: Blasen im Einkapselungsbereich zwischen den Si-Zellen (Auswertung bei 0,1 und 0,5 Hz); Modul M014

Während das PPT-Verfahren einen guten Überblick über Lage und Größe der auftretenden Fehlstellen innerhalb eines Mehrschichtverbunds gibt, eignet sich Ultraschallmikroskopie ideal zur hochauflösenden Defektanalyse (Delaminationen, Blasen, Fehlstellen bei den Lötbandern, Risse im Wafer usw.) an den Grenzflächen von unterschiedlichen Materialien in Mehrschichtverbunden.

Zwei ausgesuchte Stellen im Modul M014 wurden mittels Ultraschallmikroskopie (USM) detailliert untersucht. Für die Charakterisierung wurden C-Scans (Schnittbilder) und B-Scans (Tiefenprofile) aufgenommen. Eine detaillierte Charakterisierung der Blase der Rückseitenfolie hat ergeben (Abb.13), dass die Haftung zwischen den Einzelschichten in der Mitte der Blase noch vorhanden ist: Vergleich von Stellen a (Tiefenschnitt durch die intakte Stelle) und c (Tiefenschnitt durch Mitte der Blase). Andererseits haben Tiefenschnitt b und d gezeigt, dass das Klebeband sich komplett von der Zelle abgelöst hat. An diesen Stellen bewirkt gebildeter Hohlraum die Dämpfung des Schalls und aus diesem Grund wird die Zellschicht (Hohlräume in der B-Scan bei der Abb. 14 b),c),d)) nicht mehr erfasst.

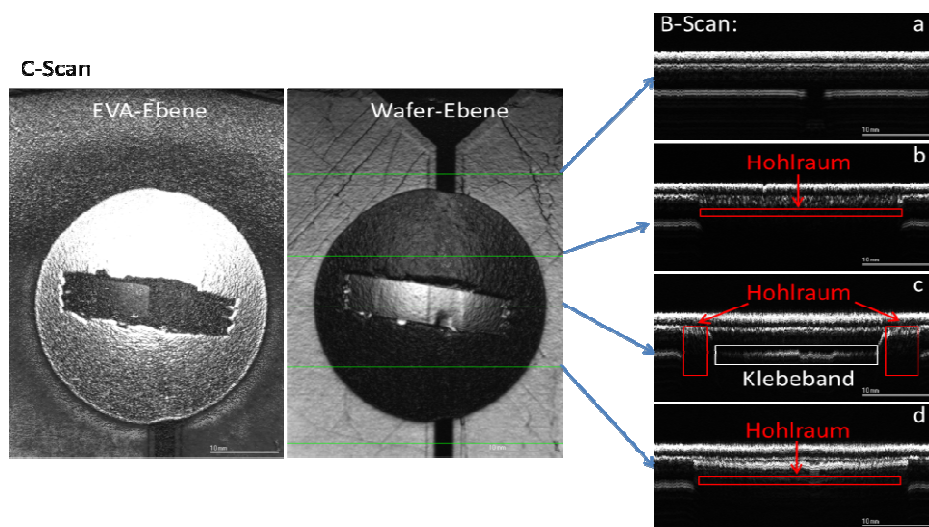


Abb. 13: Blasenanalyse an der Rückseite mittels Ultraschallmikroskopie-Verfahren (Modul M014)

Des Weiteren wurden für die detaillierte Schadensaufklärung zerstörende Prüfmethoden an den in einem Modul verbauten Materialien (Einkapselungsmaterial EVA und Backsheets) durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

Treia Anlage				
	Backsheet	EVA über Zelle		
# Modul	IR-Spektroskopie (aufbau)	Raman-Spektroskopie	DSC	TD
B 1	Schutzschicht/EVA/PET/Klebstoff	Heisse Stelle – extreme Fluoreszenz	Physikalische/chemische Änderung des Polymers	Heiße Stelle - Abbau der Additive
O 1	Beschichtung/PET/Klebstoff/EVA/	Heisse Stelle - extreme Fluoreszenz	Physikalische/chemische Änderung des Polymers	Heiße Stelle - Abbau der Additive
Guttaring Module				
M 014	PVF/Klebstoff/PET/Klebstoff/PVF	Keine Änderung	Keine Änderung	Keine Änderung
M 026	PVF/Klebstoff/PET/Klebstoff/PVF	Braunverfärbte Stelle – starke Fluoreszenz	Physikalische Änderung des Polymers	Braunverfärbte Stelle - Abbau der Additive
P 014	PA/PA/PA	Starke Fluoreszenzunterschiede zw. den Bereichen Intakt/Schnecken-spuren	Keine Änderung	Kohlenwasserstoff Polymerfragmente im Bereich der Schnecken Spuren
P 046	PVF/Klebstoff/PET/Klebstoff/PVF	Braunverfärbte Stelle – starke Fluoreszenz	Physikalische Änderung des Polymers	Braunverfärbte Stelle - Abbau der Additive
P 056	PA/PA/PA	Braunverfärbte Stelle – starke Fluoreszenz	Physikalische Änderung des Polymers	Braunverfärbte Stelle - Abbau der Additive

Tabelle 3: Zusammenstellung der Ergebnisse aus der zerstörenden Materialcharakterisierung

Weitere innovative zerstörungsfreie Messverfahren wurden entwickelt bzw. erweitert:

1. Dark Lock-In Thermographie, sowie
2. UV-Fluoreszenz.

Entsprechende Beschreibungen finden sich im Anhang, Kapitel „Lock-in Thermographie“ sowie dem Kapitel „UV-Fluoreszenz“.

Literatur:

[1] M. Köntges et al, "Review of Failures of Photovoltaic Modules", IEA-PVPS Task 13-01, 2014

[2] R. Ebner, B. Kubicek, G. Újvári, "Zerstörungsfreie Messverfahren zur Untersuchung von Solarzellen und Modulen: Elektrolumineszenz, Photolumineszenz und Infrarotthermografie", PV-Symposium Bad Staffelstein 2014.

AP5: Korrelation zwischen graphischen Fehlern und Degradation/Leistungsminderung:

Im Rahmen dieses Arbeitspaketes wurde von Reinhard Mondl (AIT) eine Masterarbeit durchgeführt. Titel: „**Aufbau einer kennlinienbasierten Echtzeit Photovoltaik Strangsimulation**“ – Betrieb eines (defekten) Photovoltaikmodules in Serie mit einer regelbaren Strangstromquelle durch „Hardware in the Loop“- Simulation mittels Matlab Simulink und RealTime Workshop [1].

Bei Photovoltaikmodulen, die im Betrieb „Auffälligkeiten“ zeigen, ist interessant, inwieweit diese das Betriebsverhalten ungünstig beeinflussen, und/oder für den weiteren Betrieb Ertragsausfälle oder Sicherheitsprobleme verursachen können. Problematisch bei Felduntersuchungen, etwa durch kennlinienbasierte Methoden oder Infrarot-Thermografie sind die wechselnden Umgebungsbedingungen, die es erschweren (i) direkte Vergleiche zwischen Messungen von verschiedenen Zeiten zu ziehen, (ii) Jahresertragsverluste zu berechnen und (iii) den weiteren Verlauf eventueller Moduldegradation zu prognostizieren. Es wurde ein Versuchsaufbau realisiert, der den möglichst realitätsnahen Betrieb von einzelnen Photovoltaikmodulen in Kombination mit einer Strangstromquelle (PVAS, Photovoltaic Array Simulator, max. 800 V, 2×16 A) und einer Last (variable Last oder Wechselrichter) ermöglicht (Abb.4815). Der Betrieb des Moduls kann dabei im stationären Sonnensimulator oder im Freien erfolgen.

Leistungs-Hardware-in-the Loop (P-HIL) Versuchsaufbau

Zum gemessenen Spannungsabfall am PVAS wird in Echtzeit (100 µs Schrittweite) am Real-Time Target-PC der Stromwert berechnet und eingestellt, der der Modul-Strangkennlinie für eine gewählte Anzahl von Modulen bei der gemessenen Einstrahlung und Temperatur entspricht. Der Target-PC dient auch zur Anzeige der aktuellen Mess- und Simulationswerte. Auf einem Host-PC, der via Netzwerk mit dem Target-PC verbunden ist, wurde eine grafische Bedienoberfläche realisiert, die die Echtzeitsimulation startet und stoppt, die Auswahl der zu simulierenden Parameter und die Anzeige der aktuellen Strangkennlinie ermöglicht. Die Kennlinie kann dabei entweder aus Mess- oder Datenblattwerten mit den aktuell gemessenen Umgebungsparametern nach IEC 60891, oder mit den Parametern des in der PVPVC implementierten Matlab Simulink Modells und dessen Modul-Parameterbibliothek berechnet werden [2,3], siehe Abb. 15.

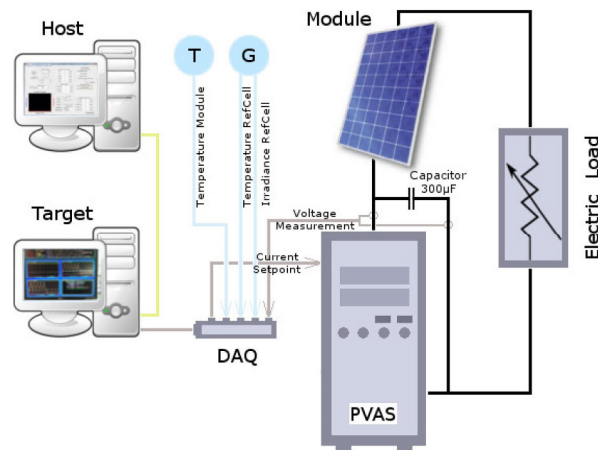


Abb. 14: Versuchsaufbau: Target-PC, Datenschnittstelle (DAQ), u. PV Array Simulator (PVAS) bilden einen simulierten Strang, der in Serie zu einem realen Modul und Verbraucher (hier: variable Last) geschaltet ist. Kennlinien- und Messdatenbasierte Regelung durch Einstrahlungs-, Temperatur- u. Spannungsmessung

AP6: Risikoanalyse und Abschätzung der Kritikalität:

Ziel dieses Arbeitspaketes war es, Algorithmen zu entwickeln, die aus gemessenen und analysierten Modul- und Stringdaten Empfehlungen treffen können, welche Module zu welchem Zeitpunkt ausgetauscht werden sollen.

Dazu werden die perspektivische Entzerrung sowie die Winkelkorrektur der Thermographieaufnahme des schadhaften Moduls eingesetzt, sodass die wahren Temperaturen der Modulvorderseite plan dargestellt werden, siehe Abb. 16.

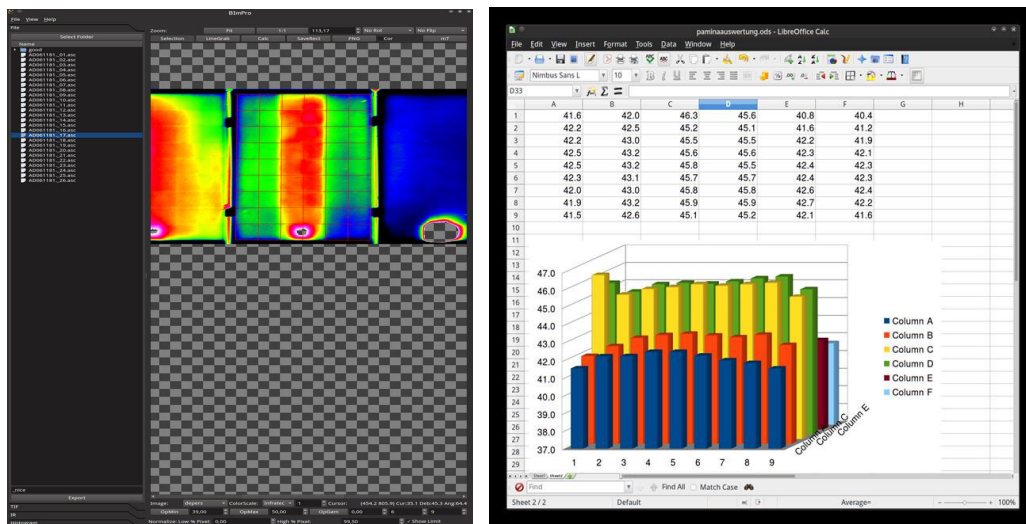


Abb. 15: Durch die Entzerrung wird es möglich, automatisiert die mittleren Zelltemperaturen in tabellarischer Form zu extrahieren.

Unter Zuhilfenahme einer implementierten Projektion eines regelmäßigen Gitters ist es nun möglich, die Durchschnittstemperaturen der einzelnen Zellen zu extrahieren (Abb.16), z.B. in eine zweidimensionale Textdatei. Es konnte in mehreren Publikationen gezeigt werden, dass es mit guter Präzision möglich ist, die Temperaturverteilung in den laminierten Schichten eines Moduls zu prognostizieren, wenn Montage, Modulaufbau, Materialien, als auch Lastzustand des Moduls bekannt sind. AIT hat ein derartiges Modell entwickelt und erfolgreich validiert.

Zur Lösung des nicht-linearen Problems (Wärmestrahlung, Temperatur-abhängige Wärmequellen) wird ein iteratives Näherungsverfahren genutzt. Es ist nun möglich, für die speziellen Bedingungen zum Zeitpunkt einer Thermographieaufnahme zu simulieren, welche Heizleistung in der Zellebene welche Fronttemperatur auslöst (Abb.17).

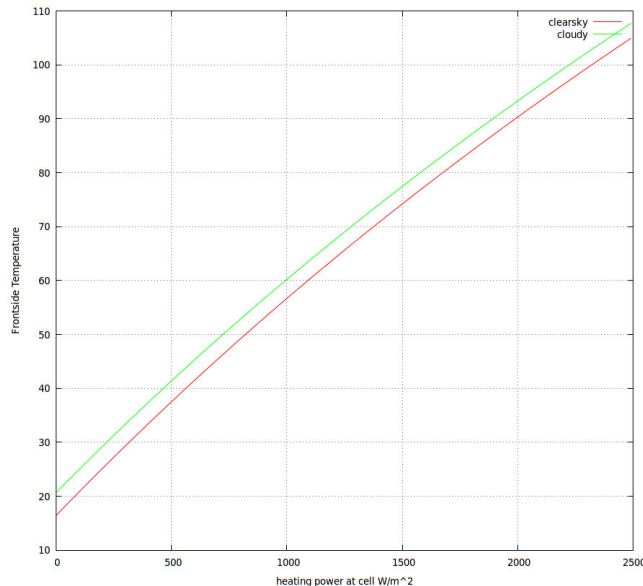


Abb. 16: Berechnung der Frontseitentemperatur aufgrund einer Heizleistung in der Zellschicht. Der Unterschied zwischen klarem und bedecktem Himmel zeigt den Einfluss der Wärmestrahlung.

Unter Benutzung inverser Benutzung dieses Graphen ist es nun möglich, die auslösenden Heizleistungen bei einer bestimmten gemessenen Zelltemperatur zu bestimmen.

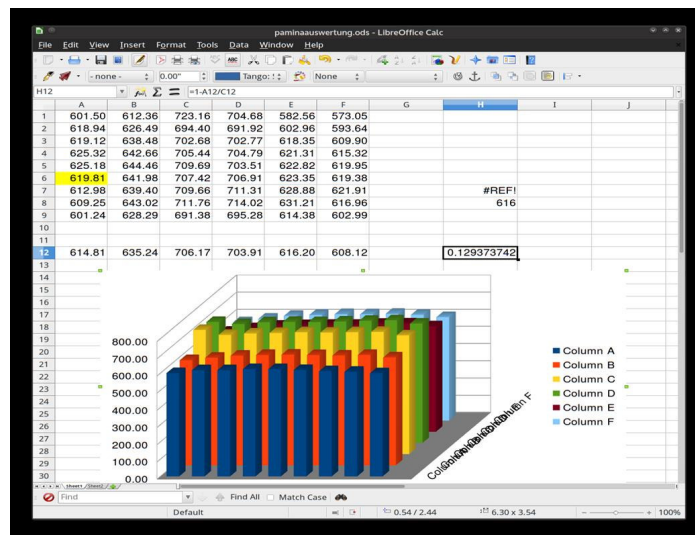


Abb. 17: Unter Kenntnis der Umgebungsbedingungen kann mittels des in AP2 verwendeten Kühlmodells bestimmt werden, welche Heizleistung benötigt wird, um eine gemessene Temperaturverteilung zu erhalten.

Im Idealzustand ist die Heizleistung in der Zellebene die Einstrahlung subtrahiert mit der MPP Leistung der Zelle. Jedes Abweichen davon kann die Temperatur der Zellen nur erhöhen.

Es erscheint nun plausibel, die kühlsste Zelle im Modul als im MPP getrieben zu betrachten. Überschüssige Wärmeentwicklung, welche nun ablesbar ist, ist gleichzeitig der elektrische Minderertrag durch das betrachtete Modul.

Dadurch ist es nun möglich, die Konsequenzen eines Modulfehlers monetär abzuschätzen. Ein Beispielmódul aus Abb. 18 zeigt einen Hotspot von 85°C, was einer Heizleistung von 1800W/m² entspricht. Die Einstrahlung belief sich auf 700 W/m², also vernichtet dieses die Effektivleistung von 10.5 Zellen, also etwa ein Sechstel der Modulproduktion. Netto produziert das Modul jedoch weiterhin Energie.

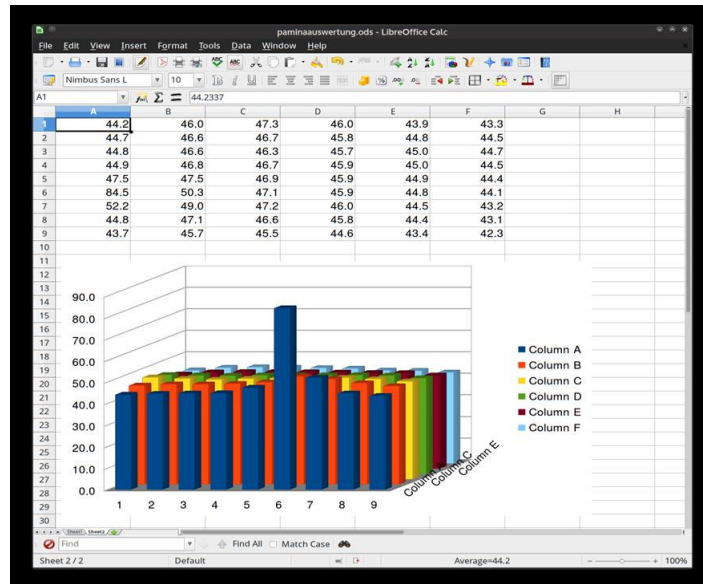


Abb. 18: Zell-Temperatur eines Moduls mit einem singulären Hotspot.

Szenario 1: Beschädigtes Modul im Einzelstring

Ein Modultauch kann zwischen 200 Euro und 1500 Euro kosten, wenn die Arbeitszeiten, sowie Reise-, Material- und Transportkosten betrachtet werden.

In Österreich ist typischerweise mit 1000 kWh/kWp Ertrag zu rechnen, das besagte Modul hat daher eine geschätzte Ertragseinbuße von 33kWh/Jahr, also pessimistisch geschätzt von 6.7€ pro Jahr (0.2 €/kWh). Ein Modultauch um 200€ amortisiert sich daher erst nach 30 Jahren, also der Lebensdauer des Moduls. Es ist erscheint daher aus ökonomischer Sicht zunächst nur sinnvoll, ein derartiges Modul zu tauschen, wenn sowohl Arbeitszeit als auch das Ersatzmodul durch Gewährleistung getragen werden, oder eine ausreichend hohe Synergie der Arbeitsabläufe bei Tausch mehrerer Module gegeben ist.

Es gibt jedoch noch einen weiteren schwer abschätzbaren Faktor: Bypassdioden können beim schnellen Spannungswechsel von hohem Strom in Sperrrichtung (also überbrücktem Substring) zu einem Punkt im gegenüberliegenden Quadranten zerstört werden. Eine zerstörte Bypassdiode kann im einen Fall zu einem Kurzschluss eines Drittels der Modulleistung führen, allerdings bei einer potentiellen Brandgefahr aufgrund des schwach definierten Innenwiderstands der Diode. Im anderen Ausfallszenario ist die Diode nichtleitend, dann besteht kein Schutz mehr gegen Ausfälle im Substring, und ein Zellschaden könnte einen Verlust der vollständigen Stringleistung herbeiführen.

Es sollten daher weiterführende Untersuchungen zwischen den potentiellen Ausfallrisiken der Bypassdioden und Hotspots durchgeführt werden.

Szenario 2: Defektes Modul im parallelen Verbund mehrerer Strings

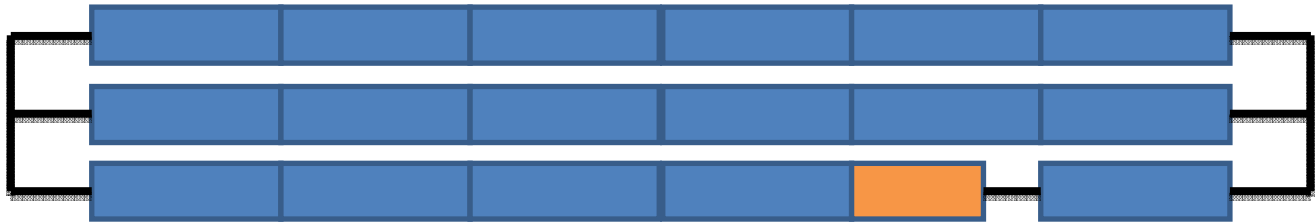


Abb. 19: Parallelschaltung von mehreren Strings, wobei ein Modul von Hotspots betroffen ist

Im Falle von Großanlagen ist es häufig der Fall, dass mehrere Strings aus bis zu 30 Modulen parallel verschaltet werden (Abb. 20), und gemeinsam vom Wechselrichter im Maximum Power Point gehalten werden. Es wird nun vereinfachend angenommen, dass es ein einzelnes beschädigtes Modul mit einem Hotspot gibt. Dieser Hotspot kann prinzipiell nicht mehr Leistung in Wärme umwandeln, als im Substring unter der Modulbypassdiode produziert wird. Ansonsten würde die Letztere leitend werden, und eine zusätzliche Erwärmung verhindern. Der größtmögliche Hotspot entspricht also einem Modul, in dem ein Drittel der Modulspannung fehlt, aufgrund der aktiven Bypassdiode. Dies führt zu einer etwas verringerten Spannung des beschädigten Strings. In weiterer Folge verringert sich dadurch die MPP Spannung des Gesamtsystems, und führt zu Leistungseinbußen, siehe Abb.21.

Unter dieser Annahme kann nun berechnet werden, wie hoch die Leistungsreduktion des teildefekten Systems ist, verglichen mit einem System aus ideal funktionierenden Modulen. Dies ist auch in einer scheinbar nicht produzierenden Anzahl von Modulen des Gesamtsystems ausdrückbar, siehe Abb.22.

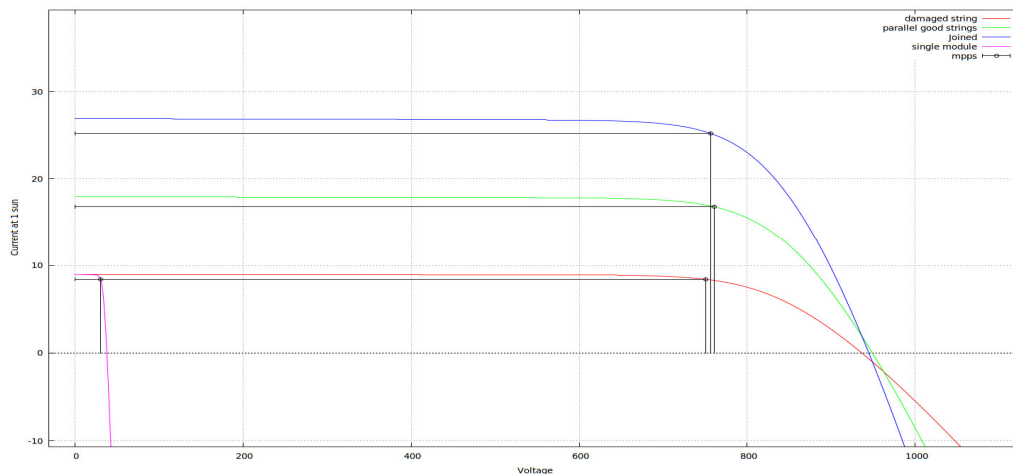
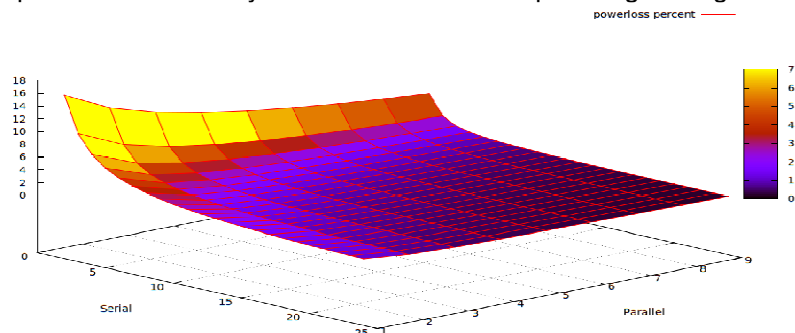


Abb. 20: Parallelschaltung aus zwei vollständigen Strings und einem String mit einem Ausfall eines Modul-Substrings. Die im parallelen Gesamtsystem reduzierte MPP-Spannung verringert die Gesamtleistung.



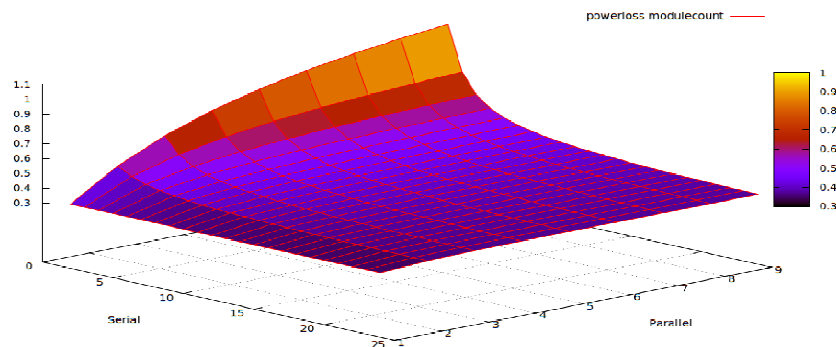


Abb. 21: Parallelschaltung aus mehreren Strings und einem String mit einem Ausfall eines Modul-Substrings (1/3). Oben der prozentuelle Leistungsverlust des Gesamtsystems, darunter der Leistungsverlust gemessen in verlorenen Modul-Anzahlen.

Unter Annahme, dass ein typisches Modul etwa Energie im Wert von 40€/Jahr produziert, kann nun der pro Jahr verlorene Ertrag abgeschätzt werden. Dieser Betrag kann nun z.B. auf fünf oder fünfzehn Jahre hochgerechnet werden, um ein Budget zu erhalten, mit dem sich ein Modultauch unter diesen Bedingungen rechnet, siehe Abb. 23-24.

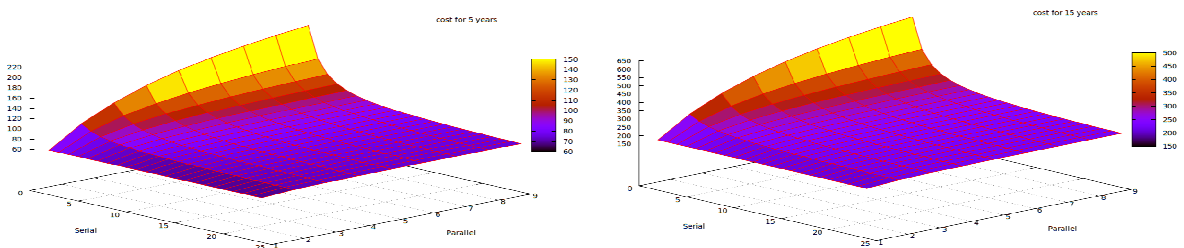


Abb. 22: Budget zum Modultauch bei Amortisation innerhalb von fünf bzw. fünfzehn Jahren bei einem einzelnen Hotspot mit Verlust eines Modul-Substrings.

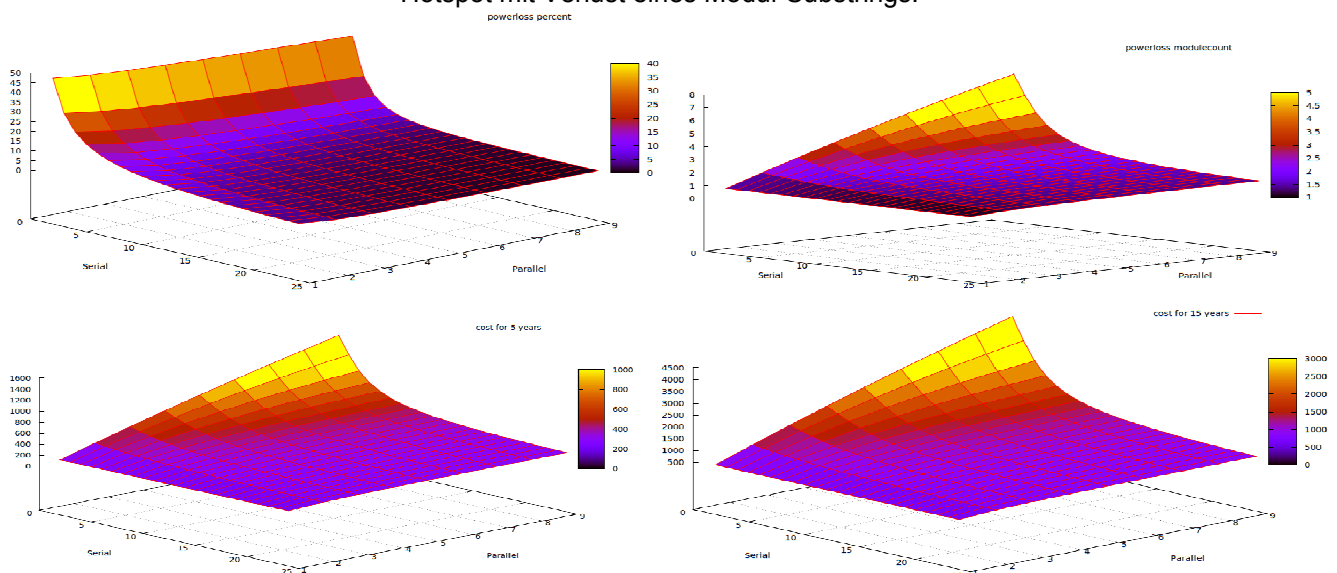


Abb. 23: Budget zum Modultauch bei Amortisation innerhalb von fünf bzw. fünfzehn Jahren bei einem einzelnen Hotspot mit Verlust eines ganzen Moduls, bzw. von drei Hotspots auf verschiedenen Modulen.

Auch diese Betrachtungen berücksichtigen nicht das zusätzliche Ausfallrisiko von Bypassdioden, und den dabei folgenden Stillstandskosten.

Es kann daher zusammenfassend gesagt werden:

- Ein Modultauch bei einem einzelnen Hotspot ist bei einem einzelnen MPP-getracktem String bestenfalls nach 15 Jahren kostendeckend.
- Bei parallelen Strings an einem MPP Tracker beruht der Ertragsausfall in der reduzierten MPP Spannung. Ein Austausch des eines einzelnen Hotspot Moduls ist typischerweise nach 15 Jahren kostendeckend. Wenn ein Modul mehrere Hotspots in verschiedenen Substrings aufweist, ist ein Austausch schon nach fünf bis zehn Jahren kostendeckend.
- Wenn parallele Strings in jedem String einer ähnliche Anzahl von defekten Modulen existiert, ist ein Austausch vermutlich nicht kostendeckend, da die MPP-Spannung der einzelnen Strings vergleichbar reduziert ist.

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Im Projekt PAMINA wurde die Entwicklung von Methoden zur systematischen Photovoltaik-Anlagenanalyse auf der Basis von Infrarot-Thermographie (IR) durchgeführt. Rückschlüsse auf Ertragseinbußen und das Langzeitverhalten sind nun möglich.

Thermographen kämpfen speziell bei Photovoltaikanlagen damit, dass die typische Betrachtungsart qualitativ ist: es kann zwar aufgrund einer ungleichmäßigen Temperaturverteilung erkannt werden, ob ein Modul beschädigte Zellen besitzt oder nicht. Die absolute Höhe der Temperaturen hängt jedoch von derart vielen Umgebungsbedingungen ab, dass bisher einfache Regeln (erst ab 600W/m^2 Einstrahlung messen, keine Wolken, nicht unter 30° Abweichung zur Modulebene aufnehmen, 6° Übertemperatur ist kritisch) genügen mussten.

Diese technisch und wissenschaftlich unbefriedigende Ausgangssituation in der Thermographie von PV-Anlagen konnte durch das Projekt PAMINA maßgeblich verbessert werden. Durch die Entwicklung einer **Bildentzerrung** und der entsprechenden Temperaturkorrektur kann nun auch aus schrägen Aufnahmewinkeln abgebildet werden. Dies ist technisch dahingehend wertvoll, da es nun bei typischen Großanlagen ohne Leiter oder Plattform möglich ist, quantitative Aussagen über die Zelltemperaturen zu treffen.

Es wurde durch die entwickelten **Simulationsmethoden** (elektrisches Netzwerk, 3D-Modulsimulation, HIL) die Möglichkeit geschaffen, die Auswirkung von angenommenen Defekten zu untersuchen. Dadurch konnte gezeigt werden, dass es eine maximale Leistung gibt, die in einer problematischen Zelle umgesetzt werden kann, nämlich die Leistung, welche im entsprechenden Modul-Substring produziert wird. Dadurch entstand die Idee, die Kritikalität eines Hotspots mit einer Zahl zwischen 1-20 zu messen, welche die Anzahl der Zellen beschreibt, deren Produktion durch diesen Hotspot im Mittel zerstört wird. Es sollte somit in Zukunft möglich sein, einfach benutzbare Tabellen zu entwickeln, die für gewisse Umgebungsbedingungen eine konkrete Zuordnung zwischen den Zelltemperaturen und den Kritikalitätswerten erlauben.

Es konnte im Projekt gezeigt werden, dass es abseits von Gewährleistungsansprüchen kaum ökonomische Anreize gibt, bei typischen Hausdachkonfigurationen (ohne parallelgeschaltete Strings am selben MPP) Module mit entdeckten Hotspots auszutauschen. Sobald jedoch mehrere Strings am

selben MPP parallelgeschaltet sind, wie dies typisch der Fall ist bei Großanlagen, dann führt der Mismatch der MPP-Spannungen zu einer Leistungsverminderung, die aufgrund der **nun feststellbaren Hotspot-Kritikalität** beziffert werden kann. Dies führt in weiterer Folge auch zur Bezifferung des Budgets, welches eine Sanierung erlauben würde. Damit entsteht Planungssicherheit für Anlagenbetreiber.

Es wurden des Weiteren spektroskopische Analysen durchgeführt, die zeigten, was sich bei einem Hotspot im Modul verändert. Primär verändert sich das Einkapselungsmaterial durch die erhöhte Temperatur. In weiterer Folge wurden auch Schädigungen des Backsheets gefunden. Eine echte chemische Veränderung der Zelle konnte in den untersuchten Anlagen nicht nachgewiesen werden. Es ist jedoch bekannt, dass ins Einkapselungsmaterial eindiffundierte Feuchtigkeit galvanische Diffusionsprozesse begünstigen kann (z.B. „PID-Effekte“). Dies ist jedoch in der nahen Umgebung eines Hotspots von geringerer Wichtigkeit, da hier die Zelle ohnehin schon geschädigt ist. Als Resultat der Untersuchungen scheint es lohnenswert, in Hinblick auf die Hotspots besonders die Polymermaterialien zu optimieren.

Die entwickelten Methoden sind für die Indoor-Anwendung erprobt worden. Um sie im Feld zur Anwendung zu bringen, sind noch viele Schritte nötig. Dafür könnte eine Möglichkeit etwa die Entwicklung einer Tablet-Applikation sein, welche während einer Anlagenmessung benutzt wird, um Protokoll zu führen, bzw. bei schneller Durchsicht der Anlage (ohne Aufzeichnung von Bildern) zu berechnen, welche Übertemperaturen gerade welcher Kritikalität entsprechen. Auch hier können rasch Aussagen bezüglich der verfügbaren Austauschbudgets getroffen werden.

Bei den Untersuchungen der Kritikalität von Hotspots geht man davon aus, dass die Modul-integrierten Bypass Dioden durchwegs funktionieren. Gerade in den letzten Jahren konnte jedoch beobachtet werden, dass Bypass-Dioden öfter als bisher angenommen ausfallen. Es wäre daher sinnvoll, zu untersuchen, ob und wie Hotspots die Lebensdauer von Bypassdioden verändern. Eine der möglichen Tools dazu ist die Messung von Dunkelkennlinien.

5 Ausblick und Empfehlungen

Die Entwicklung von neuen Messverfahren kann die Fehleranalytik weiter verbessern und vereinfachen und damit auch langfristig der Ertrag und die Zuverlässigkeit von PV-Anlagen erhöhen. Im Projekt PAMINA wurden erfolgreich neue Analysetools, für die Indoor-Anwendung entwickelt und getestet. Die Weiterentwicklung dieser Analysetools zu Outdoor-Analyseverfahren, die zum großen Teil noch nicht im Einsatz sind, würde eine direkte vor Ort Analyse der Module ermöglichen, Transportkosten und -schäden vermeiden und eine raschere Diagnostik erlauben. Zusätzlich der Zeiteinsparung sind die vor-Ort Analysenmethoden voraussichtlich kostengünstiger als existierende Verfahren. Diese Methoden sollen im bereits bewilligten Folgeprojekt AMSEL entwickelt werden.

Die Nützlichkeit von Dark Lock-In Thermographie DLIT konnte demonstriert werden. Natürliche Limits sind unter anderem durch die thermische Trägheit von Modulen gegeben, dual 6mm Glas-Glas Module

besitzen eine verhältnismäßig schlechte Auflösung in der DLIT. Dieses Messverfahren sollte auch Outdoor nutzbar gemacht werden.

Es konnte gezeigt werden, dass Photolumineszenz-Aufnahmen von Zellen im Modul Überlagerungen durch Fluoreszenz-Effekte des Einkapselungsmaterials aufweisen können. Dies scheint meistens dann zu geschehen, wenn es eine nennenswerte rote Fluoreszenz-Emission gibt, die dann auch in den beobachteten Fällen mit der IR-Emission formgleich scheint. In allen Fällen war ein „Browning“ der Zellen auch mit freiem Auge erkennbar.

Nach aktuellem Stand ist es nicht möglich, durch variable spektrale Einstrahlung diese Überlagerung bei betroffenen Zellen zu unterbinden, um reine PL-Aufnahmen anzufertigen. Versuche, den UV-Fluoreszenz-Rot Anteil vom PL zu subtrahieren, bringen nur eingeschränkte Resultate. Das Wissen um diese Effekte ist jedoch für die Interpretation von PL-Aufnahmen nützlich, speziell um Falschaussagen auszuschließen.

Es wurde die Tauglichkeit des Ansatzes demonstriert, ein reales Modul unter Hellbedingungen in Serie mit einer Strangstromquelle so zu betreiben, als ob es mit anderen Modulen im Strang bei gleichen Umgebungsbedingungen unter Leistung betrieben werden würde. Diese Methode kann dazu dienen

- Modelle zur Temperaturverteilung und zum Wärmefluss in PV-Modulen zu validieren,
- Infrarot-Thermografie von Modulen unter Leistung unter besser kontrollierten Bedingungen zu erzielen, als das im Feld möglich ist,
- Kennlinien der Serienschaltung von intakten und schadhaften Modulen unter verschiedenen Betriebsbedingungen zu messen, und in Folge zu berechnen, womit
- das Verhalten von Strangwechselrichtern am PVAS dann mit der resultierenden Summenkennlinie untersuchen zu können und
- Jahresertragseinbußen durch ein bestimmtes Modul-Fehlerbild, Strangschaltung und Wechselrichter abschätzen zu können.

Ein lohnenswertes Feld könnte die Untersuchung sein, in wieweit Hotspots zu Ausfällen von Bypassdioden führen. Derartige Untersuchungen wären nötig, um noch detaillierter die monetären Auswirkungen von Schadmodulen abschätzen zu können.

6 Literaturverzeichnis

Im Zuge des Projektes wurden folgende Arbeiten veröffentlicht:

- DIPLOMARBEIT: Martin Wagner: „3-Dimensional Simulated Infrared Thermography of PV Modules“, TU-Wien, unter Anleitung von Prof. Dr. Johann Summhammer (TU-Wien, ATI) und DI Bernhard Kubicek (AIT).
- DIPLOMARBEIT: Reinhard Mondl: „Aufbau einer kennlinienbasierten Echtzeit-Photovoltaik Strangsimulation“, unter Anleitung von Prof. Dr. Viktor Schlosser (Uni-Wien) und DI Karl Berger (AIT). AIT (WP5)

- PAMINA-Poster: „Photovoltaic Performance Analysis Method based on INfrAred Technology“, Österreichische PV-Tagung, 19.-20.11.2013, St. Pölten, NÖ, AIT → Gewinn des Best Poster Awards.
- BILD-KORREKTURVERFAHREN IN DER THERMOGRAPHIE VON PV ANLAGEN, B. Kubicek, K. Berger, Photovoltaische Solarenergie, 12. bis 14. März 2014, Kloster Banz, Bad Staffelstein, Deutschland
- 3D thermische Simulation von PV Modulen, B. Kubicek, M. Wagner, Photovoltaische Solarenergie, 12. bis 14. März 2014, Kloster Banz, Bad Staffelstein, Deutschland
- OPTICAL CHARACTERIZATION OF DIFFERENT THIN FILM MODULE TECHNOLOGIES, R. Ebner, G. Ujvari, S. Novalin, B. Kubicek, Photovoltaic Technical Conference – Thin Film & Advanced Silicon Solutions 2014, 21. - 23.05.2014, Aix-en-Provence, France
- PAMINA: Leistungsanalyse von Photovoltaikanlagen mittels Thermographie, A. Angerer, B. Kubicek Thermographie Forum Eugendorf, September 2014
- Optical characterization of different module technologies, WCPEC-6, R. Ebner, B. Kubicek, G. Ujvari, K. Berger, The 6th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 23th – 27th Nov. 2014, Tokyo
- Optical characterization of different thin film module technologies, R. Ebner, G. Újvári, S. Novalin, B. Kubicek, 12. Österreichische PV-Tagung, 3. – 5. 11. 2014, Linz
- COMPARISON OF A COUPLED PV MODULE SIMULATION WITH EXPERIMENTAL MEASUREMENTS, Bernhard Kubicek, Martin Wagner, 29th EU PVSEC and Exhibition, Amsterdam, Netherlands, 2015
- Fluoreszenz-Effekte in der Photolumineszenz, B. Kubicek, R. Ebner, G. Újvári, H. Sonnleitner, G. Eder, 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 4. – 6. März 2015, Bad Staffelstein
- Synergien von Dark Lock-in Thermographie und Elektrolumineszenz für unterschiedliche Modultechnologien, M. Halwachs, B. Kubicek, G. Ujvari, R. Ebner, M. Rennhofer, 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 4. – 6. März 2015, Bad Staffelstein
- Kennlinienbasierter Betrieb eines (defekten) Photovoltaik-Moduls mittels Echtzeit-Strangsimulation, K. Berger, R. Mondl, P. Svec, V. Schlo sser, 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 4. – 6. März 2015, Bad Staffelstein
- Innovative approach for the failure analysis of damaged PV-modules: non-destructive module characterisation combined with in depth material analysis, G. C. Eder, R. Vizcaya, R. Ebner, B. Kubicek, K. A. Berger, H. Sonnleitner, A. Angerer, 30th EU PVSEC and Exhibition, Hamburg, Germany, 2015

Weitere Einreichungen (peer reviewed):

- **International Journal of Photoenergy** : “Optical characterization of different thin film module technologies“, wurde am 24.03.15 angenommen;
- **Japanese Journal of Applied Physics (JJAP)**: „Optical characterization of different thin film module technologies“, 2015, under review;

7 Kontaktdaten

Kontaktpersonen: Dr. Rita Ebner, DI Bernhard Kubicek
Institut: AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Kontaktadresse: Donau-City-Straße 1, 1220 Wien
Tel/Fax: +43 (0)664 235 18 78
e-mail: Rita.Ebner@ait.ac.at, Bernhard.Kubicek@ait.ac.at
Website: <http://www.ait.ac.at/departments/energy/photovoltaics/>

Kontaktpersonen: Dr. Gabriele Eder
Institut: OFI Technologie & Innovation GmbH
Kontaktadresse: Arsenal Objekt 213, 1030 Wien
Tel/Fax: +43(1) 7981601 0
e-mail: gabriele.eder@ofi.at
Website: <http://www.ofi.at/>

Kontaktpersonen: Dr. Robin Hirschl, Ing. Horst Sonnleitner
Institut: ENcome Energy Performance GmbH
Kontaktadresse: Lakeside B08, 9020 Klagenfurt
Tel/Fax: +43 (463) 210 300 801
e-mail: office@en-come.com
Website: <http://www.en-come.com>

Kontaktpersonen: Ing. Andreas Angerer
Institut: Ing. Andreas Angerer e.U
Kontaktadresse: Gustav Kramer-Straße 10, 8605 Kapfenberg
Tel/Fax: +43 (720) 978063
e-mail: office@en-come.com
Website: <http://www.en-come.com>

IMPRESSUM

Verfasser

Rita Ebner, Bernhard Kubicek
AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Donau-City-Straße 1, 1220 Wien
Tel/Fax: +43 (0)664 235 18 78
E-Mail: Rita.Ebner@ait.ac.at
Bernhard.Kubicek@ait.ac.at
Web: www.ait.ac.at/departments/energy/photovoltaics/

AutorInnen

Rita Ebner
Bernhard Kubicek
Gabriele Eder
Horst Sonnleitner
Andreas Angerer
Elisabeth Mrakotsky

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch die Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) sind für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH