



CARINTHIAN TECH RESEARCH

CTR AG
Technologiepark Villach
Europastraße 4/1
9524 Villach / St. Magdalen
Österreich
Tel.: +43 (0) 4242 56300-0
Fax: +43 (0) 4242 56300-400
E-Mail: info@ctr.at, www.ctr.at
FN 163890s - Landesgericht Klagenfurt
UID ATU 4349 1707

**Abschlussbericht wissenschaftliche Begleitung
der KABEG Photovoltaik Großanlage**



EKG Energie Klagenfurt GmbH

z.Hd. Prok. DI Gernot Bitzan

St. Veiter Straße 31
9020 Klagenfurt

Abschlussbericht wissenschaftliche Begleitung der KABEG Photovoltaik Anlage



Inhalt

1. Einleitung
2. Ergebnisse
 - 2.1 Untersuchungen mechanischer Defekte durch Produktion, Transport und Montage
 - 2.2 Untersuchung Module mit unterschiedlichen Gläsern
 - 2.3 Thermografie Messungen der gesamten Anlage zur Qualitätssicherung
3. Testplan für Phase 2

1. Einleitung

Die am Klinikum Klagenfurt errichtete Photovoltaik (PV) Anlage der Stadtwerke Klagenfurt wurde wissenschaftlich begleitet und ein umfangreiches Testprogramm für eine Analyse verschiedener Themen geplant, die mittelfristig neue Erkenntnisse für zukünftige Projekte bringen soll. Nach einer gemeinsamen Abstimmung der wissenschaftlichen Ziele hat die CTR AG bei der Auswahl der Komponenten (Module, Wechselrichter, etc.) die Stadtwerke Klagenfurt unterstützt. Zusätzlich wurden auch die notwendigen Überwachungsmaßnahmen analysiert und geplant. Während und nach Aufbau der Anlage wurde eine Ist Analyse und eine Auswertung der Daten durchgeführt. Im Rahmen dieses Berichtes werden die Ergebnisse aus der Anlagencharakterisierung und auch das zukünftige Testprogramm für Phase 2 zusammengefasst.

2. Ergebnisse

Im Rahmen dieses Berichtes soll zuerst der Bereich der Forschungsaktivitäten zusammengefasst werden.

Belegung der PV Anlage die für Forschungszwecke genutzt wird:

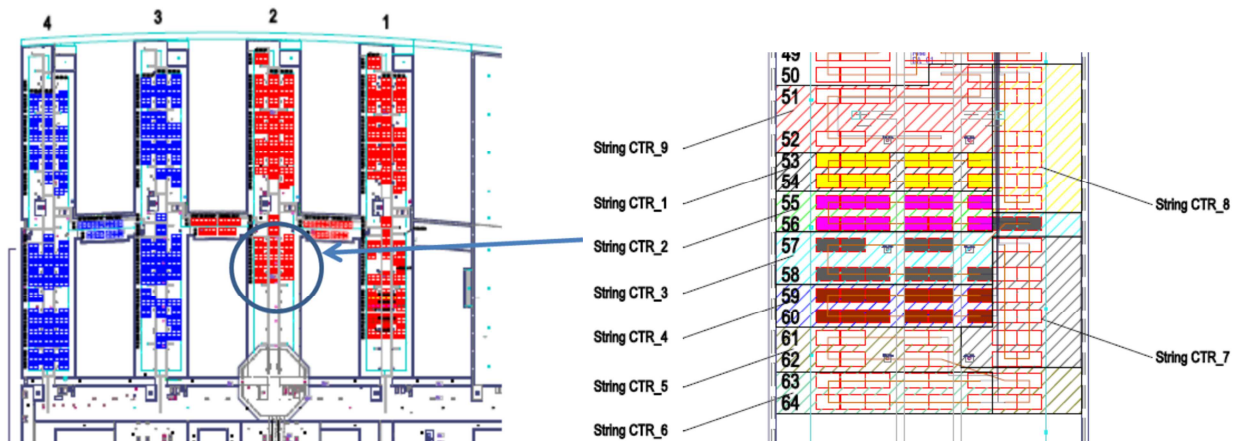


Abbildung 1: Belegung der KABEG Anlage mit den Forschungsstrings

CTR_1 Referenzstring AR	CTR_2 Glas ohne AR	CTR_3 Extra clear Glas ohne AR
CTR_4 Extra clear Glas AR	CTR_5 weißer Bodenbelag	CTR_6 Grasmatten
CTR_7 Aluminium Platten	CTR_8 Reinigung	CTR_9 Schneeräumung

Das Testfeld ist zusätzlich mit einem Einstrahlungssensor, Windsensor und Regensensor ausgestattet. Ein Vergleich zwischen Einstrahlungssensor der Anlage und dem Einstrahlungssensor des Kennlinienmessgerätes zeigt, dass der Anlagensensor etwa um 10 % weniger Einstrahlung anzeigt als der kalibrierte Kennlinienmessgerätesensor. Der CTR Sensor wurde mit einem Pyranometer (Kipp & Zonen CMP 11) zur Sicherheit abgeglichen.

Belegung der PV Versuchsfelder mit Temperatursensoren:

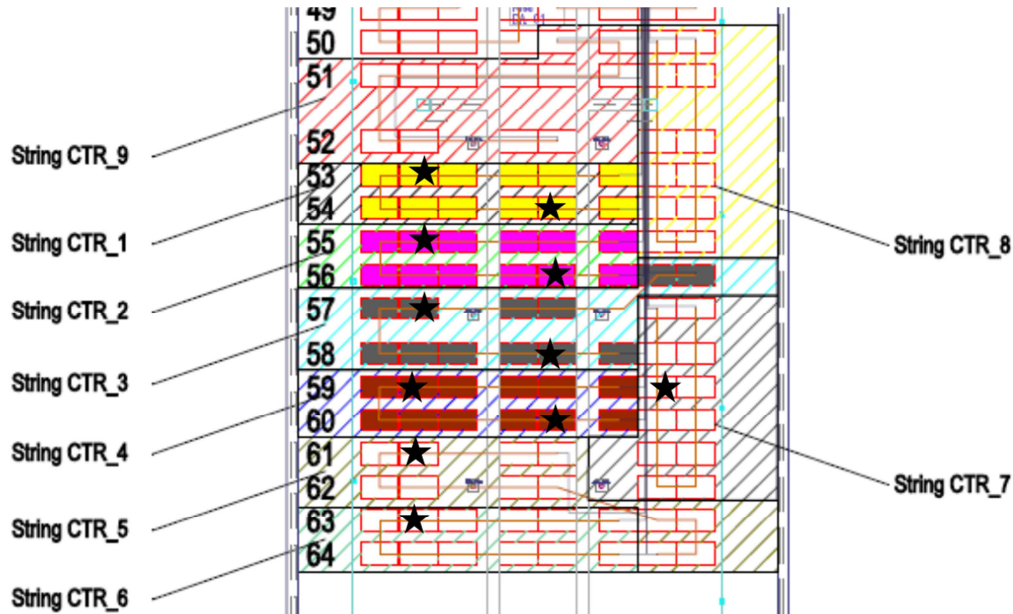


Abbildung 2: Belegung der Forschungsmodule mit Temperatursensoren

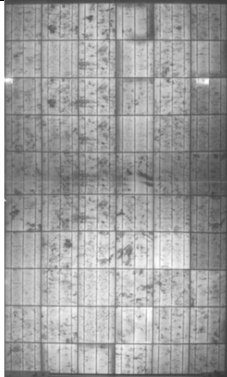
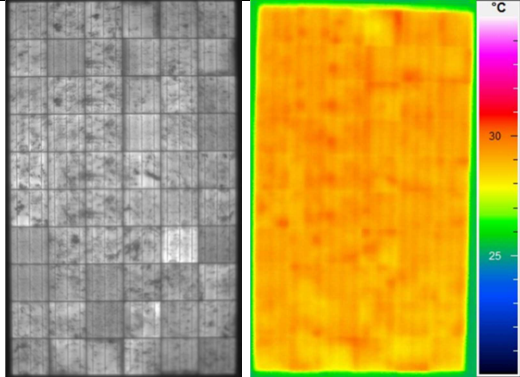
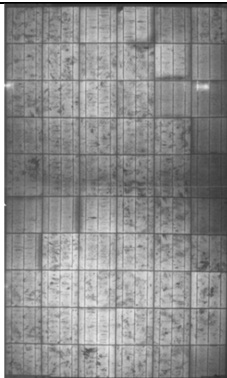
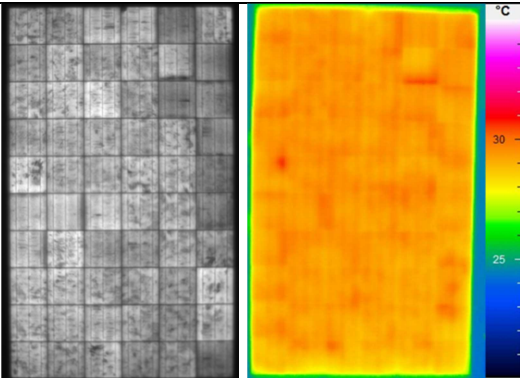
2.1. Untersuchungen mechanischer Defekte durch Produktion, Transport und Montage

Im Rahmen der Untersuchungen wurden zwei Module aus der Produktion der Firma KIOTO Photovoltaics GmbH vor der Lamination (inline Elektrolumineszenz) und nach der Montage auf der Baustelle nochmals demontiert und mittels Elektrolumineszenz (EL) und Thermografie (TG) untersucht (Abbildung 3).



Abbildung 3: Messablauf im Labor

Tabelle 1: Elektrolumineszenz und Thermografie Messungen im Vergleich KIOTO

Sn.Nr.	Vor Laminaton	Nach Montage
60455537		
60455574		

Die PV Module zeigen keine ungewöhnlichen Auffälligkeiten, die als gravierender Mangel anzusehen sind. Der Transport zur Baustelle und die Montage hatten keine Schädigungen zur Folge.

Die Module sollen im Laufe des nächsten Jahres noch zwei weitere Male untersucht werden, um Schädigung durch mechanische (Schnee, Wind, usw.) und thermische Belastungen zu untersuchen.

2.2. Untersuchung Module unterschiedlicher Gläser

Im Rahmen der wissenschaftlichen Untersuchung wurden auch Module mit vier unterschiedlichen Modulgläsern untersucht (*Abbildung 4*).

240 Wp Energetica Module E1000 mit 3,2 mm Glas:

- String CTR_1: Standardglas Interfloat 3,2 mm gehärtet mit Antireflex (AR)
- String CTR_2: Standardglas Interfloat 3,2 mm gehärtet
- String CTR_3: Extra clear Low Iron Solar Glas Pris/matt 3,2 mm gehärtet
- String CTR_4: Extra clear Low Iron Solar Glas Pris/matt 3,2 mm gehärtet mit AR

Antireflexgläser bieten heutzutage den Vorteil, dass mehr Licht durch die Glasscheibe dringt und so mehr Ausbeute durch das PV Modul erzielt werden kann. Laut Literatur und

Glaserherstellerangaben kann mit Gewinnen von +2,5 % in der Leistung und +4 % im Ertrag gerechnet werden. Dies soll hier überprüft werden.



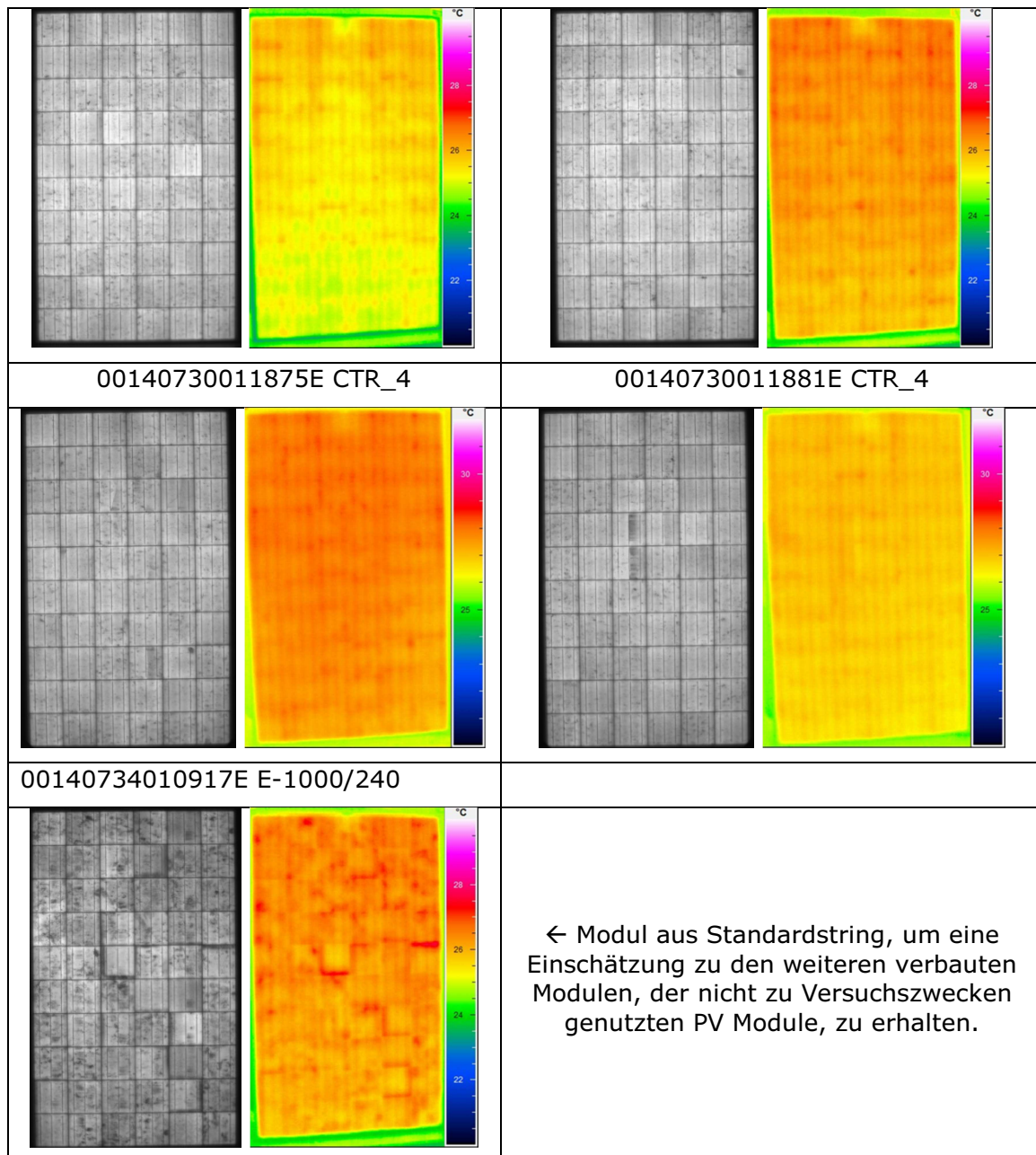
Abbildung 4: PV Gläser im Vergleich - von links nach rechts – Standard Glas ohne AR, Standard Glas mit AR, Extra clear mit AR, Extra clear ohne AR

Von den PV Modulen mit unterschiedlichen Gläsern wurden aus jeweils 12 Stück zwei für Kontrollmessungen hergenommen und mittels **EL und TG** vermessen.

Zusätzlich wurde noch ein PV Modul aus einem Standardstring entnommen und vermessen.

Tabelle 2: Elektrolumineszenz und Thermografiemessungen im Vergleich Energetica E1000

00140730011024E CTR_1	00140730011026E CTR_1
00140730011030E CTR_2	00140730011032E CTR_2
00140730011041E CTR_3	00140730011051E CTR_3



Die PV Module zeigen keine ungewöhnlichen Auffälligkeiten, die als starke Mängel anzusehen sind. Es gibt kleinere Auffälligkeiten wie z.B. Fingerabrisse durch Löten, kleine Mikrorisse bzw. Zellbrüche und unreines Solarsilizium Grundmaterial. Es wird von daher erwartet, dass die PV Module den zu erwartenden Ertrag erbringen können.

Neben diesen Untersuchungen wurden auch die **Transmission** der unterschiedlichen Solargläser und das Solarglas mit auflaminiertem Einbettungsmaterial vermessen. Die Vermessung erfolgte mittels eines Solarzellensensors.

Mit Hilfe von Solarzellensensoren soll die Transmission gemessen werden. Um die Transmission zu bestimmen, wird der Kurzschlussstrom der Solarzelle im ersten Schritt

ohne, und in weiterer Folge mit dem Laminat (Glas + Einbettungsmaterial) gemessen und in Relation gesetzt. Der Grund für die Vermessung des Laminats ist, dass der Wert mit Einbettungsmaterial beschreibt, wieviel des eingestrahlt Lichtes auf die Zelle gelangt. Die Messungen wurden an zwei Messtagen vormittags bei wolkenlosem Himmel durchgeführt (ca. 1000 W/m² Einstrahlung). Jedes Glas bzw. Laminat wurde fünf Mal vermessen und daraus der Mittelwert der Transmission bestimmt.



Abbildung 5: Vermessung der Transmission mittels Sensor hinter Glas

Tabelle 3: Transmissionsvermessung der einzelnen verschiedenen Gläser:

Mittelwerte über zwei Messtage:	
Messprobe:	Transmission [%]:
Standard mit AR (CTR_1)	94.0
Standard ohne AR (CTR_2)	91.4
Extra clear mit AR (CTR_4)	92.0
Extra clear ohne AR (CTR_3)	91.6
Laminat Standard mit AR (CTR_1)	93.8
Laminat Standard ohne AR (CTR_2)	90.5
Laminat Extra clear mit AR (CTR_4)	90.6
Laminat Extra clear ohne AR (CTR_3)	90.9

Die Wirkung von Antireflexglas bewegt sich im Bereich von 2.5 % bis 3 % Gewinn. Die Messgenauigkeit für die Glasmessungen liegt im Bereich um 0.5 %.

Zum Abschluss wurden noch die **Flasher Werte** und die **Kennlinienmessung** am Feld durchgeführt und analysiert.

Ein Flasher wird in einer Fertigungslinie eingesetzt, um die Leistung eines PV Moduls zu bestimmen. Dabei wird ein Lichtblitz auf ein PV Modul gerichtet, so dass in dieser Blitzzeit eine Strom(I)-Spannungs(U)-Kennlinie aufgenommen werden kann. Aus der Kennlinie kann die Peak-Leistung(P) bestimmt werden, die bei Betrieb für die Wetterbedingungen bei einer Temperatur von 25 °C und einer Einstrahlung von 1000 W/m² gelten würden. Über das Verhalten bei weniger Lichteinstrahlung - sogenanntes Schwachlichtverhalten sagt diese Messung weniger aus. Das wird wiederum der Jahresertrag zeigen.

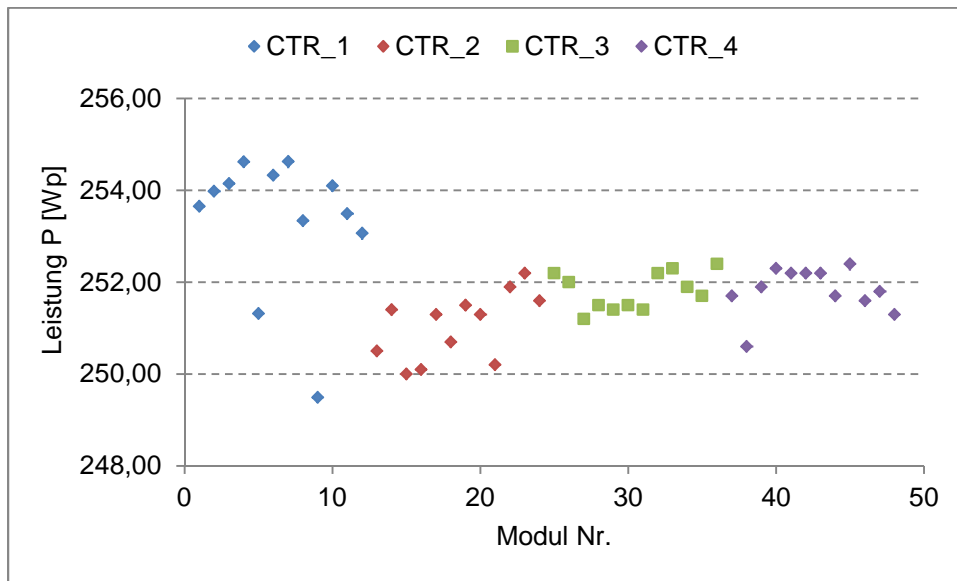


Abbildung 6: Leistungsmessung der Module durch den Flasher

Aus der Flashermessung ist ersichtlich, dass Module mit AR-Glas (CTR_1) des Interfloat Standardglases im Vergleich mit Modulen ohne AR (CTR_2) einen Mehrertrag von etwa 1,6 % erzielen. Wie auch schon im Transmissionstest aufgefallen, zeigen die Leistungswerte zwischen den Modulen Extra clear Glas ohne AR Schicht (CTR_3) zu Modulen mit AR-Schicht (CTR_4) keine Differenz.

Kennlinienmessung am Feld:

Die Messung wird immer auf STC (Standard Test Condition) bezogen. Als STC gilt 1000 W/m² Einstrahlung und 25°C Modultemperatur. Bei Abweichung wird mittels Einstrahlungssensor und Temperatursensor auf 25°C und 1000 W/m² zurück gerechnet.

Die Kennlinienmessung an jeweils 12 Modulen am Feld für den 30.10.2014 zeigte:

Standard AR – CTR_1:	2831 W
Standard ohne AR – CTR_2:	2755 W
Extra clear ohne AR – CTR_3:	2906 W
Extra clear AR – CTR_4:	2864 W

Es sind alle Strings im Leistungsverhalten ähnlich und zeigen keine Auffälligkeiten in der Strom-Spannungs-Kennlinie sowie der Leistungskurve. Die Kurvenformen zeigen normal funktionierende PV Anlagen an.

Eine Aussage bezüglich der Antireflexwirkung ist in diesem Messbereich sehr schwierig aufgrund der unterschiedlichen Kabellängen und Messgenauigkeiten.

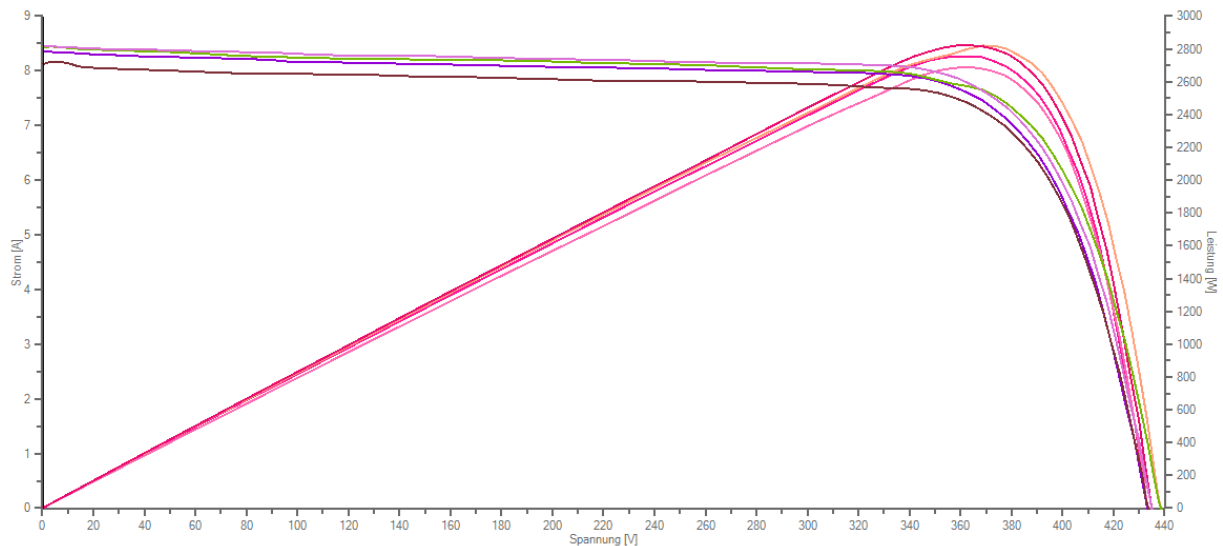


Abbildung 7: Kennlinienmessung der vier Forschungsstrings CTR_1 bis CTR_4

Ertragsvergleich der Galvo Wechselrichter am Feld für Aug. und Sept. 2014:

Galvo 1 (Standard AR – CTR_1):	402,2 kWh	281,2 kWh
Galvo 2 (Standard ohne AR – CTR_2):	389,3 kWh	273,1 kWh
Galvo 3 (Extra clear ohne AR – CTR_3):	397,7 kWh	277,8 kWh
Galvo 4 (Extra clear AR – CTR_4):	405,7 kWh	283,7 kWh

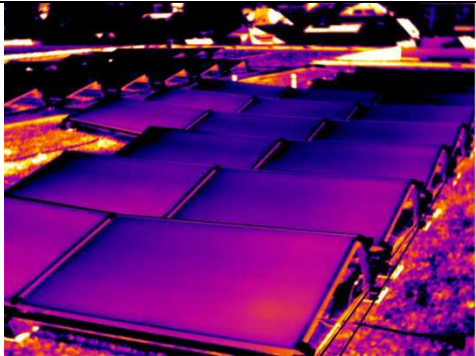
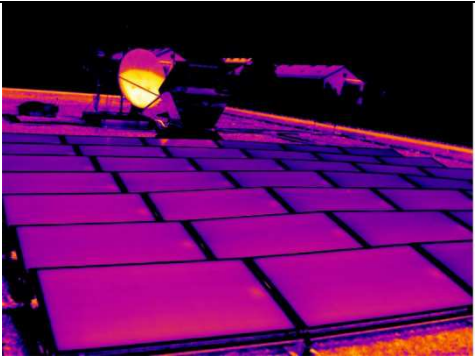
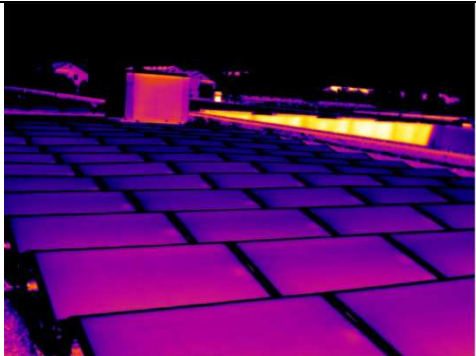
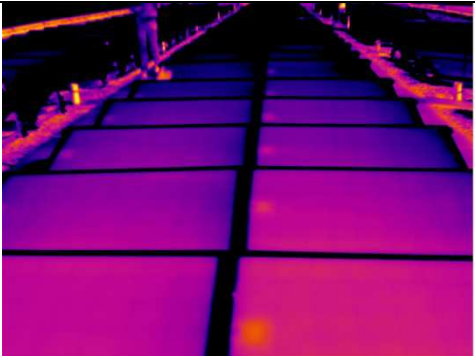
Diese Ergebnisse sind als grobe Auswertung anzusehen, da ein Wechselrichter laut dem Hersteller eine Messgenauigkeit von ca. 3 % besitzt. Vergleicht man den Ertrag von Galvo 1 (Standard AR Glas) zu Galvo 2 (Standard Glas) erhält man etwa 3,2 % Gewinn für August und 2,9 % für September. Das Antireflexglas zeigt also einen Mehrertrag wie schon mit dem Sensor vorher ausgemessen von etwa 3 % an. Überraschenderweise erhält man für Galvo 4 (Extra clear AR) zu Galvo 3 (Extra clear) auch einen Gewinn von etwa 2 % für August und September. Dieses Ergebnis korreliert nicht mit den Messungen davor. Der Grund könnte bei einem Messfehler der Galvo Geräte liegen bzw. an unterschiedlich langen Anschlusskabeln der einzelnen Strings zu den Wechselrichtern.

2.3. Thermografie Messungen der gesamten Anlage zur Qualitätssicherung


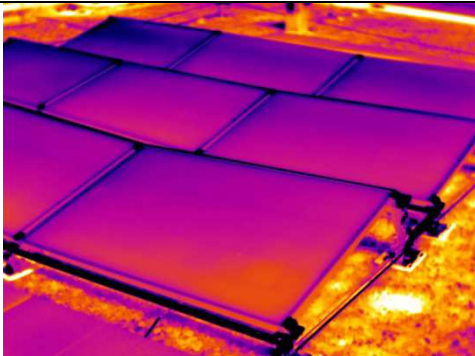
Nach vollständigem Aufbau der Anlage wurde die gesamte Anlage thermografisch vermessen.


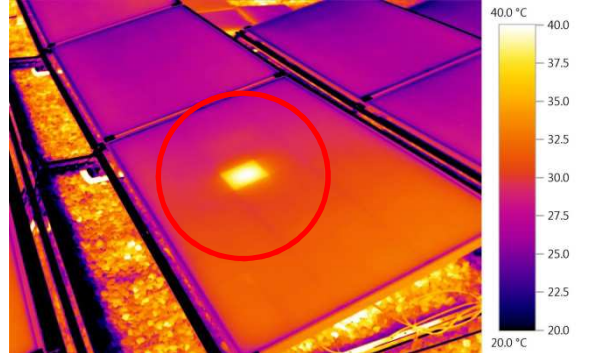
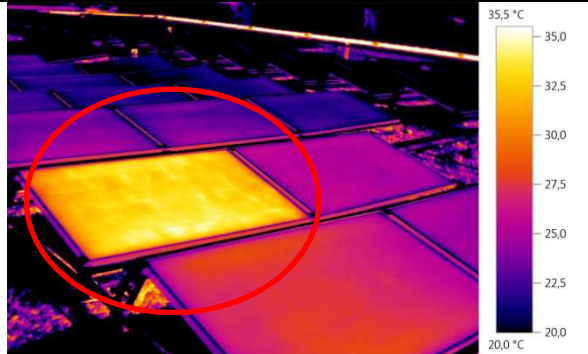
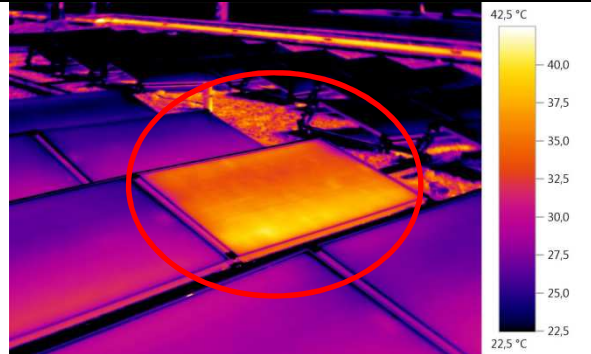
Allgemein zeigt die Thermografie Auffälligkeiten im Betriebsverhalten eines PV Moduls auf. Gut funktionierende PV Module sollten über die Fläche eine relativ homogene Temperatur haben. Da die ganze Untersuchung zu umfangreich im Bericht wäre, zeigen die nächsten Bilder Beispiele für i) intakte PV Module ohne Auffälligkeiten und ii) PV Module mit diversen Fehlern.

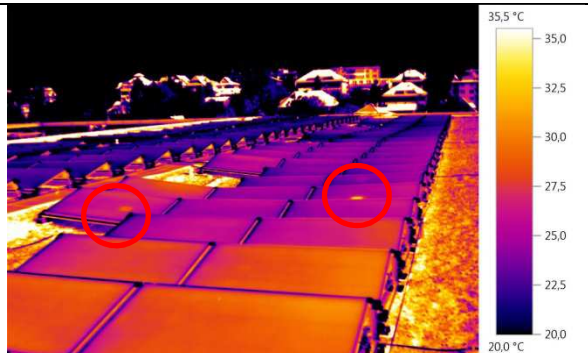
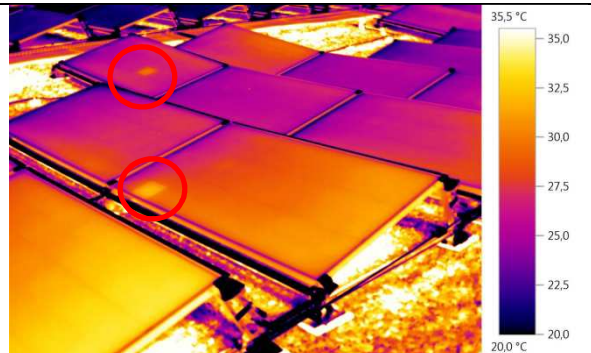
Tabelle 3 Thermografiemessungen auf dem Feld

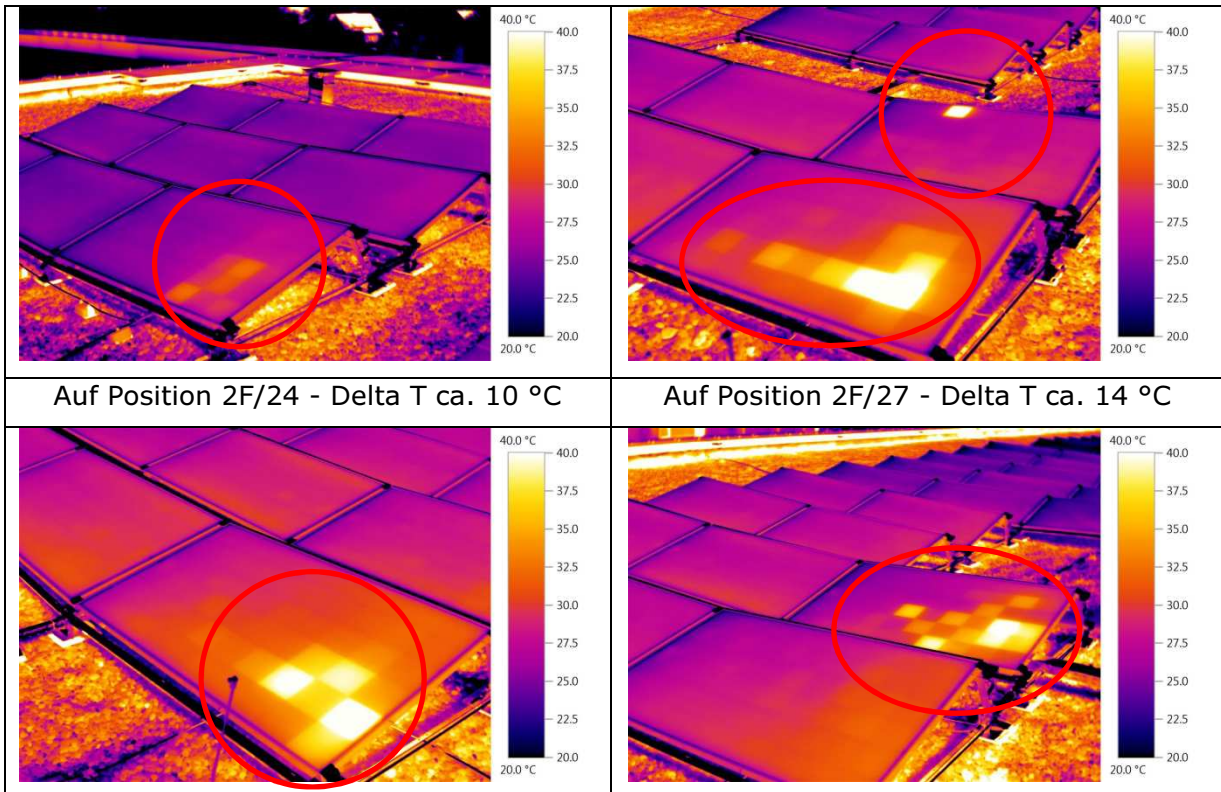
In Reihe 2C2B2A (04-12)	In Reihe 5BH-bis-5BC (1-7)
	
In Reihe 5BH – bis 5BC (25-39)	In Reihe 4E4D (44-58)
	

Die folgenden Thermografieaufnahmen zeigen Module bei denen Auffälligkeiten detektiert wurden. Meistens deuten relativ heißere Zellen verglichen zu Nachbarzellen auf demselben Modul auf Zellrisse hin. Diese Zellrisse sind je nach Ausprägung weniger oder mehr relevant für die Langlebigkeit oder den Ertrag der PV Anlage.

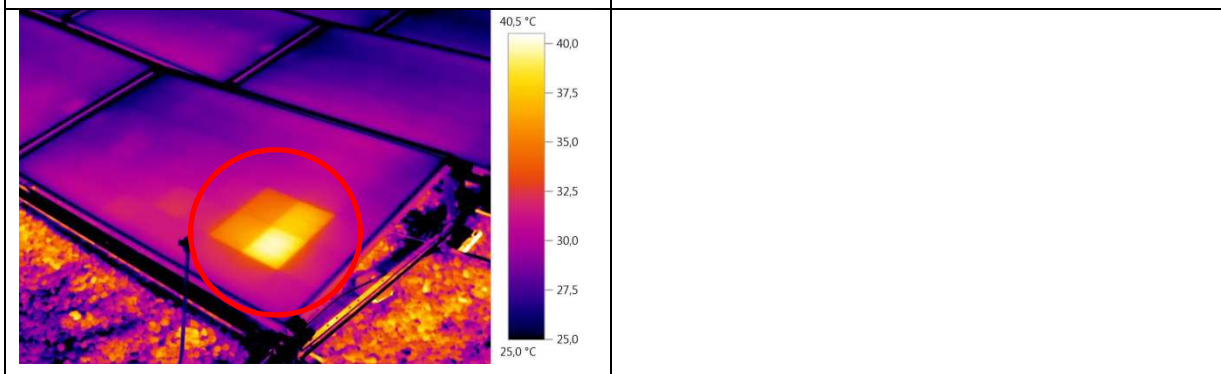
Auf Position 1F/03 (hohe Einstrahlung) Delta T ca. 23 °C	Auf Position 1F/03 (niedrige Einstrahlung)
	

<p>Auf Position 1F/28 (hohe Einstrahlung) Delta T ca. 15 °C</p> 	<p>Delta T ca. 10 °C</p> 
<p>Auf Position 1H/21 (hohe Einstrahlung) Modul vermutlich im Leerlauf - Anschlussproblem</p> 	<p>Modul im String Galvo 9 (Schneeräumung) Modul vermutlich im Leerlauf - Anschlussproblem</p> 

<p>Auf Position 2C/28 und 2A/27</p> 	<p>Auf Position 2A/29 und 2C/28</p> 
<p>Auf Position 2F/03 - Delta T ca. 7 °C</p>	<p>Auf Position 2F/13 und 2F/14 - Delta T ca. 20 °C</p>



Auf Position 2F/45 - Delta T ca. 10 °C
(der Schatten des Ableiters trifft das Modul nicht.)



Bei den meisten der inhomogenen Module sollte eine zusätzliche Charakterisierung mittels EL erfolgen, um den genauen Grund für die lokalen Erwärmungen zu ermitteln.

3. Testplan für Phase 2

Die Fragestellungen die im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung analysiert werden sollen sind folgendermaßen definiert worden:

- Einfluss untersch. Modulgläser auf den STC Wert, Jahresertrag und Modultemperatur
- Ertragsgewinn durch untersch. Bodenbeschaffenheiten (weißer Bodenbelag, Grüne Matten, etc.)
- Einfluss der regelmäßigen Reinigung der Module auf den Jahresertrag
- Einfluss der Schneeräumung auf den Jahresertrag
- Ausbildung von Schneckenspuren
- Untersuchung von mechanischen Defekten an Modulen durch thermische - (Temperaturwechselbelastung) und mechanische Lasten (Schnee und Windlasten)
- Thermografische Analyse von Hot Spots

3.1. Einfluss unterschiedlicher Modulgläser auf den Ertrag

Ziel: Einfluss unterschiedlicher Modulgläser auf den Jahresertrag und die Modultemperatur.

240 Wp Energetica Module E1000 mit 3,2 mm Glas:

- String CTR_1: Standardglas Interfloat 3,2 mm gehärtet mit AR
- String CTR_2: Standardglas Interfloat 3,2 mm gehärtet
- String CTR_3: Extra clear Low Iron Solar Glas Pris/matt 3,2 mm gehärtet
- String CTR_4: Extra clear Low Iron Solar Glas Pris/matt 3,2 mm gehärtet mit AR

Testplan:

- Monatsertrag und Jahresertrag vergleichen
- Temperatur der einzelnen Gläser im Vergleich zur Außentemperatur

3.2. Effizienzsteigerung, aufgrund unterschiedlicher Bodenbeschaffenheiten

Ziel: Erforschung unterschiedlicher Bodenbeläge auf den Jahresertrag.

Für die folgenden Tests verwenden wir Energetica Standard 240 Wp Module

- String CTR_1: Bodenbelag Stein, Vergleichsstring auch für Test 2,3,4
- String CTR_5: weißer Bodenbelag (weißlackierte Holzplatten)
- String CTR_6: Grasmatten (Spielplatzmatten)
- String CTR_7: Aluminium Platten

Testplan:

- Jeweils 1 Modul pro String mit Temperatursensor ausstatten (Mitte Rückseite Modul)
- Alle Strings 1 Monat ohne ausgelegten Bodenbeläge betreiben
- Auswertung der Leistung und Effizienzberechnung
- Bodenbelag anbringen
- TG Vermessung

- Auswertung der Leistung, Effizienzberechnung
- Regelmäßige TG Vermessung 2 mal im Jahr

3.3. Einfluss der regelmäßigen Reinigung der Module auf den Jahresertrag

Ziel: Untersuchung, welchen Effekt regelmäßige Reinigung auf den Jahresertrag in unseren Breiten hat.

Für die folgenden Tests verwenden wir Energetica Standard 240 Wp Module

- String CTR_1: Vergleichsstring für Test 2,3,4
- String CTR_8: Reinigungsstring

Testplan:

- String CTR_8 muss 1 mal pro Monat mit Glasreiniger oder Regenwasser (kein Leitungswasser!) gereinigt werden (Reinigungsprotokoll und Regensensorauswertung)
- Leistungsvergleich
- TG Vermessung 2 mal im Jahr

3.4. Einfluss der Schneeräumung auf den Jahresertrag

Ziel: Untersuchung, welchen Effekt regelmäßige Schneereinigung auf den Jahresertrag in unseren Breiten hat.

Für die folgenden Tests verwenden wir Energetica Standard 240 Wp Module

- String CTR_1: Vergleichsstring für Test 2,3,4
- String CTR_9: Schneeräumungsstring

Testplan:

- String CTR_9 Schneereinigung spätestens 24 h nach Schneefall
- Leistungsvergleich
- TG Vermessung 2 mal im Jahr

3.5. Ausbildung von Schneckenspuren

Ziel: Überprüfung der Entwicklung von Schneckenspuren.

Für die folgenden Tests verwenden wir insgesamt 50 Module von Kioto und Energetica die regelmäßig überprüft werden.

Testplan:

- Optische Inspektion d. Module und TG Vermessung 2 mal im Jahr

3.6. Untersuchung von mechanischen Defekten an Modulen.

Ziel: Analyse mechanischer Defekte an Modulen wie Mikrorisse durch thermische (Temperaturwechselbelastung) und mechanische Lasten (Schnee und Windlasten).

Testplan:

- Demontage durch EKG von zwei Modulen 2 x im Jahr und Vermessung EL, TG und U-I-Kennlinie im Labor (CTR)

3.7. Thermografische Analyse von Hot Spots.

Ziel: Analyse der Module in regelmäßigen Abständen auf Hot Spots

- Dafür werden insgesamt 50 Module von Kioto und Energetica regelmäßig überprüft

Testplan:

- TG Messung 2 mal im Jahr