

PVScan

Schlussbericht

(zur Veröffentlichung ohne vertrauliche Inhalte)

Evaluationsforschung zur Qualitätssicherung und –bewertung von PV-Modulen im Solarpark

Teilvorhaben:

„Qualitätssicherung und Fehleranalyse bei PV-Modulen und Anlagen“

Förderkennzeichen: 0325588D

Projektlaufzeit: 01.08.2013 – 31.01.2018

Projektdurchführung:

TÜV Rheinland Energy GmbH

(ehemals TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH)

Am Grauen Stein, 51105 Köln



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Köln, Juli 2018

Autoren:

Dipl.-Ing Annett Sepanski

Dipl.-Ing. Willi Vaaßen
Dipl.-Ing. Uwe Hupach
Dipl.-Ing. Magnus Herz
Dipl.-Ing. Herbert Becker
MSc. Johanna Bonilla
Günter Köppe
Dipl.-Ing. Tobias Kullack

Kontakt:

Annett Sepanski
TÜV Rheinland Energy GmbH
Geschäftsfeld Solarenergie
Am Grauen Stein
D 51105 Köln

Disclaimer:

Das Forschungsvorhaben PVScan wurde mit Unterstützung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0325588D durchgeführt.

Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren.

Inhaltsverzeichnis

Kurzdarstellung	5
I.1 Aufgabenstellung	5
I.2 Voraussetzungen des Vorhabens	5
I.2.1 Technische Voraussetzungen	5
I.2.2 Bezug des Vorhabens zu den förderpolitischen Zielen	6
I.3 Planung und Ablauf des Vorhabens	7
I.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand bei Projektbeginn.....	10
I.4.1 Qualitätsstand bei PV Anlagen.....	10
I.4.2 Messung der Modulperformance und der Qualität.....	13
I.4.2 Anlagen-Monitoring und Performance-Analyse von PV-Betriebsdaten.....	14
I.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	15
II Eingehende Darstellung	16
II.1 Verwendung der Zuwendung und erzielte Ergebnisse	16
II 1.1 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises	16
II. 1.2 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	17
II. 1.3 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse	17
II. 1.4 Bekannt gewordener Fortschritt bei anderen Stellen	18
II 2. Darstellung der Ergebnisse	19
II 2.0. AP0 Koordination	19
II 2.1. AP1 Evaluierung industrieüblicher Qualitätssicherung Charakterisierungsverfahren und Ableitung eines "Fehlerkataloges".....	24
II 2.2. AP2 Leistungsmonitoring von 5 Großinstallationen (PV-Parks).....	34
II 2.3 AP 3 Degradationsmechanismen.....	122
II 2.4 AP 6 Zusammenfassung der Ergebnisse und Ableitung von Empfehlungen, Verbreitung der Ergebnisse	193
II 2.5 Literatur	210
II 2.6 Veröffentlichungen.....	212
II 3. Anlagen	214
II 3.1 Hersteller-Warnhinweis	214
II 3.2 Bericht an den Betreiber	214
II 3.3 Beschreibung der Monitoringsysteme in den 5 Referenz-Anlagen	214
II 3.4 Datenverfügbarkeit	214
II 3.5 TÜV Rheinland Auswertungssoftware Energy Yield Messung (UAP 3.1).....	214
II 3.6 Ausschnitt aus der Fehlerdatenbank zum „Reportheld“.....	214
II 3.7 Datenverfügbarkeit Messungen U-I Kennlinie (UAP 3.1).....	214
II 3.9 Modulauswahl für fehlerbasierte beschleunigte Degradation (Parallelalterung) .	214
II 3.8 Prüfbaum für 5 Jahre Umweltsimulation.....	214
II 3.10 Technical Due Diligence of PV Photovoltaic Power Plants	215

Kurzdarstellung

I.1 Aufgabenstellung

Die Zahl der installierten Photovoltaikanlagen weltweit hat sich in den letzten 10 Jahren exponentiell erhöht. Der PV-Markt hat sich von einzelnen Klein-Anwendungen in den 90iger Jahren zu einer wichtigen Säule im Energiemix entwickelt, wobei weltweit ein Trend zu immer größeren PV-Kraftwerken („Utility-Scale“ PV systems) mit Investitionen in Höhe von einigen zehn bis einigen hundert Millionen Dollar (USD) zu verzeichnen ist.

Während in 2017 PV-Kraftwerke weltweit nur ca. 2 % im gesamten Strom-Mix ausmachten, wächst ihre Rolle stetig. Damit wird die Zuverlässigkeit und Berechenbarkeit der Stromversorgung sowie eine Ertragsoptimierung immer wichtiger. Je nach Design und projizierten Ergebnissen kann das Verbesserungspotenzial dabei im 2-stelligen Prozentbereich liegen. Eine Optimierung von nur 1 % bedeutet z. B. für ein 50 MWp Kraftwerk einen Ertragsgewinn im Bereich von ca. 1 Million EUR.

Durch eine Technologie-Optimierung und einer damit verbundenen Risikominderung soll im Interesse einer Sicherung und Verbesserung der finanziellen Leistungsfähigkeit innerhalb des Verbundvorhabens ein 2-stufiger Ansatz erörtert werden, einerseits mittels einer soliden Lieferkette und andererseits durch eine Qualitätssicherung der notwendigen bzw. empfehlenswerten Aktivitäten während des laufenden Betriebs beginnend mit der Installation bis zur Stilllegung nach 25+ Jahren.

In diesem Sinne bestand das Hauptziel des Vorhabens in der Unterstützung der Erfassung und Beurteilung technischer Mängel und Fehler in der Praxis sowie der Evaluierung ihres Einflusses auf die Energieerträge unter den realen Betriebsbedingungen von PV-Systemen in Deutschland. Darüber hinaus sollte das Potential der real vorgefundenen Fehler im laufenden Betrieb für zukünftige relevante Leistungsminderungen bzw. zu erwartende zukünftige Mängel oder Schäden untersucht werden. Diese Fragestellungen sind für Investoren, Betreiber und auch Versicherer von PV-Anlagen von Interesse.

Ziel des Vorhabens war letztlich, aus Informationen über die Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit von PV-Anlagen bzw. deren Komponenten Best Practice Beschreibungen und Handlungsempfehlungen zu erstellen.

I.2 Voraussetzungen des Vorhabens

I.2.1 Technische Voraussetzungen

Solarmodule besitzen generell das Potential, über einen sehr langen Zeitraum, gegenwärtig spricht man von mehr als 25 Jahren, zuverlässig elektrischen Strom zu erzeugen. Physikalisch-chemische Alterungsprozesse aufgrund der teilweise widrigen Outdoor-Einsatzbedingungen führen allerdings zu unvermeidbaren Alterungsprozessen und damit verbundenen allmählichen Leistungseinbußen. Praxiserfahrungen aus weltweit installierten Anlagen und Langzeituntersuchungen an einzelnen Modulen weisen technologieabhängig eine große Variation der leis-

tungsbezogenen Degradationsraten von „praktisch nicht nachweisbar“ bis zu 10 % jährlich auf. Das Forschungsprojekt PVscan konzentriert sich auf die in Deutschland mit großem Abstand am häufigsten installierten kristallinen Dickschichtmodule (c-Si). Diese gelten vergleichsweise als stabil. Zu Beginn des Vorhabens bewegt sich die allgemeine Annahme der üblichen jährlichen Degradationsrate bei kristallinen PV-Modulen im Bereich von 3 %, bei ungünstigen Umgebungsbedingungen, z. B. in Meeresnähe, bei 5 %. Völlig unklar ist bei diesen Angaben allerdings, inwieweit fehlerbehaftete Komponenten Einfluss auf diese Angaben hatten. Allgemein werden langjährige Monitoringdaten zur Bewertung einer Degradation genutzt. Es ist daher davon auszugehen, dass eine unbekannte Mischung verschiedenster Modulauffälligkeiten und dazu verschiedene Messungenauigkeiten in die bisherige Bewertung eingehen. Des Weiteren werden als Referenzwert der initialen Modulleistung teilweise Typangaben oder herstellerseitig bereitgestellte Flasher-Daten herangezogen.

In etlichen Anlagen wird allerdings eine deutlich höhere Leistungseinbuße oberhalb der zuvor genannten Durchschnittsraten festgestellt, teilweise bereits nach einer kurzen Betriebszeit. Prägnantes Beispiel dafür ist die Potentialinduzierte Degradation (PID), die innerhalb von 1-2 Jahren zu teils heftigen Einbußen im 2-stelligen Prozentbereich führen kann. Auch andere Modulfelder stehen im Verdacht, deutliche Auswirkungen auf die Modulperformance und damit auch auf den Anlagenenertrag zu besitzen.

Eine Bewertung der verschiedensten Auffälligkeiten, die allein beim Modul beobachtet werden, ist dringend erforderlich, um zwischen eher harmlosen Erscheinungen über mittelfristig leistungsrelevant bis zu „dramatisch“ zu unterscheiden. Dies ist sowohl für die Qualitätssicherung in der Modulproduktion, der Modulzertifizierung im Prüflabor als auch für die Anlageninspektion mit einer Bewertung der Anlagenqualität von großer Bedeutung. Z.B ist man sich in Expertengruppen nicht einig, inwieweit Hagelschäden, die äußerlich nicht sichtbar sind, aber in der Elektrolumineszenz-Aufnahme (EL) deutliche Veränderungen in den Zellen zeigen, aktuell und zukünftig Leistungseinbußen bewirken können. Da bei Hagelschlag meist sehr viele Module betroffen sind, ist die mögliche Beeinträchtigung der Leistungsfähigkeit für den Betreiber und ggf. den Versicherer der PV-Anlage eine Information mit großer finanzieller Bedeutung.

Verschiedene Fehlerkataloge sind bereits z. B. durch Modulhersteller im Rahmen von Ausschusskriterien oder durch Forschungseinrichtungen zur Charakterisierung von Auffälligkeiten zusammengestellt worden. In diesem Vorhaben sollen diese Sammlungen durch Informationen zu den möglichen Ursachen und Auswirkungen aufgrund der Projektergebnisse ergänzt werden. Dabei liegt der Focus auf den in den PV-Systemen real detektierten Besonderheiten bzw. Fehlern.

I.2.2 Bezug des Vorhabens zu den förderpolitischen Zielen

Dieses Vorhaben bezieht sich auf die Bekanntmachung von Richtlinien über die Förderung von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Rahmen der „Innovationsallianz Photovoltaik“ vom 21. Juli 2010. Die Bundesregierung setzt dabei insbesondere auf eine stärkere vertikale Kooperation innerhalb der Prozessketten sowie von Ausrüstungs- und Systemtechnologieunternehmen mit den Anwendern in der Photovoltaik-Industrie. Die Ergebnisse der industriegeführten Forschungsprojekte sollen dabei zu neuen Verfahren und innovativen Produkten mit verbesser-

ten Eigenschaften, zu einer Senkung der Herstellungskosten sowie zu Investitionen am Standort Deutschland führen.

Im Verbundvorhaben „PVScan“ wird diese „vertikale Kooperation“ durch die beteiligten Projektpartner gelebt: Experten aus der (deutschen) Modulfertigung, der Systementwicklung und der Anlagenprüfung, der Modulentwicklung und der Modulzertifizierung sowie eines industrienahen Hochschulinstituts können spezifische Erfahrungen und wissenschaftliche Kompetenz innerhalb der Prozesskette einbringen. Experten im Solar-Consultingbereich mit exzellenter Vernetzung zur Versicherungswirtschaft können ergänzend hinsichtlich der Risikoabsicherung wirksam werden.

Die Arbeiten im Projekt zielen auf die Verbesserung der Entdeckung und Einordnung von Schwachstellen innerhalb der Lieferkette, der Bauphase und im Betrieb mit dem Ziel, die Leistungsfähigkeit der PV-Installationen nachhaltig sicherzustellen und somit die Renditeerwartungen der Betreiber erfüllen zu können. Mittels definierter fehlerbehafteter Referenzmodule und der Langzeitbeobachtung von Referenz-Anlagen im laufenden Betrieb soll einerseits die Evaluierung geeigneter und notwendiger Charakterisierungsmethoden im Labor und vor Ort erfolgen als auch die Relevanz von typischerweise in aktuell installierten Systemen vorzufindenden Modul-Auffälligkeiten auf die Leistungsfähigkeit und auch auf die Sicherheit ermittelt werden.

Des Weiteren sollen durch die Einbindung eines Partners aus dem Bereich der deutschen Solarindustrie Möglichkeiten genutzt werden, Forschungsergebnisse direkt in der Modulherstellung umzusetzen und zu erproben.

Dieses Projekt wurde unter der Förderung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2013 gestartet und aufgrund des Organisationserlasses der Bundeskanzlerin vom 17.12.2013 mit neuen Zuständigkeiten in 2014 zum Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) überführt.

1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Zur Erreichung der vorgenannten Ziele arbeiteten die Partner in dem Verbundvorhaben einerseits untereinander vernetzt, andererseits eigenständig mit abgestimmten Teilprojekten entsprechend der verschiedenen Erfahrungshorizonte innerhalb der Prozesskette.

Im Projektverlauf wurden durch das Ausscheiden wegen Insolvenz bzw. Geschäftsaufgabe zweier Partner Anfang des Jahres 2015 verschiedene Änderungen sowohl in der Aufgabenverteilung, der Projektkoordination, als auch bei konkreten Inhalten einzelner Arbeitspakete erforderlich. Dazu wurde für den Fördergeber eine Stellungnahme zu den notwendigen organisatorischen und inhaltlichen Maßnahmen zur Erreichung der Projektziele erstellt, die entsprechend bewilligt wurde.

Aufgrund dieser substantiellen Änderungen (inkl. erhöhtem Aufwand) auch infolge der sich im Projektverlauf drastisch verändernden Marktbedingungen und zusätzlicher interner Herausforderungen kam es zu zeitlichen Verzögerungen im Projektablauf. In der Folge wurde sowohl eine kostenneutrale Umwidmung der Mittel als auch eine Verlängerung des Projektes um 6 Monate in 2016 beantragt und bewilligt.

Projektpartner

- Sunnyside upP® GmbH – Projektkoordinator bis 2014, ausgeschieden 2015
- TÜV Rheinland Energy GmbH - Projektkoordinator ab 2015
- RWTH Aachen
Unterauftrag an Trust AG (ausgeschieden 2015), EXXERGY, eingestiegen 2016
- ISC Konstanz
- Solarfabrik, ausgeschieden 2015

Folgende Arbeitspakete wurden im Verbundprojekt bearbeitet

- AP1** Evaluierung industrieüblicher Qualitätssicherung Charakterisierungsverfahren und Ableitung eines "Fehlerkataloges"
- AP2** Leistungsmonitoring von 5 Großinstallationen (PV-Parks)
- AP3** Identifikation fehlerbezogener Degradationsmechanismen durch Vergleich natürlicher und beschleunigter Alterung
- AP4** Statistische Planung und Methodenentwicklung, Simulation
- AP5** Versicherungsrelevante Datenerhebung
- AP6** Zusammenfassung der Ergebnisse und Ableitung von Empfehlungen, Verbreitung der Ergebnisse

In der folgenden Übersicht sind die hauptsächlichen Aktivitäten mit jeweiliger Verantwortlichkeit und Mitwirkung bei den Arbeitspaketen 1 – 6 im Projekt aufgeführt. Aktivitäten unter TÜV Rheinland Leitung (Teilprojekt) sind in der Tabelle (blau) hervorgehoben. Diese UAP werden im Teil II 2. Darstellung der Ergebnisse detailliert aufgeführt.

Tabelle 1: Aktivitäten im Verbundvorhaben PVScan, Verantwortlichkeiten und Mitarbeit

Arbeitspakete / Unterarbeitspakete	AP Leitung	Mitwirkung
0: Koordination	SSupP / TR	
1: Evaluierung industrieüblicher Qualitätssicherung Charakterisierungsverfahren	ISC	
1.1: Erstellen eines Fehlerkataloges zur Detektion am fertigen Produkt	ISC	SSupP, TR
1.2: Charakterisierungsverfahren in der Produktion	ISC	SF, SSupP,

		TR
1.3: Rückkopplung der Erfahrungen aus Labor und Feld	ISC	TR
1.4: Ableitung von Optimierungen und konkreten Maßnahmen in der Produktion der SF	ISC	TR
2: Monitoring von 5 Großinstallationen	SSupP / TR	
2.1: Auswahl und Organisation des Monitoring für 5 PV-Parks	TR	SSupP
2.2: Adaption mobiler Messverfahren	SsupP / TR	
2.3: Durchführung der Messungen im Feld nach statistischen Vorgaben RWTH (Qualitätsaudit)	SsupP	
2.4: Referenzstring - Monitoring, Abgleich mit Parkmonitoring	TR	
2.5: Qualitätsuntersuchungen an Modulen inkl. statistischer Auswertungen	TR	
3: Identifikation fehlerbezogener Degadationsmechanismen durch Vergleich natürlicher und beschleunigter Alterung	TR	
3.1: 5 Module fehlerbehaftet Energy Yield (5 Modul-Jahre)	TR	
3.2: Paralleltest im Feld und im Labor(TÜV) mittels thermomechanischem Stresstest	TR	
3.3: Fehlernachbildung an PV-Modulen u. verschärfte Klimakammertests	ISC	
4: Statistische Planung und Methodenentwicklung	RWTH	
<i>4.1.1 Methodenentwicklung</i>		
4.1.1.1 Fallzahlaberschätzung für Zeitreihendaten von PV-Systemen		
4.1.1.2 Entwicklung u. Optimierung von geeigneten Monitoring-Verfahren	RWTH	
4.1.1.3 Entwicklung Statistik-Methoden für stichtagsbezogene Auswertungen		
<i>4.1.2 Implementierung, Optimierung, Analyse und Simulation</i>		
4.1.2.1 Benchmarking des Monitoringsystems durch reale Daten der Referenzanlagen	RWTH	TR
4.1.2.2 Interimsanalysen Weiterentwicklung der Methodik		
4.1.2.3 Analyse der Daten, Implementierung und Simulation		
<i>4.1.3 Modellüberprüfung und statistische Absicherung von nachbildenden Experimenten</i>		
4.1.3.1 Analyse künstlicher Defekte	RWTH Aachen	TR

4.1.3.2 Modelltests für zeitl. Entwicklungen für relevante physikalische Messgrößen		
4.2: Anwendung der Datenerhebung auf die versicherungsmathematischen Faktoren	RWTH Aachen	
4.3: Zusammenfassende statistische Analyse des Leistungsmonitorings, Vorschläge für PV-Monitoringverfahren, Statistische Aussagen für die Erarbeitung eines Maßnahmenkatalogs.	RWTH Aachen	
5: Versicherungsrelevante Datenerhebung	EXX	
5.1: Erhebung der Versicherungsleistungen (Marktanalyse)	EXX	
5.2: Befragung und Fallstudien	EXX	
5.3: Erarbeitung eines Anforderungskatalogs	EXX	
6: Zusammenfassung der Ergebnisse und Ableitung von Empfehlungen, Verbreitung der Ergebnisse	TR	
6.1: Empfehlungen für Modul-Hersteller	ISC	TR
6.2: Qualitätsbewertung für PV-Parks für Investoren / Finanzierer	TR	EXX
6.3: Risikobewertung für PV-Versicherer	EXX	
6.4: Übertragung der relevanten Ergebnisse in Normungsempfehlungen	TR	

I.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand bei Projektbeginn

I.4.1 Qualitätsstand bei PV Anlagen

Die Auswertung von 125 Inspektionen an PV Großanlagen mit insgesamt mehr als 1 GWp installierte Leistung durch TÜV Rheinland ergab bis 2013 folgende Ergebnisse:

- 20 % der Anlagen zeigten schwerwiegende Mängel, die einen direkten Handlungsbedarf erforderten.
- Weitere 10 % der Anlagen wiesen eine große Fehlerhäufigkeit aus.
- Etwa 50 % der festgestellten Mängel in den einzelnen Segmenten waren Installationsfehler

Die Verteilung der Mängel ergab, dass PV-Module den größten Anteil an fehlerhaften Komponenten hatten:

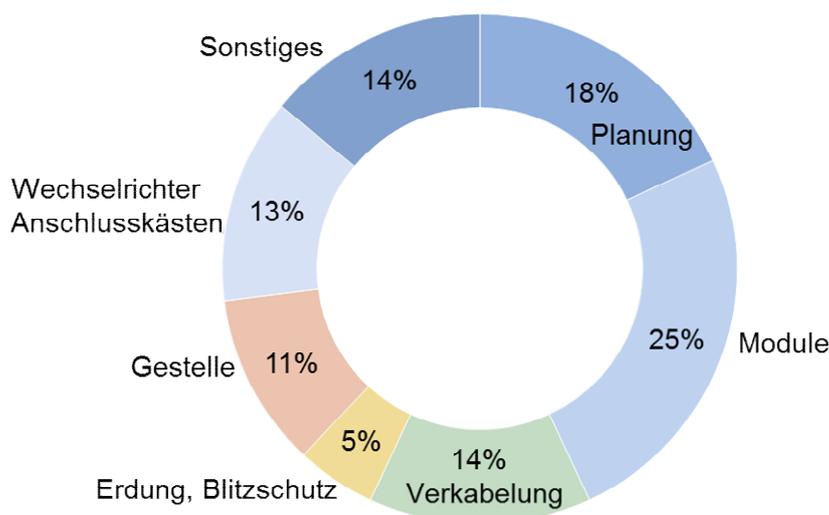


Abbildung 1: Fehlerauftreten bei Inspektionen durch TR bis 2013 (Quelle: Qualitätsmonitor TR 2013)

Von diesem Stand ausgehend stand die der Betrachtung der Modulqualität während des Projekts im Fokus. Typische Fehler und deren Häufigkeiten sind u.a. technologieabhängig. Die deutliche Mehrheit bei den installierten Modulen in Deutschland (>80 %) und in den europäischen Ländern liegt bei kristallinen Dickschichtmodulen, die im Projekt ausschließlich betrachtet wurden.

Die nachfolgende Übersicht zeigt die Ergebnisse der Zertifizierungsprüfungen im Prüflabor von TÜV Rheinland zwischen 2006 und 2013. Es ist sichtbar, dass der Anteil nicht bestandener Prüfungen (Durchfallquote) bei PV Modulen in den Boom-Jahren 2007 bis 2009 deutlich angestiegen war. Zu dieser Zeit drängten viele neue Wettbewerber in den PV-Markt, die Qualitätsprobleme in der industriellen Fertigung aufwiesen. Die Modulqualität der darauffolgenden Jahre konnte seitens der Hersteller deutlich besser auf die vielfältigen Anforderungen der verschiedenen Prüfungen abgestimmt werden.

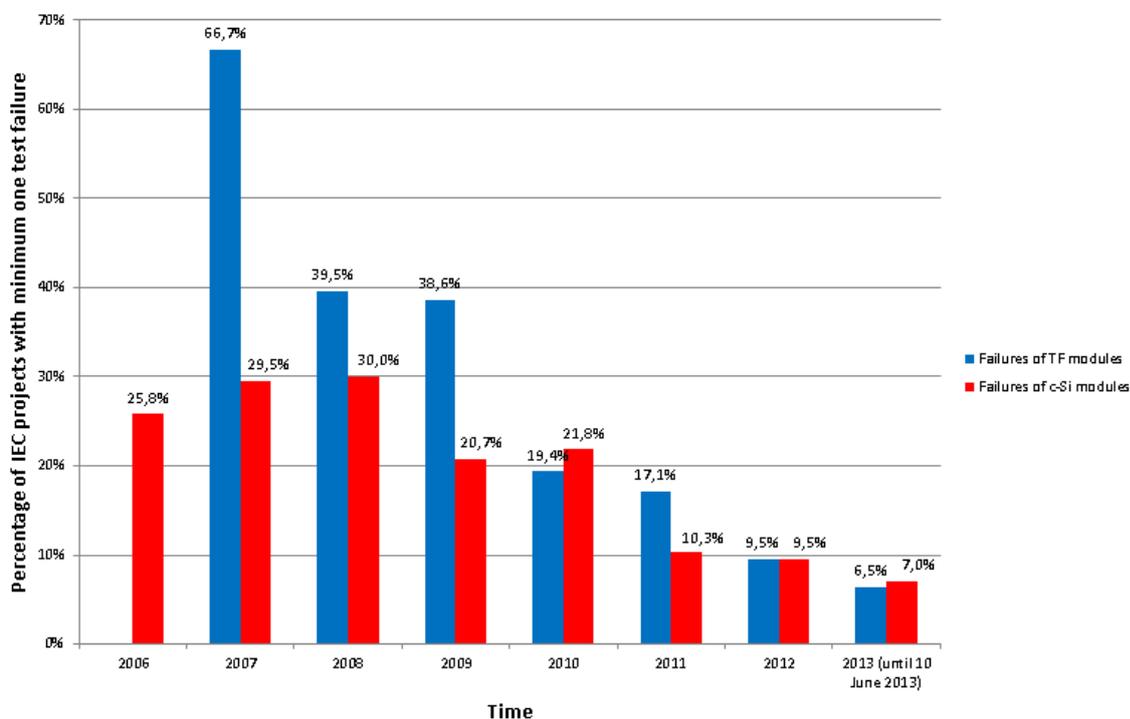


Abbildung 2: Fehlerquote bei Modulzertifizierungen unterteilt nach Silizium(rot) und Dünnschicht (blau)

Betrachtet man für das TÜV Rheinland PV-Labor in Köln die Einzelprüfungen und deren Fehlerquote im gesamten Zeitraum, so ist die Beanspruchung der Module beim „Damp Heat“-Test, beim „Thermal-Cycling“-Test (200 Zyklen) und beim „Humidity Freeze“-Test offenbar am größten. Aber auch bereits bei den Eingangsprüfungen gibt es für etliche Module bereits große Hürden (vgl. Abbildung 3).

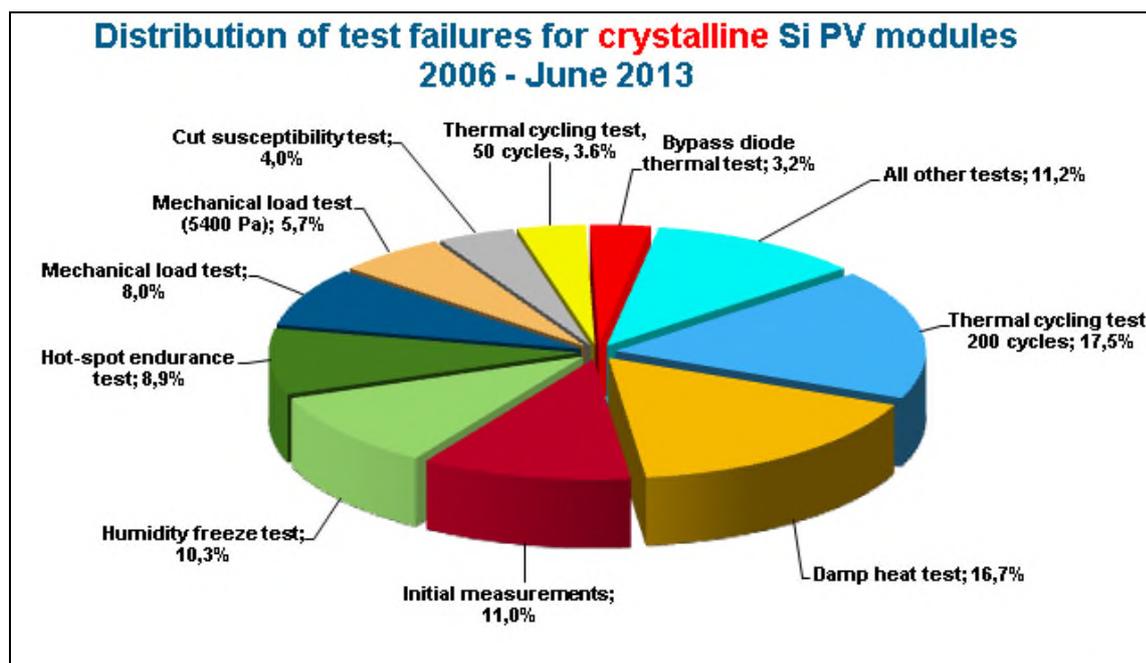


Abbildung 3: Fehlerquoten bei IEC-Zertifizierungsprüfungen kristalliner Module

TÜV Rheinland PTL (USA) hat im Juni 2014 eine aktuelle Studie sowohl zu zeitlichen als auch regionalen Qualitätsunterschieden bei PV-Modulen veröffentlicht [TamizhMani 14]. Aufgrund des enormen Preisverfalls bei PV-Modulen in den Jahren 2011 – 2013 waren die Hersteller gezwungen, bewährte Materialien durch Preiswertere zu ersetzen.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass es große regionale Unterschiede in der Fehlerrate, insbesondere bei folgenden Stresstests, gibt:

- Klimakammer – Temperaturzyklen - dies deutet auf ein Problem bei metallischen Materialien bzw. Verbindungen hin
- Klimakammer – Feuchte und Temperaturzyklen – dies deutet auf Probleme bei den Polymeren bzw. Schwächen im Laminationsprozess hin
- Hotspot-Test – dies deutet auf Zellfehler hin

Weiterhin konnte festgestellt werden, dass die Fehlerraten *innerhalb der Regionen* bei allen 3 genannten Einzeltests über 17 Jahre gesehen für die Jahre vor Projektbeginn 2011-2013 deutlich gesenkt werden konnte. Aufgrund der herausragenden Marktstellung der TÜV Rheinland Gruppe im PV-Segment (Prüfen, Inspizieren, Zertifizieren) und einer Datenbasis von mehr als 6200 Modulen besitzt diese Analyse einen hohen Wert bzgl. einer allgemeingültigen Aussage. Die Datenbestände wurden von 6 PV-Laboren in Tempe (United States), Shanghai (China), Gyeongsan (Korea), Bangalore (India), Yokohama (Japan) und Köln (Deutschland) bereitgestellt und beinhalten Zertifizierungsprüfungen von etlichen hundert verschiedenen, weltweit produzierten Modultypen.

Das erfolgreiche Bestehen der Zertifizierungsprüfungen bedeutet allerdings nicht automatisch, dass die ausgelieferten Module den Herausforderungen des Betriebes über die veranschlagte Betriebsdauer gut gewachsen sind. Einerseits können Qualitätsschwanken bei den Materialien oder im Herstellerprozess zu negativen Beeinträchtigungen der Funktionalität oder Leistungsfähigkeit führen und andererseits werden bei der allgemeinen Bauartprüfung nicht alle Stressfaktoren berücksichtigt. Zusätzliche Tests, wie z. B. PID-Resistenz-Tests oder spezifische Umwelt und Langzeittests werden hierzu empfohlen. Außerdem sind Produktfälschungen ein ernstzunehmendes Thema, sodass Kontrollsysteme in der Lieferkette der Aufmerksamkeit bedürfen [Vaaßen 12].

I.4.2 Messung der Modulperformance und der Qualität

Das elektrische Verhalten von kristallinen Modulen wird im Labor mittels Sonnensimulatoren unter konstanten Bedingungen (STC – Standard Test Conditions) gemessen. Ausschlaggebend für die Messgenauigkeit ist die Güte (Spektrum, Homogenität, Reproduzierbarkeit) der verwendeten Sonnensimulatoren. Die höchste Güteklasse ist AAA mit ca.3 % Messgenauigkeit zum Projektbeginn. Messungen in der installierten PV-Anlage im Feld sind mit deutlich größeren Unsicherheiten verbunden als Labormessungen. Je nach Messmethode kann typischerweise eine maximale Genauigkeit von 5 % im Feld erreicht werden.

Ein besonderes Augenmerk lag zu Projektbeginn daher u.a. auf der Recherche und ggf. Entwicklung von Messverfahren zur möglichst präzisen elektrischen Messung (Leistungsmessung) bei PV-Modulen, die mit geringem Kosten- und Arbeitsaufwand vor Ort möglich sind.

Die Messmethoden Thermographie (IR) und Elektrolumineszenz (EL) ermöglichen eine detaillierte Erkennung und Ursachenanalyse für Schäden im PV-Modul.

Mit IR-Kamera werden PV-Module untersucht, um Temperaturunterschiede und so genannte Hot Spots zu identifizieren. Diese Messmethode (Infrarot-Messung) hat bereits 2005 zur Detektion von Hot Spots Eingang in die überarbeitete Norm IEC 61215 SE gefunden. In 2013 waren bereits verschiedene Kameraklassen zur Feldmessung verfügbar. Wegen des hohen Preises (>10.000 €) sind IR-Kameras mit hoher Auflösung und Funktionalität für die Auswertung bei O&M Arbeiten nicht üblich. Dies bleibt dem Experten (PV-Sachverständiger, Thermograph) vorbehalten. Eine gute Übersicht zur PV-Thermographie ist in der Präsentation der DGS [Siegfriedt 13] enthalten.

Mit der EL-Messung werden Unterschiede in der Zelleistung sowie mögliche Mikrorisse und andere Fehler optisch sichtbar. Die Aufnahmetechnik und Beschreibung verschiedener Modulleffekte wie Mikrorisse wurden z. B. in 2011 von Köntges u.a. beschrieben [Köntges 11-1], [Köntges 11-2].

Sowohl für das Thermographie- als auch für das Elektrolumineszenz-Verfahren fehlten zur Zeit des Projektbeginns einheitliche Interpretationen oder Standards zur Beurteilung der Auswirkungen eines mit diesen Methoden gefundenen Fehlers für das PV-Modul.

Beispielsweise wird das EL-Verfahren für die Endkontrolle von PV-Modulen in der Industrie eingesetzt. Die Bewertung der gefundenen Fehler war jedoch von Hersteller zu Hersteller sehr unterschiedlich. Insbesondere war unklar, wie stark sich Mikrorisse auf die Leistung von PV-Modulen unter realen Bedingungen auswirken.

Veröffentlichungen aus der Zeit bis zum Projektbeginn dokumentieren bereits eine Vielfalt gefundener Fehlerarten in PV-Anlagen, die sich überwiegend mit PV-Modulen, z. B. [Munoz 08], [Quaschnig 99] befassen, sich jedoch meist auf visuell offensichtlich erkennbare Fehler an PV-Modulen beschränken.

I.4.2 Anlagen-Monitoring und Performance-Analyse von PV-Betriebsdaten

Die Erfassung des Betriebsverhaltens von PV-Anlagen wie auch die analytische Auswertung von Messdaten aus dem realen Anlagenbetrieb ist für das Erkennen von Fehlerzuständen und möglicher zeitnaher Reaktion für die Sicherung des finanziellen Erfolgs des Anlagenbetriebs essentiell. Das Anlagenmonitoring wird entsprechend verschiedener Genauigkeitsansprüche in verschiedenen Detaillierungsgraden durchgeführt. Für sehr kleine Anlagen (<10 kWp) lohnt sich die Installation eines eigenen Monitoringsystems in der Regel nicht. Ggf. liefert der Wechselrichter grundsätzliche Anlagenparameter die analysiert werden können. Zumindest stehen die Ertragsdaten über den Energiezähler zur Verfügung, die für gewisse Vergleichsanalysen heranziehbar sind. Hier wird auf ein „Social Monitoring“ zurückgegriffen, gemeint ist ein Vergleich des Ertrages mit den Erträgen benachbarter Anlagen. Für eine überschlägige Kontrolle wird dies als ausreichend angesehen. Kommerzielle Anbieter ermöglichen einfache Übersicht und Überwachung der Anlagenenerträge ohne eigene Einstrahlungsmessungen, beispielsweise ist in 2012 Meteocontrol mit bereits 5 GWp überwachter Leistung aktiv.

Eine Analyse der Monitoringdaten beschränkt sich allgemein auf einen Relativvergleich einzelner Modulstränge (Stringvergleich) oder Teilgeneratoren. Der beste String oder der Durchschnittswert einer Stringgruppe wird als Referenz benutzt. Eine detaillierte Analyse der Fehler

im System bzw. der einzelnen Komponenten erfolgt im Einzelfall manuell im Nachhinein durch den Experten, wie z. B. in [Dürschner 2015] dargestellt.

I.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die Aktivitäten und Projektergebnisse wurden durch alle Partner des Verbundprojektes in ihren jeweiligen Unternehmen und Fachgremien vorgestellt und diskutiert.

Mit dem O&M Partner zweier Referenzanlagen erfolgte eine enge Zusammenarbeit auch um Fragen nach Auffälligkeiten, Wartungsarbeiten wie Modulaustausch oder der Fehlerhistorie im Park zu klären. Durch die Messungen im Park konnte ein Serienfehler aufgedeckt werden, so dass der Betreiber eine Grundlage für die Klärung von Versicherungsansprüchen bekommen konnte.

Die Arbeiten insbesondere zur Fehlerklassifizierung und -interpretation wurden außerhalb des Projektteams vorgestellt und diskutiert, z. B. mit den Kollegen vom TR-Solarlabor sowie mit den internationalen Experten des TÜV Rheinland im Rahmen von globalen R&D Meetings. Zusätzlich gab es Kontakte zu den Experten des IEA Task 13 und des Bankability Projekts, bei denen es thematisch Überschneidungen in diesen Bereichen gab. Beide Projekte trugen vorliegende Ergebnisse zu den Fragestellungen zusammen und entwickelten daraus Optimierungsansätze, während in PVScan selbst Messungen und Auswertungen an realen PV-Systemen in Referenzanlagen vorgenommen wurden.

Die Erkenntnisse der technischen Berichte dieser Projekte wurden in die Betrachtungen in PVScan berücksichtigt. Andererseits wurden die Untersuchungsergebnisse hinsichtlich Ertragsausauswirkungen bestimmter Fehler bzw. Fehlerdynamik zurückgespiegelt.

II Eingehende Darstellung

II.1 Verwendung der Zuwendung und erzielte Ergebnisse

II 1.1 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Die größte Position im Vorhaben nehmen die Personalkosten (0837) ein. Diese erklären sich aus den in I. 3 aufgeführten Aktivitäten zur Durchführung der verantwortlich geführten Arbeitspakete, der Mitarbeit und Zuarbeit zu den anderen Arbeitspaketen und der Koordination des Vorhabens nach Ausfall des ursprünglich eingesetzten Koordinators in Anfang 2015.

Die Übernahme von zusätzlichen Aktivitäten aufgrund des Wegfalls zweier Partner im Projektverlauf sowie die Neuausrichtung einzelner Unter-Arbeitspakete bedeutete einen erhöhten personellen Aufwand gegenüber der ursprünglichen Planung und Antragstellung.

Diese Neuausrichtung beinhaltet ebenso eine intensivere Teststandsnutzung im Solarlabor des TÜV Rheinland zu speziell entwickelten Alterungstests für ausgesuchte fehlerbehaftete PV-Module aus realen PV-Systemen. Diese Kosten sind in den sonstigen unmittelbaren Vorhabenkosten (0850) enthalten. Diese zweitgrößte Position beinhaltet weiterhin die über 3 Jahre fortlaufende Ertrags-Messung an Modulen mit definiert eingebrachten Fehlern sowie Leistungsmessungen an den Modulen der Referenz-Strings aus den PV-Anlagen.

Die Reisemittel (0838) wurden wie im Antrag beschrieben zum Besuch der Projektmeetings und zur Vor-Ort-Inspektion und Durchführung von Installationsarbeiten zur Implementierung und Wartung des Monitoring-Systems sowie Messungen an 5 Referenz-Anlagen, die sich auf 4 Bundesländer verteilen, verwendet. Weiterhin musste die Demontage / Wiedermontage und der Transport der Module des jeweiligen Referenz-Strings zum Solarlabor in Köln und wieder zurück auf die Anlagen erfolgen.

Die Position für Abschreibungen (048) beinhaltet im Vorhaben die Investitionsabschreibung für die Hard- und Softwarekosten der Monitoringeinheiten in den Referenz-Systemen. Gegenüber der ursprünglichen Planung, die weitere Investitionen, z. B. in Messeinrichtungen vorsah, wurden hier geringere Kosten geltend gemacht.

Wegen der bereits erwähnten Umstrukturierung und Neuverteilung von Arbeitsinhalten wurde während des Projektablaufs eine kostenneutrale Umwidmung der Mittel begründet und beantragt. Dieser Umwidmungsantrag wurde vom Fördergeber entsprechend bewilligt (Vorkalkulation vom 03.08.2017).

Eine Aufstellung der Kosten ergibt sich aus dem separaten Verwendungsnachweis des TÜV Rheinland.

II. 1.2 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die Projektziele gelten der Identifizierung von Qualitätsfaktoren von (großen) PV-Anlagen, insbesondere von ertragsrelevanten Faktoren sowie deren Optimierung und dienen letztlich der bestmöglichen Reduzierung von Ertragsverlusten. Von der notwendigen Sicherung des energetischen und somit auch finanziellen Outputs profitieren etliche Akteure in der PV-Branche, vom Hersteller über den Investor bzw. finanzierende Institute bis zum Betreiber.

Ohne eine Förderung des Projektes durch das BMU / BMWi wäre eine Durchführung der umfangreichen Arbeiten im Verbundvorhaben nicht möglich gewesen.

Die im Vorhaben bearbeiteten Themen, wie Referenz-String – Monitoring mit bekannter Modulqualität, Langzeit-Monitoring und beschleunigte Alterungstests von definiert fehlerbehafteten PV-Modulen, sowie die Nutzung statistischer Methoden zur Stichprobenziehung in großen PV-Parks sowie der Interpretation von Monitoring-Daten wurden nach unserem Kenntnisstand bislang von keinem weiteren Vorhaben in dieser Detaillierung messtechnisch untersucht. Die thematisch einmalige intensive Analyse zum Thema Versicherungen von PV-Anlagen und Anforderungen an die Versicherbarkeit komplettiert eine umfassende Untersuchung zum Thema Qualitätssicherung und Sicherung des finanziellen Erfolgs von PV-Projekten.

II. 1.3 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

Durch das Vorhaben werden den Marktakteuren anhand von Erfahrungen, Langzeitmessungen an realen Installationen und statistischen Methoden Empfehlungen

- Zur nachhaltigen Qualitätssicherung bei PV-Projekten
- Zum Sicherstellen einer hohen Komponentenqualität für Produkt-Lieferungen
- Zum Identifizieren des aktuellen und mittelfristig zu erwartenden Qualitätszustands von in Betrieb befindlichen PV-Anlagen
- Für Maßnahmen zur Qualitätssicherung in der Produktion und im laufenden Betrieb
- Möglichkeiten für die Restrisikoabsicherung

zur Verfügung gestellt. Damit gibt dieses Vorhaben wichtige Impulse für eine langfristige Qualitätssteigerung von PV-Komponenten und –Anlagen. Es gibt mehr Sicherheit in der Bewertung existierender Systeme hinsichtlich ihrer Leistungsfähigkeit.

Einige Ergebnisse der Arbeiten kamen bereits während der Projektlaufzeit Akteuren wie z. B. Anlageneigentümern und Betreibern (O&M) zugute:

- Es konnten in 2 Parks gravierende Schwachstellen an PV-Modulen und Systemen aufgedeckt werden, auf deren Grundlage Maßnahmen zur Abwendung drohender Sicherheitslücken und Ertragseinbußen getroffen werden konnten.
- Die Datenanalyse ermöglicht Betreibern, den Betrieb der bestehenden Anlagen besser einzuschätzen und zu verbessern sowie die Planung und Installation zukünftiger PV-Anlagen zu optimieren.

- Versicherungen dienen Resultate des Projekts einerseits als Unterstützung zur Risikoabschätzung von Versicherungsobjekten und zeigen andererseits Möglichkeiten der marktgerechten Optimierung ihres Portfolios.
- PV Gutachter profitieren von den Ergebnissen in Bezug auf Bewertungskriterien und Referenzwerte für Gutachten.

Die Teilnahme der Projektpartner an dem geförderten Verbundvorhaben und die Veröffentlichungen aus dem Projekt heraus haben deren Wahrnehmung im Markt erhöht und als Ansprechpartner und Befürworter bei Qualitätsdiskussionen weiter etabliert.

II. 1.4 Bekannt gewordener Fortschritt bei anderen Stellen

Zwei weitere, durch die IEA im Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS) und die Europäische Union geförderte Vorhaben lieferten während der Projektlaufzeit Fortschritte auf den Gebieten der PV-Systemanalyse und der Betriebsüberwachung von PV-Anlagen, der Charakterisierung von verschiedenen PV-Technologien und der Fehlererkennung und monetäre Bewertung in PV-Modulen. Die Ergebnisse liegen in Form von 5 Technischen Berichten des **IEA Task 13** [Köntges 14], [Silvermann 14], [Woyte 14], [Köhl 14], [Nordmann 14] und 3 Technischen Berichten des **Solar Bankability** [Armansperg 17], [Tjengdrawira 16], [Armansperg 16] Projekts vor. In beiden international ausgerichteten Projekten arbeitete TÜV Rheinland als Partner an verschiedenen Aktivitäten mit.

II 2. Darstellung der Ergebnisse

Nachstehend werden im Wesentlichen die Ergebnisse der von TÜV Rheinland verantwortlich geführten Arbeitspakete entsprechend Tabelle 1 im Abschnitt I. 3 aufgeführt. Wesentliche Untersuchungsergebnisse, die als separate Zuarbeiten den Projektpartnern zur Verfügung gestellt werden konnten, werden kurz vorgestellt.

Im Arbeitspaket 6 werden die wesentlichen Ergebnisse der Arbeiten im Vorhaben vorgestellt bzw. auf die entsprechenden Schlussberichte der Partner verwiesen.

II 2.0. AP0 Koordination

Die Koordination im Verbundvorhaben wurde durch Sunnyside upP® GmbH vertreten durch Herrn Markus Steinkötter vorgenommen. In 2015 musste die Sunnyside upP® GmbH aus geschäftlichen Gründen u.a. die Arbeiten im Vorhaben aufgeben und aus dem Projektkonsortium austreten. Damit wurde die Koordinatorenrolle vakant. Die verbliebenen Projekt-Partner einigten sich darauf, dass TÜV Rheinland diese Aufgabe nachfolgend wahrnimmt. Dafür standen Herr Uwe Hupach und ab 2016 Frau Annett Sepanski zur Verfügung.

Projektmeetings

Der Koordinator hat im Vorhaben die Vorbereitung und Organisation regelmäßiger Projektmeetings wahrgenommen. Es wurden aufgabenspezifisch zusätzliche Meetings für jeweils 2 oder 3 Partner, die an der Aktivität beteiligt waren, durchgeführt. Telefonkonferenzen wurden nach Bedarf zwischen den Meetings organisiert und weitere Abstimmungen fanden bilateral zwischen den einzelnen Partner statt.

Die Projektmeetings fanden abwechselnd bei den Verbundpartnern statt. In nachfolgenden Tabellen sind die durchgeführten Projektmeetings, sonstige Arbeits-Meetings und Telefonkonferenzen (TelKo) aufgelistet.

Legende:

SsuP :	Sunnyside upP
TÜV :	TÜV Rheinland
SF :	Solarfabrik AG
RWTH:	RWTH Aachen
ISC :	ISC Konstanz
EXX:	EXXERGY
PTJ:	Projektträger Jülich

Projektmeetings

Jahr	Art	Datum	Ort	Beteiligte
2013	Kick Off	27.08.2013	Köln, SsuP	SsuP RWTH, ISC, TÜV
	Projektmeeting	27.11.2013	Aachen, RWTH	SsuP, TÜV, RWTH, ISC, SF
2014	Projektmeeting	04.01.2014	Freiburg, SF	SsuP, TÜV, RWTH, ISC, SF
	Projektmeeting	26.06.2014	Köln, TÜV	SsuP, TÜV, RWTH, ISC, SF
	Projektmeeting	02.12.2014	Konstanz, ISC	SsuP, TÜV, RWTH, ISC, SF
2015	Projektmeeting	28.10.2015	Köln, TÜV	(SsuP), TÜV, RWTH, ISC, SF
2016	Projektmeeting	04.11.2016	Aachen, RWTH	PTJ, TÜV, RWTH, ISC
2017	Projektmeeting	22.05.2017	Konstanz, ISC	TÜV, ISC, RWTH, EXX
	Projektmeeting / Abschluss	09.11.2017	Köln, TÜV	TÜV, ISC, RWTH, EXX

Sonstige Meetings (Bilateral oder mehrere, aber nicht alle Partner beteiligt)

Jahr	Art	Datum	Ort	Beteiligte
2013	Meeting	15.11.2013	Köln, SsuP	SsuP, TÜV
2014	Meeting	27.08.2014	Köln, TÜV	SsuP, TÜV
2014	Meeting	09.09.2014	Köln, TÜV	SsuP, TÜV
2014	Meeting	14.10.2014	Köln, TÜV	SsuP, TÜV
2015	Meeting			
2017	Meeting, Kick off EXX	11.01.2017	Köln, TÜV	TÜV, RWTH, EXX
2018	Gespräch	29.01.2018	Köln, TÜV	TÜV, RWTH, ISC, EXX

Telko's (Bilaterale Abstimmungen sind nicht aufgeführt)

Jahr	Thema	Datum	SsuP, RWTH, SF,ISC,TÜV
2013	Projekt-Website	06.09.2013	SsuP, RWTH, SF,ISC,TÜV
2014	Referenzmessungen UAP 2.2, Auswertungen EL	13.05.2014	SsuP, RWTH, SF,ISC,TÜV
	Park SH, PID, Monitoring	11.06.2014	SsuP, RWTH, SF,ISC,TÜV
	Fehlerkatalog, Übergabe Projektkoordination	28.10.2014	SsuP, RWTH, SF,ISC,TÜV
	Monitoring	21.11.2014	TÜV, Gantner
	Monitoring	24.11.2014	TÜV, Gantner
	Versicherungen / Trust AG	17.12.2014	SsuP, RWTH, SF,ISC,TÜV, Trust
2015	Austritt SsuP, Anpassungen bei Arbeitspaketen	10.02.2015	SsuP, RWTH, SF,ISC,TÜV
	PV-Versicherungen	08.07.2015	PTJ, RWTH, EXX, TÜV
2016	Projektverlängerung	12.07.2016	RWTH, EXX, TÜV, ISC
	Nachfolgeprojekte	21.07.2016	RWTH, EXX, TÜV, ISC
2017	Gemeinsame Veröffentlichung	18.07.2017	RWTH, EXX, TÜV, ISC

Webbasierte Datenplattform

Für den Dokumentenaustausch und die Bereitstellung auch umfangreicher Datenbanken für alle Projektpartner wurde durch TÜV Rheinland eine SharePoint-Seite bereitgestellt und eingerichtet. Die hier bereitgestellten Inhalte konnten nur von den autorisierten Projektpartnern eingesehen werden. Ein passwortgeschütztes Zugangssystem stellte die Vertraulichkeit der platzierten Dokumente sicher.

TÜV Rheinland übernahm bis heute die Administration und die Pflege der Plattform. Es wurden die Projektdokumente wie Vorhabenbeschreibung, Arbeitspakete, Zeitplanung sowie Protokolle von Projektmeetings bereitgestellt. Jeder Projektpartner stellte eigene Arbeitsergebnisse und Sachberichte zur Verfügung.

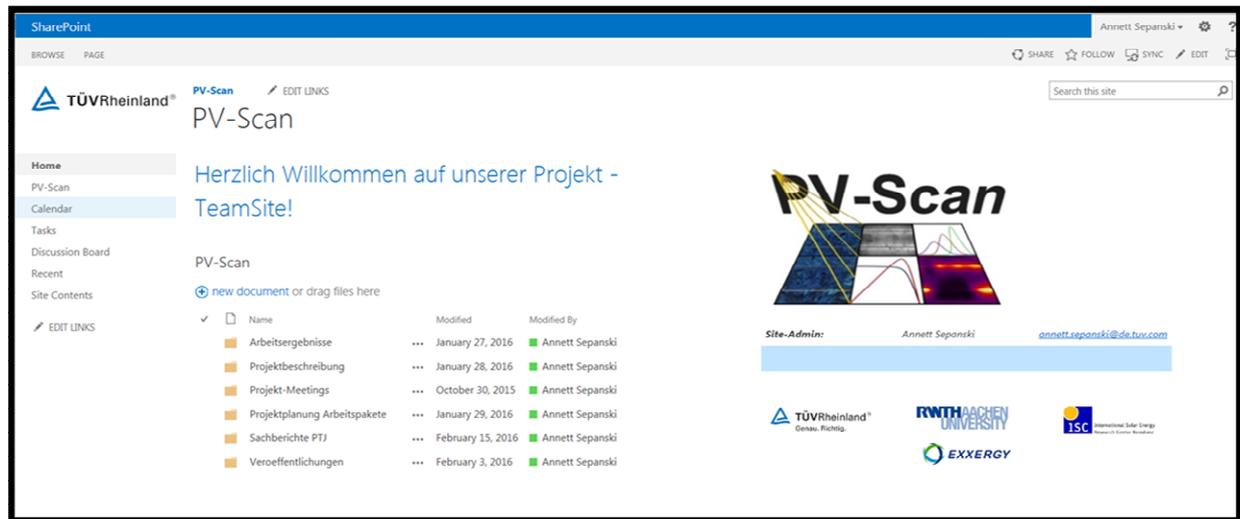


Abbildung 4: Screenshot der SharePoint-Seite für das Projektteam

Laufende Koordinierung

Die Arbeitspakete waren in der ursprünglichen Fassung so angelegt, dass jeweils mehrere Partner zur erfolgreichen Bearbeitung erforderlich waren und häufige Abstimmungen nötig waren. Dies führte zu vielen bilateralen Telefonaten und bedeutete Verzögerungen und teilweise auch Verstimmungen. Die Aufteilung der Aktivitäten hatte sich in der Praxis nicht bewährt, sodass das Projektteam übereingekommen ist, diese engen Verzahnungen weitgehend zu lösen, um eine im Kern abgeschlossene Aufgabe durch jeden Partner weitestgehend individuell bearbeiten zu können. Eine neue Arbeitspaket-Struktur wurde erarbeitet, in dem jedem Projektpartner mindestens 1 Haupt-AP verantwortlich zugewiesen wurde. Diese wurde dem Projektträger Ende 2014 vorgestellt und von diesem bewilligt.

Die Turbulenzen in der Solarbranche schlugen auch auf das Verbundvorhaben PVscan durch. Anfang 2015 schied wegen Insolvenz die Solarfabrik als Projektpartner aus. Die wichtigsten Arbeiten der Solarfabrik lagen in AP1, sodass ein Großteil der Aktivitäten bis zu diesem Zeitpunkt bereits abgearbeitet werden konnte.

Offene Arbeiten wurden dem ISC und in Teilen TÜV Rheinland und Sunnyside upP zugeordnet.

Wenige Wochen später stieg auch der bisherige Projektkoordinator Sunnyside upP wegen Firmenauflösung aus dem Projekt aus. TÜV Rheinland übernahm die weitere Koordinierung des Projektes. Einen großen Anteil an den Aktivitäten von Sunnyside upP nahmen Messaufgaben in den Referenzanlagen ein. Der Aufwand für die Arbeiten zum Qualitätsaudit der 5 Referenzanlagen erwies sich als deutlich unterschätzt. Sowohl die Messung im Feld (die messtechnisch bedingt in der Nacht durchzuführen waren) als auch die Herausforderungen bei den Bewertungsmaßstäben der aufgenommenen EL-Bilder erbrachten Mehraufwand. Es kam zu zeitlichen Verzögerungen. Im Ergebnis konnten 4 von 5 Parks ausgewertet werden.

Ursprünglich waren Folgemessungen während der Projektlaufzeit vorgesehen, um eine zeitliche Entwicklung detektieren zu können. Diese Aufgabe konnte wegen des beträchtlichen Mehraufwandes nicht durch die verbleibenden Partner aufgefangen werden, was durch die Partner bei der Umgestaltung der Arbeiten berücksichtigt werden musste.

Das Arbeitspaket 5 zum Thema Versicherungen wurde mittels Unterbeauftragung über die RWTH Aachen durch einen externen Partner bearbeitet. Wegen ungenügender Erfolgsaussichten zum Erreichen der Ziele in diesem AP wurde die Zusammenarbeit mit dem Partner Trust AG einvernehmlich beendet. Übereinstimmend entschieden Projektträger und Projektteam aufgrund der Bedeutung des Themas die weitere Bearbeitung, sodass ein neuer Partner akquiriert wurde. Die Firma EXXERGY empfahl sich durch gute Vernetzungen und Branchenkenntnisse ihrer Experten. Die formale Unterbeauftragung durch die RWTH Aachen war ein langwieriger und komplexer Vorgang, bei dem TÜV Rheinland als Koordinator gefordert war.

Zur Verbreitung der Projektergebnisse wurde unter der Koordination von TÜV Rheinland eine gemeinsame Veröffentlichung aller Projektpartner in einer Fachzeitschrift geplant, organisiert und Anfang 2018 auch realisiert.

Zusammenfassend stellte die Koordinierung dieses Vorhabens, wegen der beschriebenen Häufung außergewöhnlicher Veränderungen im Zusammenhang mit den Marktverschiebungen in der Solarbranche im Projektverlauf, hohe zeitliche und organisatorische Anforderungen. Trotzdem ist es aus Sicht von TÜV Rheinland gelungen, die Projektziele insgesamt zu erreichen, auch wenn teilweise neue Wege eingeschlagen werden mussten.

II 2.1. AP1 Evaluierung industrieüblicher Qualitätssicherung Charakterisierungsverfahren und Ableitung eines "Fehlerkataloges"

Die Unterarbeitspakete des AP1 wurden ursprünglich von drei Projektpartnern verantwortlich bearbeitet mit Zuarbeiten von TÜV Rheinland. Nach dem Ausscheiden der Projektpartner Solarfabrik AG und Sunnyside upP GmbH Anfang 2015 wurde die Gesamtverantwortlichkeit auf den Partner ISC Konstanz übertragen unter Zuarbeiten von TÜV Rheinland zu den UAP 2,3 und 4. Bis zu diesem Zeitpunkt waren einige Arbeiten zum AP 1 bereits erfolgt. Die Ergebnisse dieser Arbeiten und der nachfolgenden weiteren Arbeiten werden im Detail im Schlussbericht des ISC Konstanz dargestellt. An dieser Stelle werden lediglich punktuell signifikante Ergebnisse basierend auf den Untersuchungen und Erfahrungen verschiedener Experten von TÜV Rheinland angegeben.

UAP 1.2 Charakterisierungsverfahren in der Produktion

Beispielhaft wurden die in der Praxis angewendeten Charakterisierungsverfahren zur Inline-Qualitätssicherung von fünf verschiedenen Herstellern kristalliner Dickschichtmodule analysiert und anonymisiert gegenübergestellt (Know-how der jeweiligen Hersteller). Alle Unternehmen sind langjährig erfolgreich im PV-Markt aktiv und produzieren in Europa, 1 davon in Deutschland, 1 in Österreich, 1 in der Schweiz und 1 in Frankreich. Teilweise wird die gesamte Systemtechnik oder auch Solarthermieprodukte mit abgedeckt sowie weitere Dienstleistungen im Solarbereich mit abgedeckt.

Es zeigte sich, dass teilweise einzelne „exotische“ Prüfungen durchgeführt werden, die wahrscheinlich auf bestimmten Erfahrungen der Vergangenheit mit speziellen Qualitätsproblemen (Reklamationen) oder aber speziellen Details des Designs beruhen.

Eine Übersicht ist der Charakterisierungsmaßnahmen während der verschiedenen prozessschritte ist der folgenden Tabelle zu entnehmen:

Qualitätssicherung bei der PV-Modulherstellung (kristallin)

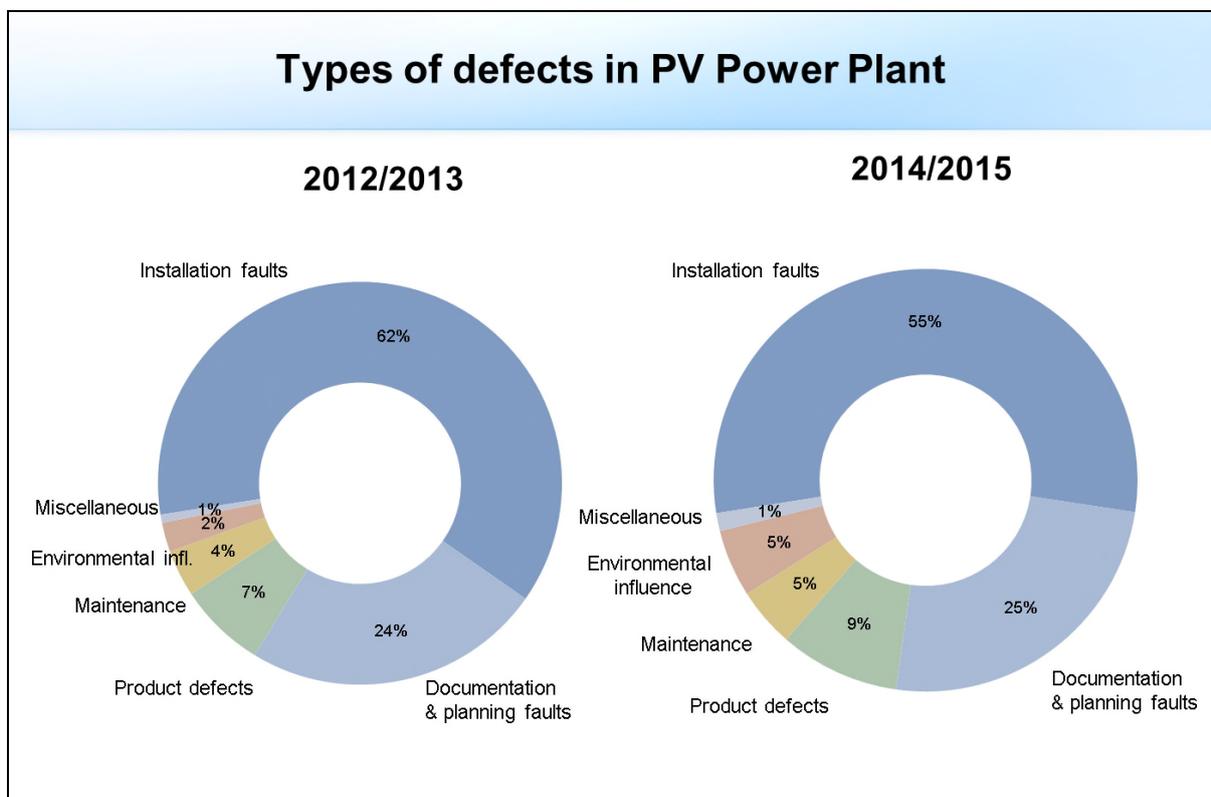
Hersteller	Sichtkontrolle	Glaswaschen	Automatische Kontrolle	Funktions - Kontrolle	Tests	Qualitätstests	Sonstiges
A	1, 2, 3, 4, 5		1	2	1b, (2), 3, 4, 5, 6, 7	2, 3, 4	1, 2, 3, 4
B	1, 3		1, 2, 3, 4	2	1a, 6	2, 3	1, 2, 3, 4
C	1, 2, 3, 4, 5	1	1, 2, 3		1a, 3, 4, 5, 6, 7	1, 2, 3	1, 2, 3, 4
D	1, 2, 3, 4, 5	1	1, 2, 3		1a, 3, 5, 6, 7	1, 2, 3	1, 2, 3, 4
E	1, 2, 3, 4, 5	1	(2), 3	(2)	1a, 3, 4, 5, 6	1, 2, 3	1, 2, 3, 4
	Sichtkontrolle	Glaswaschen	Automatische Kontrolle	Funktions- Kontrolle	Tests	Qualitätstests	Sonstiges
	manuell	automatisch	automatisch	autom. / manuell	autom. / manuell	manuell	
	1 Wareneingang	1 Glaswasch- maschine	1 Zellen (Bruch)	1 Strings	1a EL (vor lam) 1b EL (nach lam)	1 Peel Test	1 Production A / C (air condition)
	2 Glas		2 Zellstrings (Bruch)	2 Elektrische Messungen	2 Isolation	2 Gel Content Test	2 Kalibrierung Messgeräte
	3 Lay-up		3 Stringlänge	3 Diodentest	3 Hi-Pot	3 Pull Test	3 Schulungen
	4 nach Laminieren			4 Festigkeit Dosendeckel	4 Wet Leakage		4 Spezielle Lage- rung sensitiver Ma- terialien
	5 Endkontrolle			5 EL Zellstrings	5 Ground Contin- uity		
					6 Performance (Flasher)		
					7 DH, TC, PID		

Anmerkungen:

- a) Die kursiv ausgefüllten Felder werden nur von einzelnen Modulherstellern durchgeführt
- b) Sichtkontrolle
 Wird von den Modulherstellern bezüglich der Intensität teilweise unterschiedlich gehandhabt, insbesondere beim Wareneingang gibt es große Unterschiede.
 Beim Wareneingang sollten auf jeden Fall neben dem Vergleich der Bestellung mit der Lieferung, Maß-Kontrollen (Rahmenteile, Glas, etc.) und Überprüfung der Materiallagerfähigkeit (EVA, Flux, etc.) durchgeführt werden.
 Bei der Endkontrolle muss eine 100 % Prüfung gemäß Arbeitsanweisung erfolgen (Klassifizierung in A-, B-, C-Ware oder Ausschuss)
- c) Glaswaschen
 Das Glaswaschen erhöht die Qualität. Einige Modulhersteller lassen sich alternativ speziell verpacktes Glas liefern, um sich das Glaswaschen zu sparen.
- d) Automatische Kontrollen
 Diese werden von Kamerasystemen im Stringer automatisch durchgeführt, falls der Stringer über solche Systeme verfügt (meist optional).
 Wichtig ist, zumindest die Zellen auf Bruch oder Abrisse zu prüfen.
- e) Funktionskontrolle
 Wichtig sind elektrische Messungen (Diodentest, Dunkelkennlinie, etc.) nach dem Lay-Up und vor dem Laminieren
- f) Tests
 EL Tests zeigen optisch nicht sichtbare Mikrorisse in Zellen – diese können später zu Schnecken Spuren und Zellabrissen und damit verbunden Leistungseinbußen führen.
 HI Pot (Hochspannungstest) und Ground Continue (Rahmenwiderstandsprüfung) sollten als Nachweis der Isolation bzw. des Personenschutzes durchgeführt werden (Forderung in der neuen IEC61730-2 auch nach Nasstest der Isolation)
 Performance (Flasher Messungen dienen dem Nachweis der Leistungsfähigkeit der Module. Hier ist eine regelmäßige Kontrolle und Kalibrierung zwingend erforderlich (Licht, Temperatur, etc.)
- g) Qualitätstests
 Peel Test Abrisstest der Bändchen auf den Zellen (normalerweise mindestens ein paar Zellen pro Schicht bzw. nach Unterbrechung der Produktion)
 Gel Content EVA Vernetzungsgrad (unterschiedliche Verfahren, unterschiedliche Intervalle und Anforderungen bei den Modulherstellern, keine Mindestwerte verfügbar)
 Pull Test „Klebekraft“ zwischen Rückseitenfolie und EVA und zwischen EVA und Glas (unterschiedliche Intervalle und Anforderungen bei den Modulherstellern).

UAP 1.3 Rückkopplung der Erfahrungen aus Labor und Feld

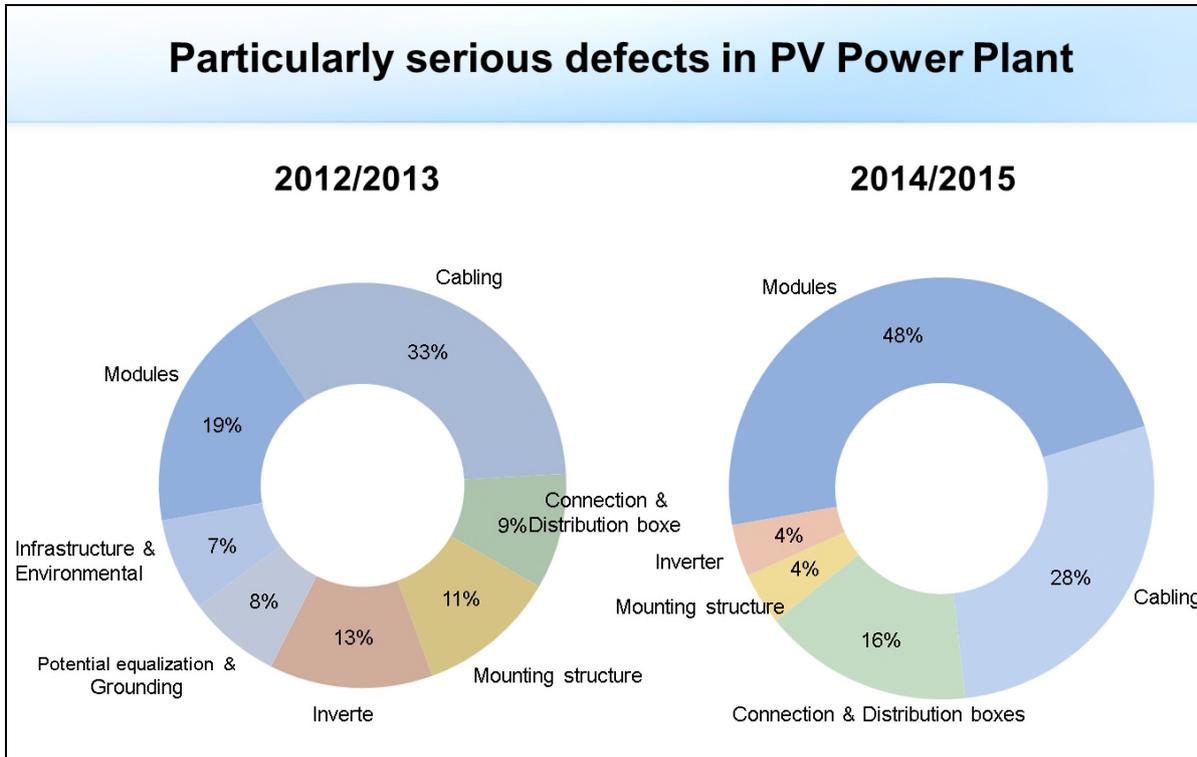
In einer internen Studie von TÜV Rheinland (englischsprachig) wurden die aktuellen Erfahrungen bei Anlagen-Inspektionen aufbereitet und ausgewertet. Dazu wurden die Fehlerberichte von mehr als 100 Anlageninspektionen im Zeitraum 2014 –2015 hinsichtlich der Fehlerarten und in Bezug auf eingeschätzte Schweregrade analysiert. Die aufgefundenen Fehlertypen wurden einer analog durchgeführten Auswertung der Anlagen-Inspektionen im Zeitraum 2012 / 2013 gegenübergestellt:



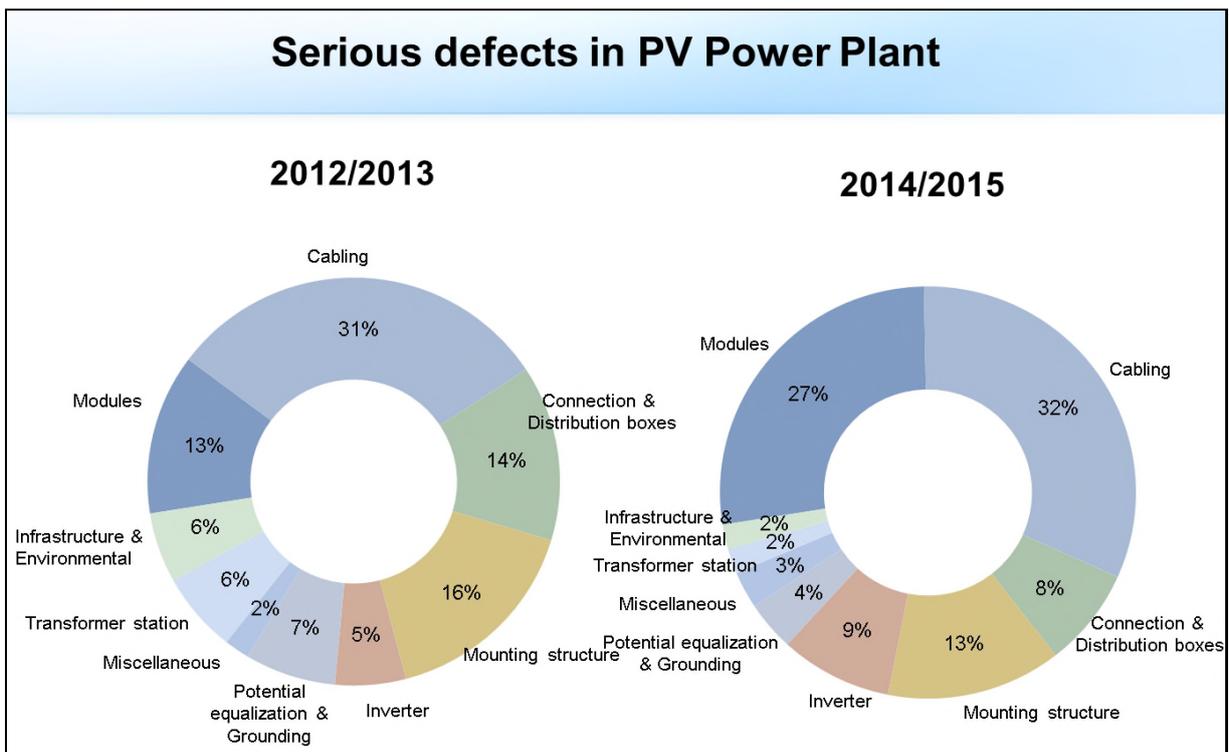
Es zeigt sich, dass das grundsätzliche Ranking der Fehlertypen unverändert blieb.

Eine weitere Auswertung betraf die Häufigkeit der besonders schwerwiegenden Fehler. Das Ranking blieb erhalten:

1. Modulfehler
2. Verkabelungsfehler
3. Verbindungsfehler



Die Analyse der als gravierend eingestuft Fehler zeigt eine ähnliche Verteilung, hier kommen zusätzlich die Montagegestelle als „Top-Fehlerquelle“ mit ins Spiel:



Ergebnisse:

- 30 % der untersuchten PV Power Plants zeigen schwerwiegende Fehler einschließlich Sicherheitsmängel oder weisen eine große Anzahl von Fehlern auf
- Mehr als 50 % der Fehler sind durch nichtsachgemäße Installation verursacht worden
- ca. 25 % der Fehler betrafen Planungsmängel bzw. Dokumentationsdefizite
- *ca. 10 % der aufgefundenen Fehler wurden als Produktmängel (Herstellung) eingestuft.*
- *Die Top 3 der Produktfehler stellen die PV-Module, die Kabel und die Verbinder. Dies korrespondiert mit der Anzahl der verbauten Komponenten in der Anlage.*
- *Die besonders schwerwiegenden Fehler betreffen am häufigsten die PV-Module und die Kabel*
- Als „Performance – Killer“ Nr. 1 erweist sich die Potential Induzierte Degradation (PID), die insbesondere bei hohen Systemspannungen (große PV-Anlagen), Umgebungsbedingungen mit hoher Luftfeuchte und sensitiven Modul-Materialkombinationen auftritt. Der Leistungsverlust kann praktisch bis zum Totalausfall führen. Der Prozess ist durch technische Maßnahmen (Investition erforderlich) zumindest teilweise umkehrbar.

Die am häufigsten festgestellten Fehler in den untersuchten Anlagen waren:

Modules	Glass breakage
	Delamination at modules at the edges
	Strange coloration of solar module
	Defective backsheet
	Bad soiling of solar modules
Cabling	Different types of connectors
	Connector not proper closed
	Not fixed module or string cables
	Broken cable ties
	Missing edge protection
Connection & Distribution boxes	Missing indications
	Incorrect treatment of aluminum cables
	Missing protection against electric shock
	Cable gland missing or not installed correctly
	Lack of strain relief

Inverter	<ul style="list-style-type: none"> Improper connection of DC / AC cables Inverter out of operation Inverter is not protected against overvoltage Air filter is not intact
Mounting structure	<ul style="list-style-type: none"> Module clamp not fixed correctly. Incorrect or missing fasteners Cantilever Mounting structure corrosion Cover over the purlin is misaligned
Potential equalization & grounding	<ul style="list-style-type: none"> Missing or incorrect fixed potential equalization Grounding, Corrosion at unprotected grounding connections Faulty surge concept No earth termination system No plan about earth termination system
Weather station	<ul style="list-style-type: none"> Maintenance and calibration protocols are not provided E-Sensor fixed inadequate
Transformer station	<ul style="list-style-type: none"> First aid sign not completed Missing labeling Access to transformer with standard key
Infrastructure & Environmental influence	<ul style="list-style-type: none"> Lightning rod cross with solar cable The fences are bolted from the outside Mowing difficult because of uneven ground Door system is defect or inefficient
Miscellaneous	<ul style="list-style-type: none"> Shading of modules by plants AC Circuit diagram is missing

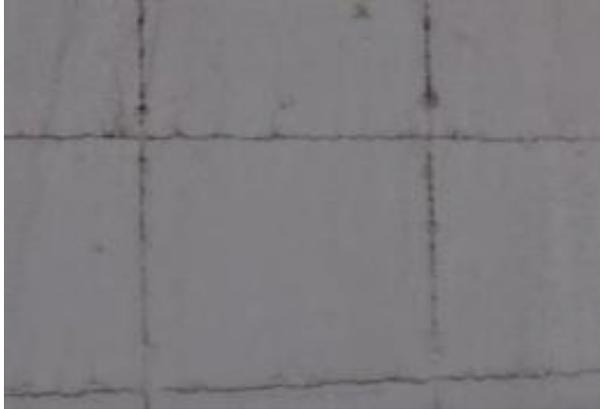
Zusammenfassung

Die hohe Anzahl von festgestellten Produktmängeln bei Modulen im Zuge von visuellen Untersuchungen bei Anlageninspektionen zeigen die Bedeutung einer umfassenden und den Betrieb unter widrigen Umgebungsbedingungen berücksichtigenden Qualitätssicherung in der Herstellung auf.

Themen wie Delamination vor allem am Rand und versprödete Rückseitenfolien sind Phänomene die seit einigen Jahren bekannt sind und akuten Handlungsbedarf aufzeigen. Gravierende Modulfehler mit Sicherheitsrisiken, die faktisch eine Auflösung der Rückseitenfolie bedeuten, genannt „Powdering“, „Whitening“ o. ä. sind ein aktuelles Qualitätsthema seit 2017, welches große Stückzahlen installierter Module in Megawatt-Parks betrifft und für namhafte Hersteller einen großen Kostenfaktor bedeutet.

Dazu kommen immer wieder Serienfehler mit erhöhten Übergangswiderständen aufgrund Degradationen von Kontakten (Anschlussdosen, Querverbinder im Modul, Steckverbinder...). Auch hier tritt das Problem erst während der Betriebszeit auf, muss zur Verbesserung aber bereits in Qualitätskontrolle der Produktionslinie berücksichtigt werden.

Qualitätsprobleme in der Herstellung zeigen sich erst nach einigen Betriebsjahren



Rückseitenfolie versprödet, gerissen



oder sie zersetzt sich – „Powdering“



Lötungen haben sich verfärbt (überhitzt)

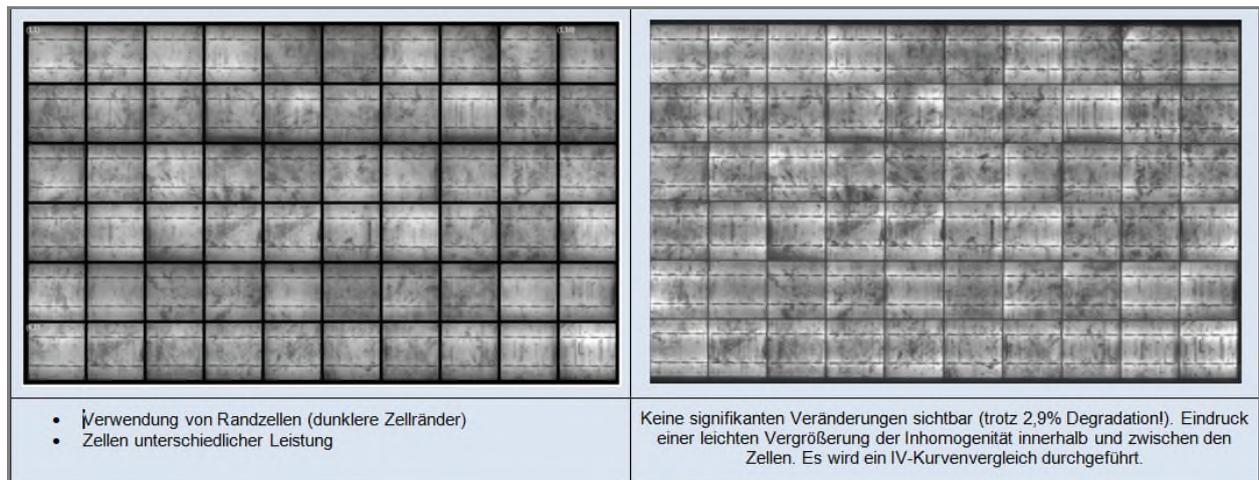


EVA – Zelle Delamination und Verfärbung - Browning Effekt

Das Leistungsproblem durch PID als Qualitätsthema wurde bereits angesprochen. Die Untersuchungen in den AP2 und AP 3 befassen sich mit fehlerbedingten Degradationen. Deren Ergebnisse zeigten eine nur geringe Beeinflussung und unerwartet hohe Stabilität der Module mit Mikrorissen. Deren Einfluss auf die Performance wurde und wird offenbar überschätzt. Erst für Module mit etlichen Zellen, die massive Mikrorisse mit inaktiven Bereichen zeigen, konnte ein Trend zur Entwicklung einer stärkeren Degradation erkannt werden. Wegen der geringen Stückzahl der Untersuchungen kann dies aber nicht verallgemeinert werden.

Auffallend waren dagegen wiederholt Module mit überdurchschnittlichem Performanceverlust nach 3 Jahren, die einen deutlichen Zell-Mismatch zeigten. Offenbar wurden Zellen aus verschiedenen Produktionslinien verarbeitet. Teilweise waren die Zellen in sich nicht homogen. Zunehmende Mismatch-Verluste innerhalb des Moduls und nachfolgend auch im String sind eine mögliche Erklärung.

In einem der Referenzparks (Rheinland-Pfalz) ist dies recht eindrucksvoll zu sehen, wie in nachfolgender Gegenüberstellung der EL-Bilder aus 2014 und 2017 beispielhaft gezeigt wird. Das erste Modul hat in 3 Jahren ca. 3 % der STC-Leistung verloren, was einer jährlichen Degradationsrate von ca. 1 % entspräche.



Das zweite Beispiel ist ein Modul aus einem anderen Park mit ebenso deutlichem Zell-Mismatch. Hier wurde in 3 Jahren ein Leistungsverlust von ca. 1,7 % festgestellt, was vergleichsweise in diesem Park im oberen Bereich lag



Abbildung 5: Module mit übermäßiger Degradation, keine Risse oder andere gravierende Fehler im EL-Bild erkennbar, aber inhomogene Zelleistungen

Die Qualität der Zellen und die sorgfältige Zusammenstellung in den Strings stellen damit einen nicht zu unterschätzenden Aspekt in der Fertigung dar.

Ein erst in jüngerer Zeit als bedeutsam erkanntes Risiko für Leistungsminderungen ist die Licht-induzierte Degradation, die eine anfängliche Leistungsminderung bis zu 6 % bewirken kann. In den überwiegenden Fällen sind die gemessenen Einbußen allerdings geringer bis zu ca. 2 %, die bereits in den ersten Stunden der Bestrahlung eintreten. Laborvergleichsmessungen an 28 Modultypen (c-Si) ergaben hier Ergebnisse zwischen 0 % und 2,4 %. Diese Problematik betrifft insbesondere auch die neueren Module mit PERC- Technologie.

Ein weiterer Erfahrungswert aus Labormessungen soll hier nur kurz genannt werden. Interessante Ergebnisse ergab eine doppelte unabhängige Labormessung jeweils mit und ohne Vorab-Information an die Hersteller. Während ohne Information die meisten Module bei ca. - 3 ... -0 % Abweichung von ihrer Nominalleistung gemessen wurden, änderte sich dies signifi-

kant in 0 % ...+2 % Abweichung, wenn der Hersteller Kenntnis von der Nachkontrolle hatte. Offensichtlich passen Hersteller teilweise die Schwellwerte bei der Leistungsklassenzuordnung entsprechend an.

II 2.2. AP2 Leistungsmonitoring von 5 Großinstallationen (PV-Parks)

Zur Erfassung von Leistungsdaten als Grundlage einer statistischen Datenverarbeitung wurden Messsysteme in fünf ausgewählte Solarparks installiert. Mit Hilfe dieser Messsysteme können in jeder Anlage Strom- und Spannungswerte eines Referenzstrangs aus ausgesuchten Solarmodulen erhoben werden. Des Weiteren werden die Wetterdaten Einstrahlung und Modultemperatur durch kalibrierte Sensorik (Pyranometer CMP11 und Temperatursensor PT1000) aufgezeichnet. Um die Leistungs-Messdaten relativ zur Performance der Solarparks zu setzen, werden zusätzlich über softwarebasierten Datenimport die Monitoringdaten der Betreibersysteme eingebunden.

Durch dieses Vorgehen eröffnen sich zwei Stufen der Datenauswertung: Ein ausgewählter Referenz-String wurde im TÜV Rheinland Prüflabor über Leistungsmessungen, Elektrolumineszenz und Infrarotthermografie sehr detailliert vermessen, weshalb über diesen String in Verbindung mit den Wetterdaten eine genaue Aussage über die Performance getroffen werden kann. Diese Einzel-String-Performance kann als zweiter Schritt mit parallelen Strings (wenn vorhanden) und der Gesamtanlage verglichen werden.

Datenerfassung

Zur Erfassung der Leistungsdaten wird das Messkonzept String Bloxx der Firma Gantner Instruments Environment Solutions GmbH eingesetzt. Das Prinzip wird in Abbildung 6 dargestellt. Die String Bloxx Einheit wird zwischen Modulstränge und Wechselrichter geschaltet. Über mehrere Messeingänge können dort Gleichströme und -spannungen abgegriffen werden. Da die String Bloxx Einheit nur „durchgeschliffen“ wird, können die betreffenden Modulstränge weiter über den Wechselrichter betrieben werden und befinden sich weiterhin im MPP Betrieb. Die zusätzliche Messung stellt in dieser Hinsicht keinen Eingriff in den Anlagenbetrieb dar.

Die Modultemperatur wird über einen analogen Eingang auf der gleichen Platine erfasst. String Bloxx ist über Ethernet mit dem Kommunikationsschrank verbunden, in dem sich ein Datenlogger, zusätzliche analoge und digitale Eingänge, ein 3G VPN Router und eine Notstromversorgung befinden. Hier werden die Daten des String Bloxx sowie des separat angeschlossenen Pyranometers aufgezeichnet und über den VPN Router an das Internetportal übermittelt.

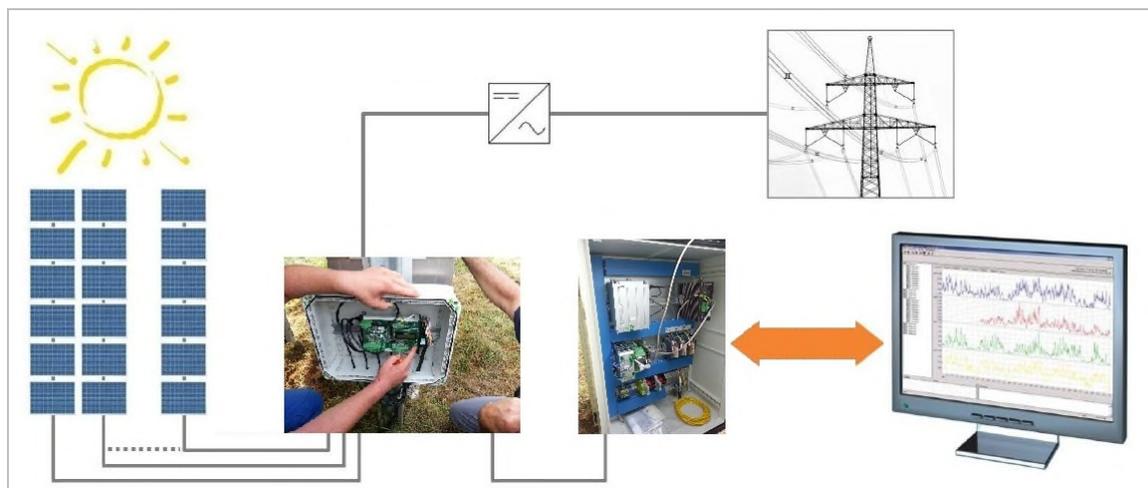


Abbildung 6: Prinzip-Schaltbild String-Monitoring mit Firma Gantner instruments Monitoringsystem-Komponenten

Bewertung der Messwertgenauigkeit Stringmonitoring

Stringerträge:

Die Leistungsmessung als Grundlage der Stringertragswerte basiert auf der Stromspannungs-Messwerterfassung der einzelnen Strings.

- Genauigkeit der Strommessung: 0,5 % (entsprechend Datenblatt String.Bloxx 208 ¹)
- Spannungsmessung: 0,2 % (entsprechend Datenblatt String.Bloxx 208 ²)
 Unter Berücksichtigung der zusätzlich auftretenden (sehr geringen) Verarbeitungsungenauigkeiten kann von einer maximalen Abweichung der Strom- und Spannungswerte von weniger als **1 %** ausgegangen werden.

Einstrahlung:

Trotz aufwändiger und teurer Messtechnik sind Einstrahlungsmessungen generell mit relativ hohen Messunsicherheiten behaftet. Bei Pyranometern wird zwischen 3 Genauigkeitsklassen unterschieden. Für das Monitoring von PV Großanlagen ist die höchste Genauigkeitsklasse erforderlich, der sogenannte „Secondary Standard“. Nach ISO 9060 wird eine ganze Reihe von Spezifikationen angegeben, die ein Messgerät dieser Klasse erfüllen muss.

Die maximal erlaubten Abweichungen ergeben in der Gesamtheit eine Unsicherheit von weniger als **3 %** für die Tagessumme. Das in den Referenz-Anlagen eingesetzte Pyranometer CMP 11 erfüllt diese Anforderungen.

¹ <http://www.gantnersolar.com/datasheets/environmental/gantner-string.bloxx-208.pdf>

² <http://www.gantnersolar.com/datasheets/environmental/gantner-string.bloxx-208.pdf>

Für die dauerhafte Sicherstellung der erreichbaren Genauigkeit muss einerseits eine vorgeschriebene jährliche Kalibrierprozedur vorgenommen werden und andererseits eine bedarfsgerechte Reinigung bei Verschmutzung erfolgen. In der PV-Anlage Rheinland-Pfalz wurde seitens des Projektteams bei Besuchen vor Ort (z. B. Pyranometertausch bei Kalibrierung) eine Reinigung vorgenommen. Es wurde zu diesen Zeitpunkten keine besondere Verschmutzung festgestellt, was aber temporäre Verschmutzungszustände in den Zwischenräumen nicht ausschließen kann.

Modultemperatur:

Für die Messung der Modultemperatur wird ein Oberflächen-Sensor PT100 mittig an der Modulrückseite angebracht. Die Messgenauigkeit ist von der absoluten Temperatur abhängig. Die absolute Abweichung wird mit ca. **±0,2K** angegeben, die maximale Abweichung mit **3 %** vom Endwert.

UAP 2.1: Auswahl und Organisation des Monitorings für 5 PV-Parks

Für die Untersuchungen sollten 5 PV-Parks als Referenzobjekte gewonnen werden. Diese sollten neben einer Mindestgröße von 400 kWp an verteilten Standorten innerhalb der Bundesrepublik Deutschland gelegen sein, um auch verschiedene Umweltbedingungen zu integrieren. Es sollten Kristalline Dickschichtmodule (c-Si, Mono oder Poly) installiert sein. Die Gewinnung von Partnern stellte sich als unerwartet schwierig heraus, da etliche angesprochene Betreiber sich auf Sicherheitsprobleme beim Zutritt oder Betriebsinterna beriefen und vermutlich eine Offenlegung von möglichen Schwachpunkten befürchteten oder auch einen Nachteil durch die notwendigen Labormessungen erwarteten (Ertragsausfall).

Letztlich gelang auch unter Nutzung geschäftlicher Kontakte durch TÜV Rheinland und Sunnyside upP das Akquirieren von 5 Partnern für das Vorhaben.

Bei der Analyse der Feldmessungen unter UAP 2.3 wurde bei einem Partner ein gravierender Fehler (PID) in einem bedeutenden Anteil der Module im Park identifiziert. Dieser Park befand sich in Schleswig-Holstein in Meeresnähe. Während der Projektlaufzeit wurde ein feuchtes Klima als ein besonderer Risikofaktor für diesen besonders ertragsrelevanten Fehler erkannt, der in der PV-Branche seit mehreren Jahren für Aufregung sorgte, die Qualitätsdiskussion forcierte und letztlich auch eine von mehreren Ursachen für den Ausstieg des Projektpartners Solarfabrik AG im Vorhaben gewesen ist.

Da ein Austausch der Module im Zuge einer Leistungsgarantie zu erwarten war, wurden die Aktivitäten zum Langzeit-Leistungsmonitoring im betroffenen Park nicht aufgenommen, aber wegen seiner lagemäßigen Alleinstellung die Stichprobenmessung unter UAP 2.3 durchgeführt. Wegen des Ausfalls für das Langzeitmonitoring musste ein weiterer Referenz-Park gewonnen werden, allerdings wegen der bereits fortgeschrittenen Bearbeitungszeit konnte keine Rücksicht auf eine adäquate geographische Lage genommen werden.

Eine Übersicht der Referenz-Installationen für das Vorhaben sind nachfolgender Tabelle und dem Satellitenbild zu entnehmen:

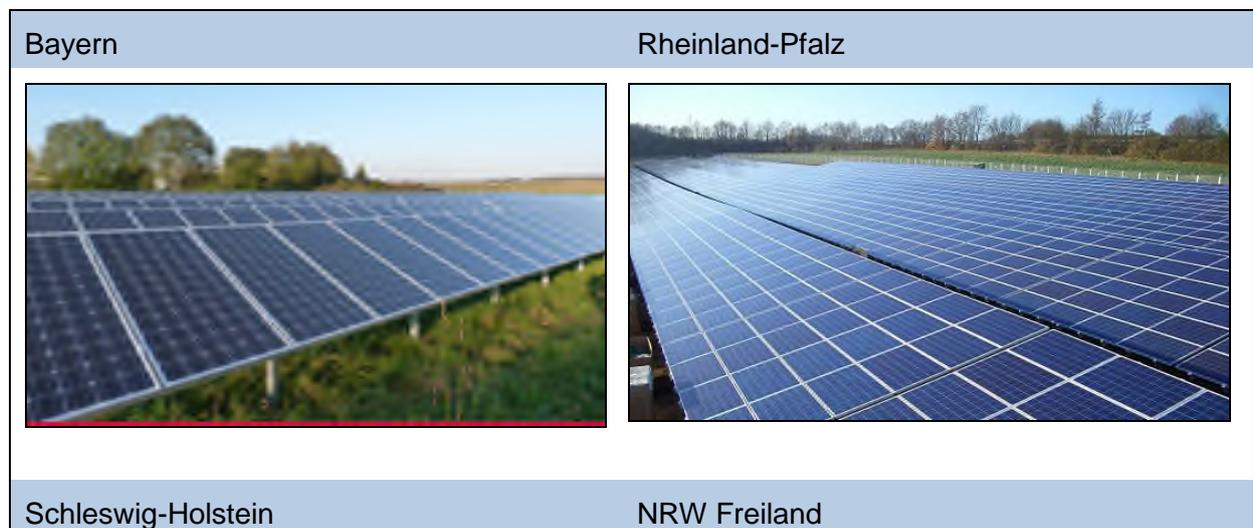
Tabelle 2: Übersicht der PV-Parks

Nr.	Bau-jahr	Name in PVscan	Leistung	Module	Azimut / Ele- vation
1	2011	Bayern Freiland	0,4 MWp	Polykristallin SF 150H -190 W	0° / 25°
2	2012	RP Freiland (Rhein- land-Pfalz)	12,8 MWp	Polykristallin PS240P-20 / U	0° / 16°
3	2012	SH Freiland (Schleswig- Holstein)		Poly / Mono JAP6-60-230	ca.10° W / 25°
4	2009	NRW Freiland (Nordrhein- Westfalen)	1,4 (3,9) MWp	Polykristallin SF 200A-220	0° / 25°
5	2009	NRW Dach (Nord- rhein-Westfalen)	0,4 MWp	Monokristallin SE 180	10°O / 20°
6	2012	Sachsen Freiland	1,1 MWp	Polykristallin LDK Solar 225P-20	0° / 25°



Abbildung 7: Geographische Lage der Referenz-Anlagen (Quelle: Google)

Nachfolgende Fotos zeigen die Modul-Installationen in den Referenz-Anlagen zu PVScan:





NRW Dach

Sachsen

Abbildung 8: Fotos der Referenz-Installationen zu PVScan

UAP 2.2 Adaption von Charakterisierungsverfahren für den mobilen Einsatz

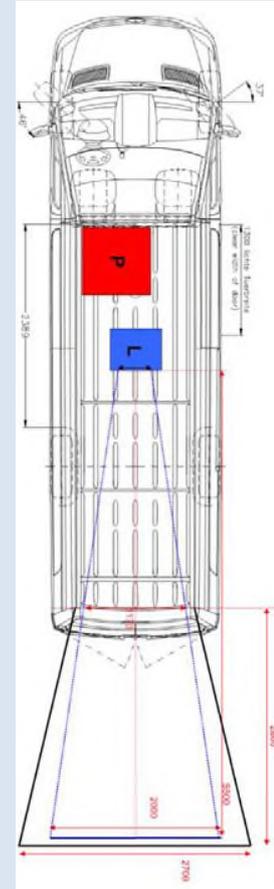
Eine umfangreiche Recherche der am Markt erhältlichen mobilen Messsysteme wurde zu Beginn des Vorhabens durchgeführt. Nachfolgend werden die wichtigsten evaluierten Messsysteme gegenübergestellt.

Es wurden fünf mobile PV Testzentren und ein Handwagen hinsichtlich der Eignung für einen Vor-Ort Einsatz untersucht. Dabei wurden verschiedene Eigenschaften, wie z. B. angebotene Messmethoden, Anwendungsart und Genauigkeit verglichen und bewertet. Teilweise waren zum Recherche-Zeitpunkt noch keine näheren Informationen über die Qualität der Messungen bekannt. Tabelle 3 stellt eine Übersicht über die Ergebnisse dar.

Grundsätzlich werden 3 verschiedene Prüf-Typen am Markt angeboten:

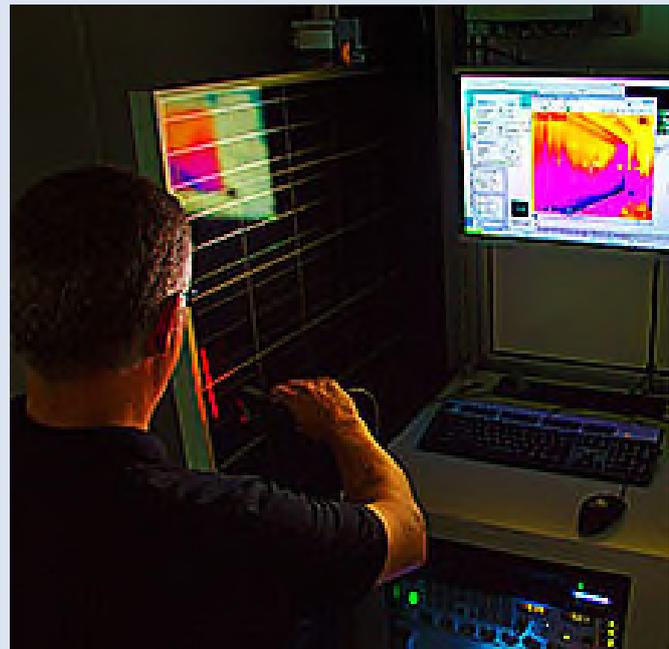
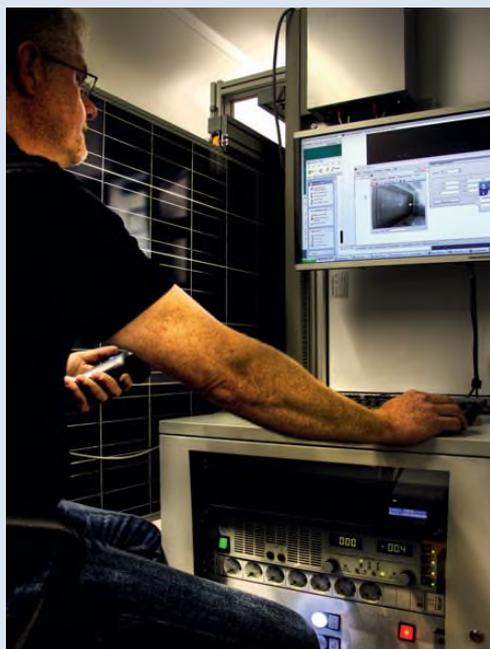
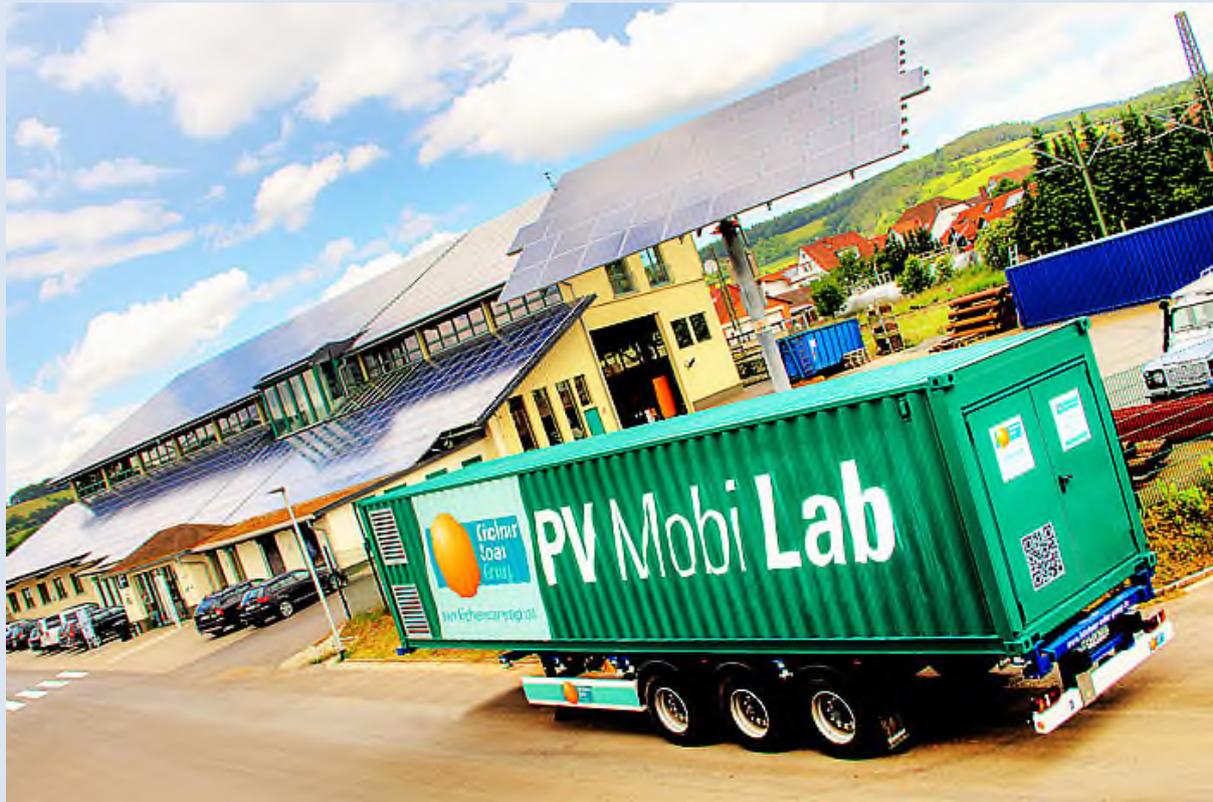
Bus mit mobilem Labor

z. B. Swiss Solar Flasher Bus, Messtechnik mit PASAN Flasher, die notwendige Länge des Flashertunnels wird durch Anbauten erreicht.



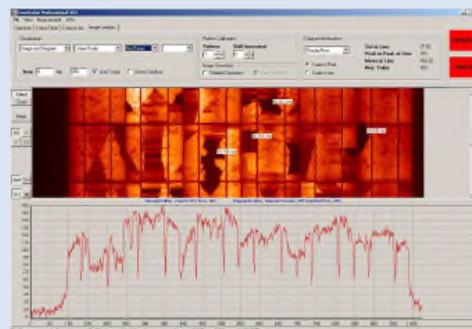
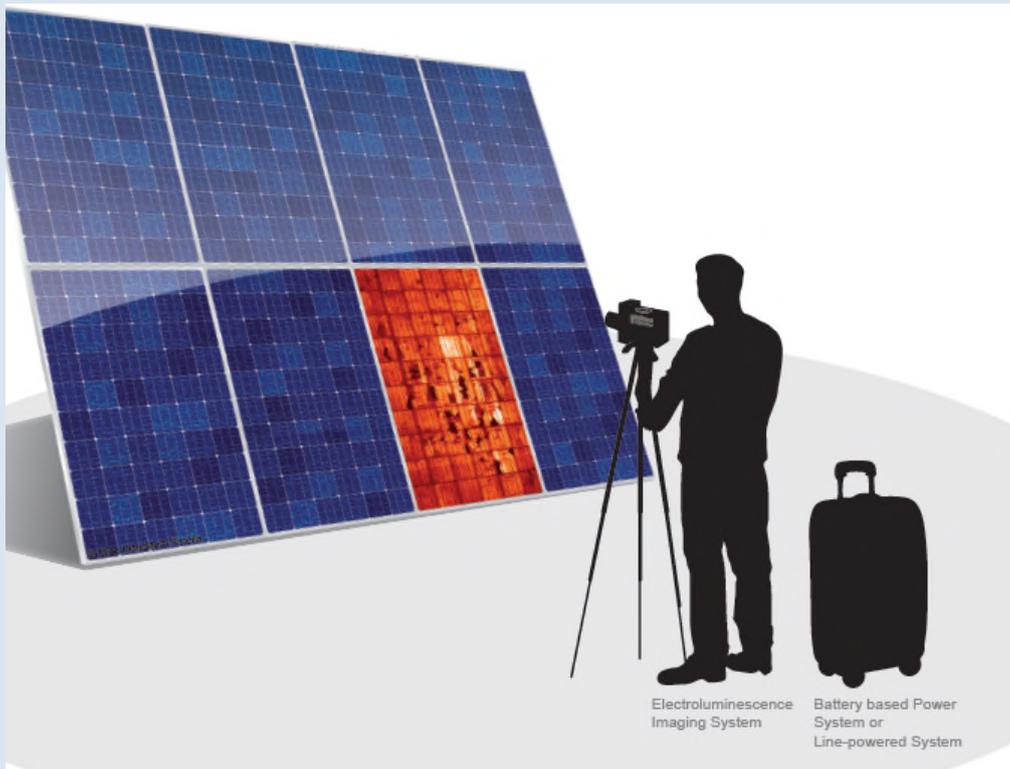
LKW-Anhänger mit Testzentrum für Vor-Ort Messungen

z. B. PV-MobiLab mit STC, IR, und EL



Mobiles System, Handwagen mit Batterie-Stromversorgung oder Versorgung vor Ort

z. B. 2 Outdoorsysteme von Greateyes zur Erfassung von EL-Aufnahmen vor Ort, Module oder ganze Strings



Zusammenfassung der Ergebnisse

Bei der Recherche wurde deutlich, dass eine Vielzahl von Messsystemen für die jeweilige Messaufgabe am Markt erhältlich ist, aber nur einige wenige Systeme, die eine Kombination der wichtigsten Messaufgaben bieten.

Untersucht wurden auch die unterschiedlichen Messtechniken und die Genauigkeitsklassen. Um Fehler auch in geringer Ausprägung bzw. im Frühstadium zuverlässig erkennen zu können, ist eine hohe Genauigkeit des Messsystems erforderlich. Dies trifft in besonderem Maß auf die Leistungsmessung zu. Im Projekt waren turnusmäßige Wiederholungsmessungen vorgesehen. Genauigkeiten von $\pm 5\%$, die Systeme mit LED-Flashern üblicherweise bieten, sind dafür nicht ausreichend. Zum Vergleich: übliche Degradationsraten liegen bei ca. 0,3 % -0,5 % (jährlich). Fehlerbedingte größere Degradationsraten könnten nur bei extrem leistungsmäßig beeinflussenden Fehlern wie PID erkannt werden.

Die vergleichsweise sehr hohen Anschaffungskosten für mobile Messsysteme mit Klasse AAA dagegen sind bei dem im Projektverlauf zwischenzeitlich stark veränderten PV-Marktbedingungen in Deutschland wie auch in Europa nicht durchsetzungsfähig. Ein Einsatz außerhalb Europas kommt wegen des logistischen Aufwandes aufgrund der Abmessungen und des Gewichts nicht in Frage.

Im Vorhaben wurde von einer Anschaffung eines derartigen mobilen Messsystems abgesehen, da eine weitere Verwendung aufgrund der Marktlage eher unwahrscheinlich ist. Die Feldmessungen werden visuell und mittels Elektrolumineszenz-Messungen durchgeführt.

Folgende Parameter wurden betrachtet:

Bauart:

Die Bauart des mobilen PV Testzentrums wirkt sich maßgeblich auf die Flexibilität hinsichtlich des Einsatzortes, die Anwendungsart, die Anzahl der Messmethoden und die geforderten Umgebungsbedingungen aus. Große Container und Anhänger haben den Vorteil, dass sie viel Platz für Messgeräte bieten und relativ witterungsunabhängig (da klimatisierbar) einsetzbar sind. Um an den Einsatzort zu gelangen, müssen dafür ein relativ großer Aufwand und längere Fahrtzeiten in Kauf genommen werden. Kleinere Transporter hingegen haben geringere Fahrtzeiten, dafür bieten sie nur begrenzt Platz für die Anwendung mehrerer Messmethoden. Der Handwagen ist begrenzt auf nur eine Messmethode, dafür können die Messungen flexibel an fest installierten PV-Modulen vorgenommen werden.

Anwendungsart:

Die Anwendungsart liefert eine Aussage hinsichtlich notwendiger Demontage der Module für die Durchführung der Messungen. Außer bei Messung mittels Handwagen müssen die PV-Module vor den Messungen demontiert werden, was einerseits je nach Tischkonstruktion (obere Reihen) aufwändig und mit Hilfsmitteln erfolgen muss und andererseits eine String-Abschaltung bedingt.

Durchsatz:

Der maximale Durchsatz pro Tag hängt neben der Durchsatzzeit von ca. 2 min pro Modul maßgeblich von der Anzahl der Personen ab, die die Messung durchführen. Maximal können innerhalb von 8 Stunden ca. 300 Module vermessen werden.

Messmethoden: Die fünf Messmethoden Elektrolumineszenz (EL), Infrarot-Thermographie (IR), Leistungsmessung (IV), Isolationswiderstand (Riso) und spektrale Empfindlichkeit (SR) können in keinem der untersuchten mobilen PV Testzentren komplett durchgeführt werden. Mit dem Handwagen sind nur EL-Aufnahmen möglich. Die beiden Transporter verfügen über je zwei Messmethoden. Die restlichen mobilen PV Testzentren decken drei bis vier Messmethoden ab.

Leistungsmessung:

In fünf mobilen PV Testzentren können die Leistungen von einzelnen Modulen mittels Flasher ermittelt werden. Zwei unterschiedliche Technologien kommen hier zum Einsatz: eine qualitativ hochwertige Blitzlichtlampe vom Hersteller Pasan oder ein LED Flasher. Die Messgenauigkeit der Leistung wird für die LED-Flasher mit $\pm 5\%$ und für den Pasan Flasher von EKZ mit $\pm 3,2\%$ angegeben.

Maximale Modulgröße:

Die Maximalmaße der zu vermessenden PV-Module betragen für das Testzentrum von MBJ 106 x 170 cm und für EKZ 110 x 190 cm. Module mit Standardgröße können folglich mit diesen Testzentren vermessen werden. Ein Einsatz bei größeren Modulen, die z. B. eine Kan-

tenlänge von 2 m besitzen, ist nicht möglich, aber auch für die Referenzanlagen mit typischen Modulgrößen von ca. 100 x 166 cm nicht erforderlich.

Elektrolumineszenz:

Die EL-Bilder werden in den Testzentren von MBJ und Suncycle mit je 2 NIR-CDD Kameras zellweise aufgenommen und softwareseitig zu einem Modulbild wieder zusammengesetzt. Die Auflösung für ein Modul beträgt bis zu 20 Megapixel. Der mobile Handwagen von greateyes besteht aus einer EL-Kamera und einer Batterie für die Bestromung ein bis drei in Reihe geschalteter Module. Für die Bestromung ganzer Stränge wird eine externe Stromversorgung benötigt. Die Aufnahmen mit dem Handwagen von greateyes werden nachts oder in der Dämmerung durchgeführt. Die EL-Aufnahmen der Module oder Stränge erfolgt bei dieser Methode im installierten Zustand.

Infrarot-Thermographie:

Im mobilen PV Testzentrum von MBJ können die Module mittels einer an den Prüfaufbau angeschlossenen Hand-Infrarotkamera thermographisch vermessen werden.

Spektrale Empfindlichkeit:

Im mobilen PV Testzentrum von EKZ lässt sich neben der Modulleistung auch die spektrale Empfindlichkeit der Module ermitteln.

Isolationswiderstand:

Der Isolationswiderstand einzelner PV-Module kann im mobilen PV Testzentrum von PVLAB bestimmt werden.

Umgebungsbedingungen:

Je nach Bauart können die Messungen unabhängig von Niederschlag und Einstrahlung durchgeführt werden. In den mobilen PV Testzentren von Kirchner und PVLab ist eine Messung auch bei starkem Regen möglich, da sowohl Prüfung als auch Bestückung im Inneren erfolgt. Bei MBJ und Suncycle müssen die Module über die hintere Öffnung des Transportgerätes direkt in den Prüfaufbau eingeführt werden. Am Testzentrum von EKZ wird der Flashertunnel getrennt vom Transportwagen an dessen Hecköffnung montiert und ist folglich witterungsanfällig. Um die angegebenen Genauigkeiten der Leistungsmessungen zu erreichen, dürfen die Temperaturen nur in einem gewissen Bereich korrigiert werden. Dieser Bereich wird nicht von allen Herstellern angegeben. Die EL-Aufnahmen von Greateyes können aufgrund der Anwendung bei installierten Modulen nur bei sehr geringen Einstrahlungen (Dämmerung) durchgeführt werden.

Tabelle 3: Tabelle 4: Übersicht mobiler PV Testzentren sortiert nach Hersteller

Parameter <small>Hersteller</small>	Kirchner	MBJ	EKZ	Suncycle	PVLAB	Greateyes
Bauart	Container	Anhänger	Transporter	Transporter	Anhänger	Handwagen
Anwendungsart	Modul demontiert	Modul demontiert	Modul demontiert	Modul demontiert	Modul demontiert	Modul oder Strang im Feld
Durchsatz	k. A.	100 in 8h pro Person	200 pro Tag	<2min / pro Modul	k. A.	500-1000 pro Batterie
Messmethoden	EL, IR, IV	EL, IR, IV	IV, SR	EL, IV	EL, IR, IV, R _{iso}	EL
IV Leistungsmessung (Flasher)	Class AAA	LED, P _{max} ±5 %	Pasan, Class AAA P _{max} ±3,2 %	LED, P _{max} ±5 %	Pasan Class AAA	n. v.
Max. Modulgröße	k. A.	106 cm x 170 cm	110 cm x 190 cm	k. A.	k. A.	n. v.
EL Elektrolumineszenz	k. A.	2 x NIR-CDD, 300 µm / pixel	n. v.	2 x NIR-CDD, 400 µm / pixel	k. A.	1024 x 1024 Pixel, 16bit
IR Thermographie	k. A.	160x120 p T ±2°C	n. v.	n. v.	k. A.	n. v.
SR Spektrale Empfindlichkeit	n. v.	n. v.	Pasan, 15 Interferenzfilter 400-1100nm	n. v.	n. v.	n. v.
R _{iso} Isolationswiderstand	n. v.	n. v.	n. v.	n. v.	k. A.	n. v.
Umgebungsbedingungen	Niederschlagsunabhängig	10°C-40°C / kein starker Niederschlag	15°C-35°C / kein Niederschlag	kein starker Niederschlag	Niederschlagsunabhängig	Dämmerung, nachts kein Niederschlag

(k. A. = keine Angaben zur Qualität, n. v. = nicht vorhanden)

UAP 2.3: Qualitätsaudits an 5 Großinstallationen

Das Ziel dieses UAP besteht in einem Qualitätsscan für die Referenz-Anlagen als Beispiele für übliche Qualitäts-Standards in installierten PV-Anlagen in Deutschland.

Mit Hilfe von Messungen im jeweiligen Park selbst soll mittels einer Stichprobenmessung ein Überblick über die Qualität der installierten Module in der Anlage und die vorliegenden Auffälligkeiten und Fehlerbildern gewonnen werden. Folge-Untersuchungen an einer Untermenge der Stichprobe in regelmäßigem Turnus sollen mögliche Fehlerentwicklungen aufzeigen. Des Weiteren wird aus jedem Park ein Referenz-String ausgewählt, an welchem über einen Zeitraum von 3 Jahren ein String-Monitoring angeschlossen wird.

Über dieses Referenz-String-Monitoring soll im Ertragsvergleich mit anderen parallelen Strings bzw. Wechselrichtern im Park analysiert werden,

1. ob signifikante (messbare) Unterschiede auftreten, die u.a. auf vorliegende Fehlertypen zurückzuführen sind.
2. ob sich diese Unterschiede entwickeln, d.h. ob die im Park vorhandenen Fehlerbilder eine dynamische Komponenten aufweisen.

Dazu sollte der Referenz-String idealerweise aus Modulen bestehen, die keine besonderen Auffälligkeiten zeigen und somit lediglich eine „natürliche“ Degradation erfahren. Auf diese in jedem Modul und jeder Anlage vorhandenen Alterungsmechanismen wird im Abschnitt II 2.3 AP3 ab S. 77 eingegangen. Die Herausforderungen beim praktischen String-Monitoring und dessen Ergebnisse sind Inhalt des nachfolgend beschriebenen UAP 2.4. ab S. 81.

In allen Referenz-Parks wurden Referenzstrings ausgewählt, die für ein Leistungsmonitoring hinsichtlich der Modulbelegung und der Lage im Park in Frage kommen. Die Referenz-Strings enthielten zwischen 14 und 24 Modulen. Durch Qualitätsmessungen im Prüflabor des TÜV Rheinland wurden 2014 jeweils die im String installierten Module auf Auffälligkeiten untersucht. Bei drei der Referenz-Anlagen wurden nach drei Jahren Betriebszeit die Module der Referenz-Strings ein zweites Mal im Labor vermessen und die Ergebnisse mit der Erstmessung verglichen.

Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Erstmessungen (EL) an repräsentativen Stichproben in 5 Referenz-Anlagen (5 x 400 Module Module) ergaben folgende Fehlerhäufigkeiten in vier manuell ausgewerteten Parks: (Verantwortliche Durchführung und Quelle: Sunnyside upP Abschlussbericht PVScan 2015)

Tabelle 5: Fehlerauftreten nach EL-Stichprobenmessung in 4 Parks (ohne Bayern und Sachsen)

	Mikrorisse	Krähenfüße*	Zellbrüche	Fingerfehler	Inhomogenität (Flecken)
SH Freiland	3,7 %	1,3 %	0,5 %	0,0 %	0,1 %
RP Freiland	1,0 %	0,4 %	0,6 %	0,0 %	0,6 %
NRW Freiland	1,3 %	0,3 %	0,7 %	4,2 %	0,0 %
NRW Dach	1,4 %	7,4 %	0,9 %	0,2 %	12,5 %
Total	1,9 %	2,3 %	0,7 %	1,1 %	3,3 %

* Spezielle Form von Mikrorissen ausgehend von den Busbars

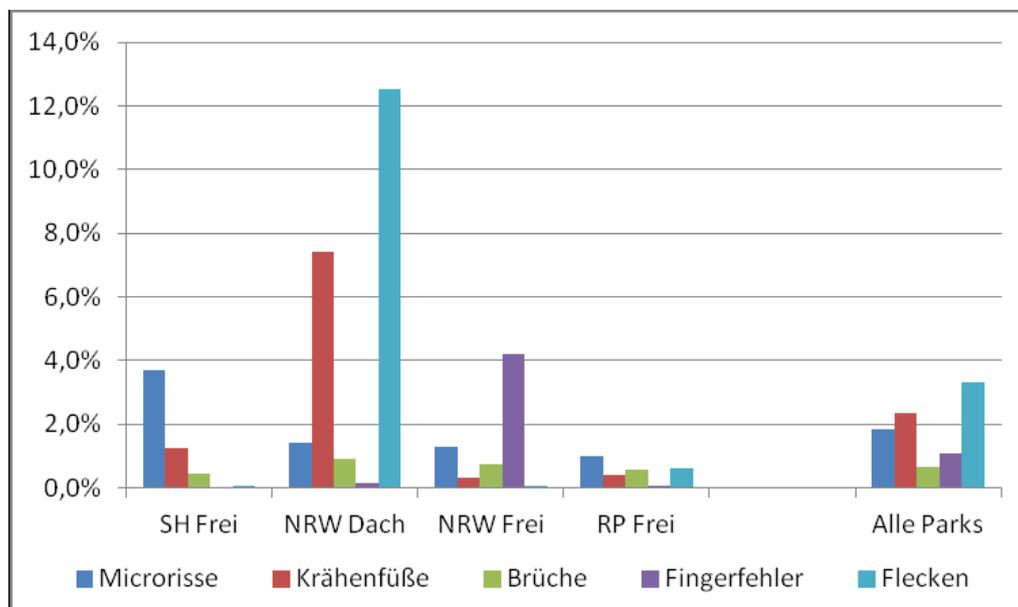


Abbildung 9: Fehlerauftreten nach Parks sortiert (Quelle: Sunnyside upP Abschlussbericht 2015)

Die Grafik zeigt ein differenziertes Fehleraufkommen bei den analysierten Parks. Es existiert kein klares Ranking der betrachteten Fehlertypen über die Parks. Das Auftreten der beobachtenden Fehlertypen ist neben allgemeinen Risiken während Transport, Installation und

Betrieb auch vom spezifischen Herstellungsprozess abhängig. Die Überlagerung der verschiedenen Einflussfaktoren erbringt bei der Untersuchung von nur 4 Parks keine eindeutigen „Favoriten“.

Geeignete Untersuchungen Dritter zur Validierung der ermittelten Fehlerhäufigkeiten liegen aktuell nicht vor. Bisherige Studien mit einer statistisch relevanten Größe untersuchter Module beziehen sich im Allgemeinen auf visuelle und thermographische Untersuchungen, die keine Identifikation von Mikrorissen oder Fingerfehlern ermöglichen. Größere Anzahlen an EL-Untersuchungen im Feld sind wegen der technisch und zeitlich aufwändigen Einzeluntersuchung bei Dunkelheit oder alternativem Abbau des Moduls nicht vorhanden. Entwicklungen in Richtung Tages-Elektrolumineszenz könnten hier zukünftig Abhilfe schaffen.

Insgesamt wurden als häufigster Fehlertyp die Mikrorisse (inkl. Krähenfüße) diagnostiziert. Es sind insgesamt >3 % der Zellen diesbezüglich betroffen. Zur Veranschaulichung: bei einem 60 Zell-Modul wären durchschnittlich 2 Zellen mit Mikrorissen versehen, wobei auch mehrere Risse oder „Multirisse“ in einer Zelle auftreten können. Nimmt man die Fehlerkategorie Zellbrüche, also schwere Risse, die leistungsgeminderte oder komplett isolierte Zellbereiche aufweisen dazu, sind es bereits ca. 2,5 Zellen je Modul.

Der aus Kapazitätsgründen nicht ausgewertete Park In Sachsen zeigte bei jedem Modul des Referenz-Strings Mikrorisse mit und ohne Brüche, wie nachfolgend detailliert ausgeführt wird. Es kann davon ausgegangen werden, dass dieser Park die durchschnittliche Fehlerhäufigkeit signifikant anheben würde. Im Park in Bayern dagegen wurden kaum Mikrorisse im Referenz-String gefunden.

Die im Vorhaben ermittelten Fehlerhäufigkeiten spiegeln daher eine gewisse Bandbreite deutscher PV-Installationen aus den Baujahren 2009 bis 2012 wider, erheben aber keinen Anspruch auf eine allgemeine Gültigkeit. Die Fehlerraten sind stark vom jeweiligen Produkt und den Installations- und Betriebsbedingungen abhängig.

Die einzelnen Parkhäufigkeiten helfen bei der Beurteilung der Güte des Referenz-Strings und Einordnung der Leistungs-Monitoring-Ergebnisse.

Die Präzisionsmessungen bei den Modulen der Referenzstrings ergaben in 2014 zu Beginn des Projekts bei 4 der untersuchten 6 Parks STC-Leistungswerte (TR-Prüflabor), die im Toleranzbereich unter Berücksichtigung einer üblichen Degradationsrate von 0,3 % liegen. In einem Park wurden, wie bereits erwähnt, ausgeprägte PID-Effekte und in einem weiteren Park eine leicht erhöhte Degradationsrate festgestellt.

Bei den durchgeführten Zweitmessungen wurden in zwei Parks durchschnittliche Degradationsraten von vergleichsweise eher geringen -0,2 % festgestellt, während ein dritter Park mit -0,5 % am vergleichsweise oberen Bereich üblicher Werte liegt. Bei diesem Park gab es eine

besonders große Spanne bei den gemessenen Leistungsverlusten während der 3-jährigen Zeitspanne 2014 - 2017.

Tabelle 6: Leistungsmessungen der Module des Referenzstrings

Nr.	PV Park	Module	Toleranz.	Ergebnis	Bewertung Pmpp 2014	Bewertung Degrad. 2014-2017
1	Bayern Freiland	Polykristallin SF 150H -190 W	190 Wp \pm 3 % P _{min} =183 Wp	Ø Diff: -1,7 % P _{min} =185Wp	OK	-
2	Rheinland Pfalz, Freiland	Polykristallin PS240P-20 / U	240 Wp \pm 3 %	Ø Diff. -2 %	OK	Ø -0,5 % Min: -0,3 % Max -1,3 %
3	Schleswig Holstein, Freiland	Poly / Mono JAP6-60-230	230 W \pm 3 %	Ø Diff. -7 %, Minimum -39 %	fehlerhaft (PID)	-
4	NRW Freiland	Polykristallin SF 200A-220	225 W \pm 2,5 W	Ø Diff 0,7 %	OK	Ø -0,2 % Min: 0,2 % Max: -0,4 %
5	NRW Dach	Monokristallin SE 180	180 W +3 % / -0 % P _{min} =177 Wp	Ø Diff 3,2 % P _{min} =170 Wp	OK Degradation ist höher als üblich	Ø -0,2 % Min: 0 % Max -0,7 %
6	Sachsen Freiland	Polykristallin LDK Solar 225P-20	225 W \pm 3 % P _{min} =218Wp	Ø Diff +0,2 % P _{min} =220 Wp	OK (besser als durchschn.)	-

Tabelle 7: EL und IR-Merkmale der Module aus den Referenz-Strings

Nr.	PV Park	EL	IR
1	Referenz Bayern	Insgesamt wenig Auffälligkeiten, bei einigen Zellen Gridfinger-Unterbrechungen, 1 Modul zeigt einen nicht aktiven Zellbereich (s. IR)	1 Modul mit erhöhter Temperatur in einem Zellbereich soll gesondert beobachtet werden, sonst alles im normalen Schwankungsbereich
2	Rheinland-Pfalz	Wurde noch nicht durchgeführt, wird 2. HJ 2014 nachgeholt	Wenige Auffälligkeiten, homogen im Feld verteilt. Einzelne erwärmte Zellen mit $\Delta T=5-10K$. 1 Modul mit $\Delta T>10K$ soll gesondert beobachtet werden.

3	Referenz Schleswig-Holstein	Aufgefundene Patchworkmuster bei den Modulen 19 – 24 (sortiert nach gemessener Leistung). Hier sind ganze Zellen schwarz, d.h. diese tragen nicht zur Stromgewinnung bei. Darüber hinaus wurden Module mit längeren Mikrorissen und resultierenden nichtaktiven Bereichen detektiert.	Patchworkmuster zeigen sich auch in den zugehörigen IR-Aufnahmen im Feld und im Labor, sonst keine weiteren Auffälligkeiten
4	Referenz NRW Freiland	Insgesamt wenig Auffälligkeiten, bei 2 Modulen wurden Mikrorisse festgestellt, sowie bei mehreren Modulen Unterbrechungen der Gridfinger	Keine Auffälligkeiten erkannt
5	Referenz NRW Dach	Insgesamt häufige Auffälligkeiten wie: dunkle Flecken, fehlerhafte Gridfinger, Mikrorisse, teilweise mit inaktiven Bereichen, Fingerunterbrechungen auf den Zellen	Es wurden einige thermographisch auffällige Module vor Ort getauscht, sodass im Referenzstring keine Module mit $\Delta T > 10K$ enthalten sind.
6	Referenz Sachsen	Trotz sehr guter Leistungswerte zeigen einige Module deutliche Mikrorisse und inaktive Bereiche. Muster deuten auf Schäden beim Handling hin.	IR-Aufnahmen sind nicht verwertbar.

Die mittels EL- und IR-Messung analysierte Modulqualität ergab bei einigen Modulen der Referenz-Strings Auffälligkeiten, wie Mikrorisse in den Zellen, teilweise mit reduzierter Zellaktivität bis hin zu inaktiven Zellbereichen, Kontaktfehler in Busbars mit der Folge asymmetrischer Stromflüsse in den betroffenen Zellen und Gridfehler verschiedener Größenordnung.

Auffallend war weiterhin häufiger ein „Zell-Mismatch“ in den Modulen. Dies betrifft einerseits Zellen unterschiedlicher Leistungsfähigkeit als auch Zellen aus offensichtlich verschiedenen Fertigungen innerhalb 1 Moduls. Es wurden darüber hinaus Zellen mit inhomogener Performance festgestellt ebenso wie Randzellen (verminderte Zellaktivität an 1 oder 2 Rändern).

Bei allen Vergleichsmessungen wurde nach Korrelationen zwischen Leistungsänderungen und Auffälligkeiten / Fehlerbildern in den Zellen, besonders Mikrorissen gesucht.

Fazit

- 
 Insgesamt gab es nur wenige Veränderungen der Auffälligkeiten in den Zellen. Die Module erwiesen sich als sehr stabil. Auch vorhandene Mikrorisse zeigten nur in Ausnahmefällen eine Verschlechterung (Entwicklung). Die ist vor dem Hintergrund einer mehrfachen Montage und Transportbelastung und Handling im Labor bemerkenswert.

- Es konnte keine Korrelation zwischen Mikrorissen und einer erhöhten Degradation festgestellt werden.
- Bei einem Referenz-String im Park (Sachsen) waren alle Module von Multi-Mikrorissen einschließlich leistungsgeminderter Zellbereiche betroffen. Hierbei zeigte eine Übersicht eine Tendenz zwischen Leistungs-Ranking im String und der Anzahl betroffener Zellen im Modul. Eine Zweitmessung wurde hier wegen der sehr großen Entfernung zum Labor und der damit verbundenen möglichen Transporteinflüsse auf die Risse nicht vorgenommen.
- Es wurde kein Zusammenhang zwischen der Performance in der Erstmessung und der Zweitmessung gefunden, d.h. Module mit einer vergleichsweise hohen Leistung in 2014 degradierten nicht weniger als in 2014 schlechter performende Module. Hier hat die Herstellersortierung bei Auslieferung einen Einfluss, ebenso wie die Anfangsdegradation (LID)
- Module mit einer vergleichsweise höheren Degradation wiesen häufig deutlichen Zell-Mismatch auf. Es wird angenommen, dass differierende und inhomogene Zelleistungen mittelfristig einen zunehmenden Einfluss auf die Modulleistung insgesamt haben. Die Modulqualität und Zellsortierung spielt nicht nur bei der initialen Leistungsfähigkeit eine entscheidende Rolle, sondern hat auch erheblichen Einfluss bei der nachhaltigen Performance über die Betriebsdauer.
- In einem Park wurde PID diagnostiziert mit einer klaren Leistungsminderung der Randmodule nach 2 Jahren Betriebszeit. Passend dazu zeigten EL- und IR-Messungen das typische Patchworkmuster in abgestuftem Schweregrad.

Messungen an „repräsentativen Stichproben“

Für die Definition einer repräsentativen Stichprobe wurde durch den Projektpartner RWTH Aachen ein statistisch gesichertes Verfahren entwickelt, bei dem individuelle spezifische Faktoren der Parks wie Anzahl der Modultypen, Bauabschnitte, Tischkonstruktion u.a. berücksichtigt wurden. Für jeden Park wurde eine Grundgesamtheit von insgesamt 400 Modulen als hinreichend genau angesehen und nach statistischen Unabhängigkeitsvariablen ausgewählt. Unter praktischen Erwägungen erfolgte eine Clusterbildung mit einem Ankermodul und benachbarten Modulen. Hiermit wird auf den Bericht der RWTH Aachen verwiesen.

Diese Module wurden im Feld durch den Projektpartner Sunnyside upP untersucht. Neben der visuellen Inspektion wurden EL-Bilder vor Ort mit einer eigens entwickelten Rahmenkonstruktion und mit speziellen Filtern versehenen hochauflösenden Kamera während Dunkelheit aufgenommen und anschließend in einem im Projekt-Team abgestimmten Verfahren manuell ausgewertet. Ergänzend wurde für dieses zeitaufwändige und subjektiv beeinflusste Verfahren (s. Abschlussbericht Sunnyside upP) wurde vom Projektpartner RWTH während des Projektes ein automatisiertes Auswertungsverfahren entwickelt, insbesondere um objektive Vergleiche mehrerer, in zeitlichen Abständen erhobener Messungen vornehmen zu können und Fehlerentwicklungen aufzuzeigen.

Die ursprünglich vorgesehenen Nachfolgemessungen konnten nicht durchgeführt werden. Der Zeitaufwand beim Messen und unter ungünstigen Bedingungen (bei erforderlicher Dunkelheit) erwies sich als deutlich höher als veranschlagt. Nach dem Ausscheiden des Projektpartners Sunnyside upP Anfang 2015 konnte dieser (Mehr-) Aufwand nicht durch andere Projektpartner aufgefangen werden.

Zusätzlich wären Kennlinienmessungen an diesen ausgewählten Modulen im Feld wünschenswert. Die Analysen der zu Projektbeginn erreichbaren Messgenauigkeit mit vertretbarem Zeit- und Kostenaufwand auch unter der Berücksichtigung der Akzeptanz bei einer angestrebten allgemeinen Empfehlung und Nachnutzung ergaben kein nutzbares Equipment. Üblicherweise erreichbare geringste Messungenauigkeit von 5 % bei Feldmessungen (ohne Demontage) werden als nicht ausreichend angesehen, um eine Evaluierung dynamischer Fehler im verfügbaren Zeitfenster von 3 Jahren vorzunehmen.

Eine weitere übliche Feldmessmethode ist die Thermographie. Sie ermöglicht die Identifizierung zusätzlicher Fehlerbilder wie Hotspots und Kontaktfehler bzw. Entwicklungen dieser Fehler. Eine umfassende manuelle Anwendung in den Referenzanlagen hätte im Gegensatz zur Elektrolumineszenz-Messung nur tagsüber und bei guten Wetterbedingungen mit hoher Sonneneinstrahlung erfolgen können. Der zusätzliche Erfassungsaufwand bei je 400 Modulen, verteilt in den großflächigen Anlagen, wäre aufgrund der Entfernungen von mehreren hundert Kilometern mit notwendigen Übernachtungen vor Ort bedeutend gewesen. Fehler, die mit Überhitzungen verbunden sind, werden in der Regel als schwerwiegend anerkannt mit entsprechendem Handlungsbedarf. Der Fokus im Projekt liegt allerdings bei den Fehlern, deren Bedeutung für die aktuelle und vor allem künftig zu erwartende Performance zum Projektstart noch unklar war. Dies trifft auf Fehlertypen, wie Mikrorisse oder teilisolierte Zellbereiche zu, die mit einer EL-Messung im Feld zuverlässig detektiert werden können. Wegen dem begrenzten Mehrwert im Vergleich zum Aufwand wurde daher auf eine Thermographie bei den Stichprobenmessungen verzichtet.

Detaillierte Ergebnisse der Referenz-String-Messungen und typische Beispiele

Referenz Nr. 1: Bayern (B) Freiland

Die erfolgte EL-Messung an der Modul-Referenz-Stichprobe konnte wegen Ausfalls des Projektpartners Sunnyside upP nicht fertiggestellt werden. Aussagen zur Qualität der Module beziehen sich daher ausschließlich auf die untersuchten Module des Referenz-Strings.

In diesem Park wurden insgesamt sehr wenig Auffälligkeiten im Referenz-String festgestellt. An einigen Modulen sind im EL-Bild Gridfinger-Unterbrechungen erkennbar, ansonsten kaum Mikrorisse oder andere Merkmale.

Beispielhaft ist nachfolgend ein Modul aus dem Referenz-String gezeigt, bei dem 1 Randzelle im EL-Bild auffällig ist.

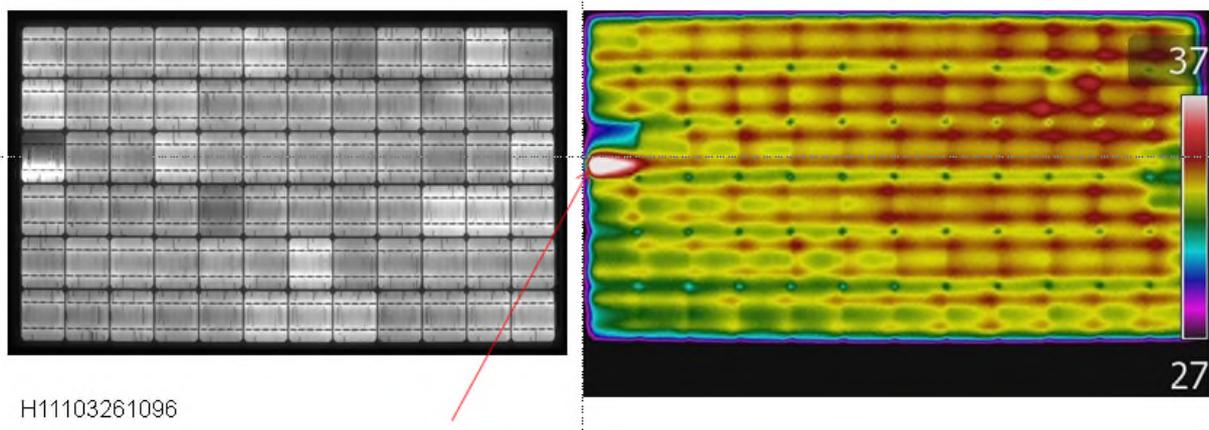


Abbildung 10: EL und IR Bild eines Moduls des Referenzstrings

Einer von 2 Busbars führt nur einen sehr geringen Strom mit der Folge eines asymmetrischen Stromflusses in der Zelle. Der andere Busbar muss quasi den gesamten Zellstrom führen und erwärmt sich im IR Bild entsprechend.

In den Untersuchungen eines Vorhabens zum Thema Brandrisiken in PV-Anlagen wurde festgestellt, dass bei nur 2 Busbars in den Zellen neben der erhöhten Degradation aufgrund der permanent höheren Betriebstemperatur auch ein Versagen des letzten stromführenden Busbars möglich ist, was im Worst case zu einer Lichtbogenzündung führen kann [Sepanski 15].

Alle Module liegen bei einer $190 \text{ Wp} \pm 3 \%$ Sortierung und angenommener Degradationsrate von $0,3 \%$ mit der gemessenen STC-Leistung im Erwartungsbereich, wie nachfolgend grafisch dargestellt ist. Der minimale Erwartungswert liegt bei 183 W .

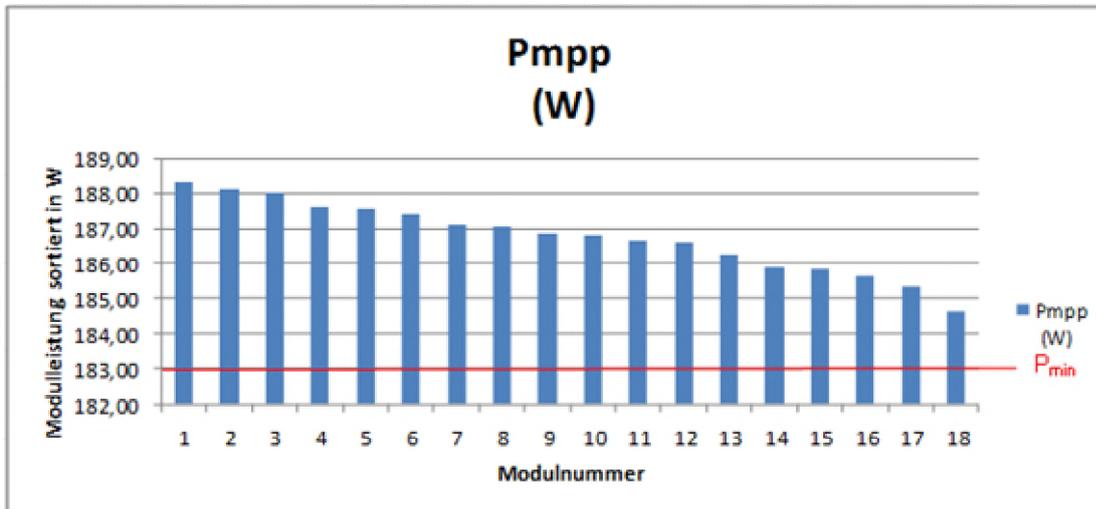


Abbildung 11: Nach P_{mp} sortierte Messwerte für die 18 Module des Referenzstrings in 2014

Referenz Nr. 2: Rheinland-Pfalz (RP) Freiland

Bei den EL-Messungen wurden bei einigen Modulen des Referenz-Strings deutliche Mikrorisse mit teilweise nicht aktiven Bereichen entdeckt sowie Module mit Gridfingerfehlern.

Die Stichprobenmessung ergab für diesen Park die vergleichsweise geringsten Fehlerhäufigkeiten. Dies spiegelt sich auch überwiegend im Referenz-String wider mit einer Ausnahme:

Während bei 400 Modulen verteilt im Park kein Modul mit Fingerfehlern gefunden wurde, wurde dieser Fehlertyp im Referenz-String aufgefunden.

Im IR-Bild sind im Referenz-String keine Besonderheiten erkannt worden. Bei einer Anlageninspektion in 2013 (vor Beginn des Vorhabens) wurden in der Gesamtanlage einige wenige thermographisch auffällige Module entdeckt, deren Temperaturdifferenzen als unkritisch eingestuft werden konnte ($\Delta T < 20K$).

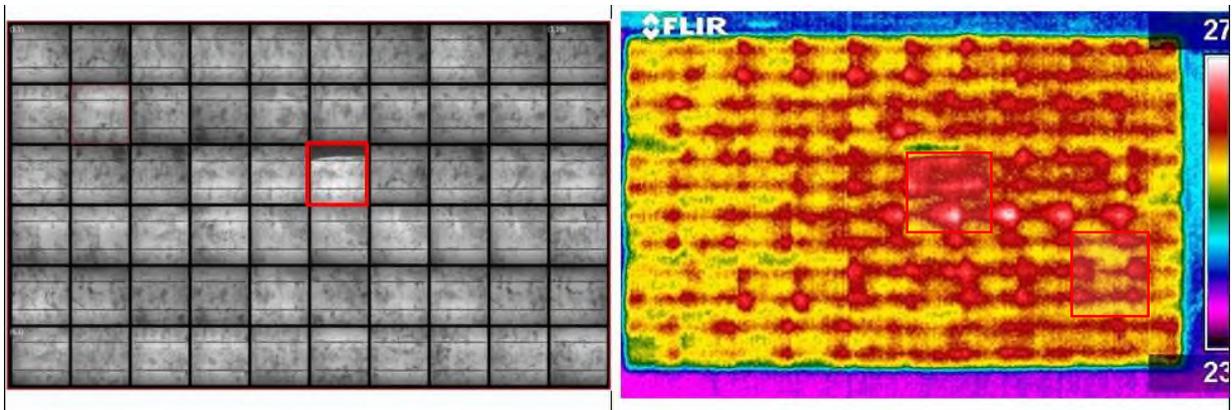


Abbildung 12: Beispiel für thermographisch auffälliges Modul im Referenzstring

Dieses Modul weist einen Zellriss (rot markiert) auf, der einen inaktiven Zellbereich bedingt, welcher auch im IR-Bild als vergleichsweise kühler sichtbar ist.

Etlliche Module im Referenz-String weisen unterschiedlich leistungsfähige Zellen auf, teilweise ist die Zelle in sich bereits inhomogen. Weiterhin gibt es Module, bei deren Zellen eine teilweise asymmetrische Stromführung erfolgt. Nachfolgendes Beispiel demonstriert diese Auffälligkeiten.

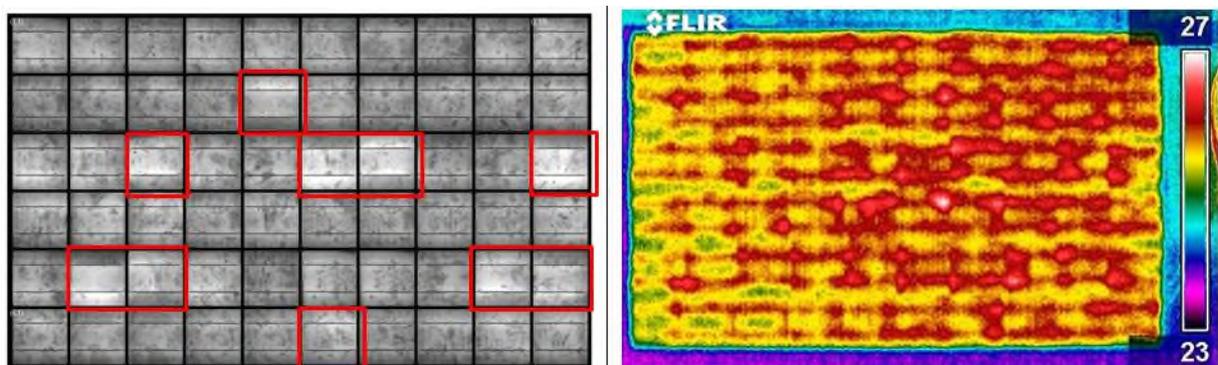


Abbildung 13: Beispiel für auffälliges Modul mit inhomogener Zelleistung im Referenzstring

Für die Module dieses Referenz-Strings wurde im November 2017 eine Wiederholungsmessung durchgeführt, um einen Quervergleich mit den Ergebnissen des Leistungsmonitorings herzustellen.

Wiederholungsmessung nach 3 Jahren

Zusammenfassung

Auch bei den Wiederholungslabormessungen der 24 Module des Referenzstrings ergaben sich keine als kritisch einzustufenden Auffälligkeiten.

Bei der Leistungsmessung im Labor wurde eine mittlere jährliche Leistungseinbuße gegenüber der Erstmessung von -0,5 % und damit an der oberen Grenze der üblicherweise angenommenen Degradationsrate festgestellt, wobei die einzelnen Module jedoch eine große Spannbreite aufwiesen.

Die im EL-Bild in der Erstmessung diagnostizierten Auffälligkeiten haben sich bis auf eine Ausnahme nicht signifikant verändert. Zellen mit vorhandenen Mikrorissen wurden einzeln untersucht. Es wurden mit Ausnahme eines Moduls trotz mechanischer Beanspruchung aufgrund der Montage- und Transportarbeiten ansonsten keine Fortentwicklungen oder neuen Risse festgestellt.

Bei vielen Modulen wurden Leistungsinhomogenitäten im EL-Bild sichtbar, die sowohl zwischen den einzelnen Zellen als auch innerhalb bestimmter Zellen auftreten und eine nicht gleichmäßige Zellqualität bedeuten. Es wird angenommen, dass die hierbei auftretenden Mismatchverluste im Modul eine Rolle im fortschreitenden Degradationsprozess spielen. Ein Modul zeigt diesbezüglich einen erhöhten Schweregrad sowohl in der Leistungseinbuße als auch im EL-Bild. Der Abfall des Füllfaktors weist auf eine nachlassende Qualität des Moduls hin. Dem Betreiber wurde dementsprechend eine Beobachtung (IR im Feld) und ggf. Austausch dieses Moduls empfohlen.

Fazit:

- ➡ Module mit Mikrorissen haben eine größere Performance-Stabilität nachgewiesen als erwartet.
- ➡ Es konnte keine Korrelation zwischen Mikrorissen und erhöhter Degradation festgestellt werden.
- ➡ Deutlicher Zell-Mismatch und Inhomogenitäten in den Zellen selbst werden als eine mögliche Ursache für eine erhöhte Degradation angenommen.

Ergebnisse im Detail

Die gemessenen P_{mpp} -Leistungen der Module sind nachfolgend sortiert in absteigender Reihenfolge der Messergebnisse (unabhängig von der Montagereihenfolge im String) dargestellt.

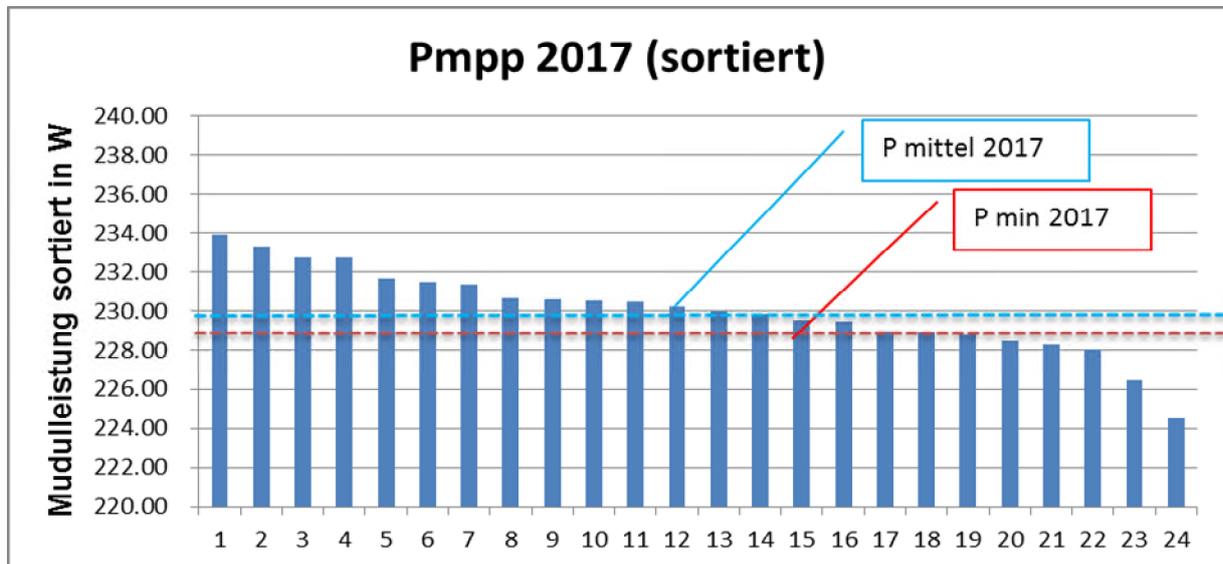


Abbildung 14: Nach Pmpp sortierte Messwerte für die 24 Module des Referenzstrings in 2017

Die Messwerte aller 24 Module liegen durchschnittlich über dem erwarteten Minimalwert bei Annahme von -0,3 % jährlicher Degradation. Die gemessene STC-Leistung von 5 Modulen (Nr. 19 – 24) liegt allerdings darunter.

Die Messwerte der 2. Messung sind in Abbildung 15 zusammen mit den Messwerten der 1. Messung aufgetragen. Die Sortierung erfolgt hierbei entsprechend der Ergebnisse der ersten Leistungsmessung im September 2014 in absteigender Reihenfolge.

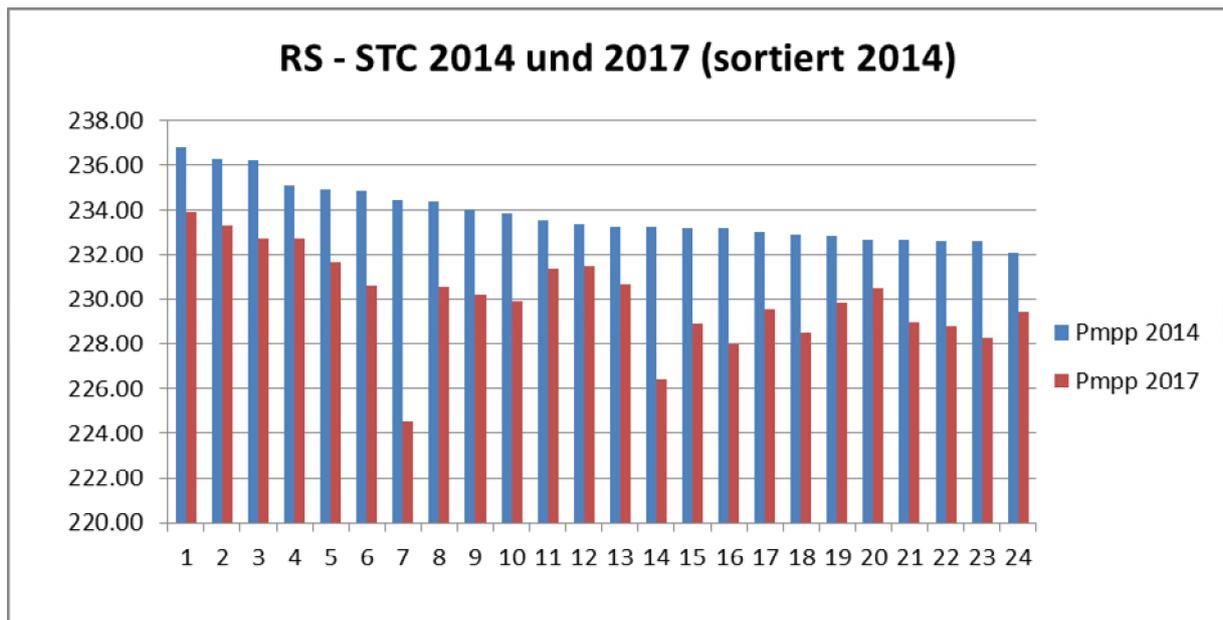


Abbildung 15: Vergleich der Messwerte in 2014 und 2017, sortiert nach den Messwerten in 2014

Es ist zu erkennen, dass eine stark differenzierte Leistungsminderung über den 3-Jahreszeitraum aufgetreten ist.

In Abbildung 16 sind die prozentualen Leistungsminderungen zwischen 2014 und 2017 der einzelnen Module in gleicher Sortierung wie in Abbildung 15 dargestellt.

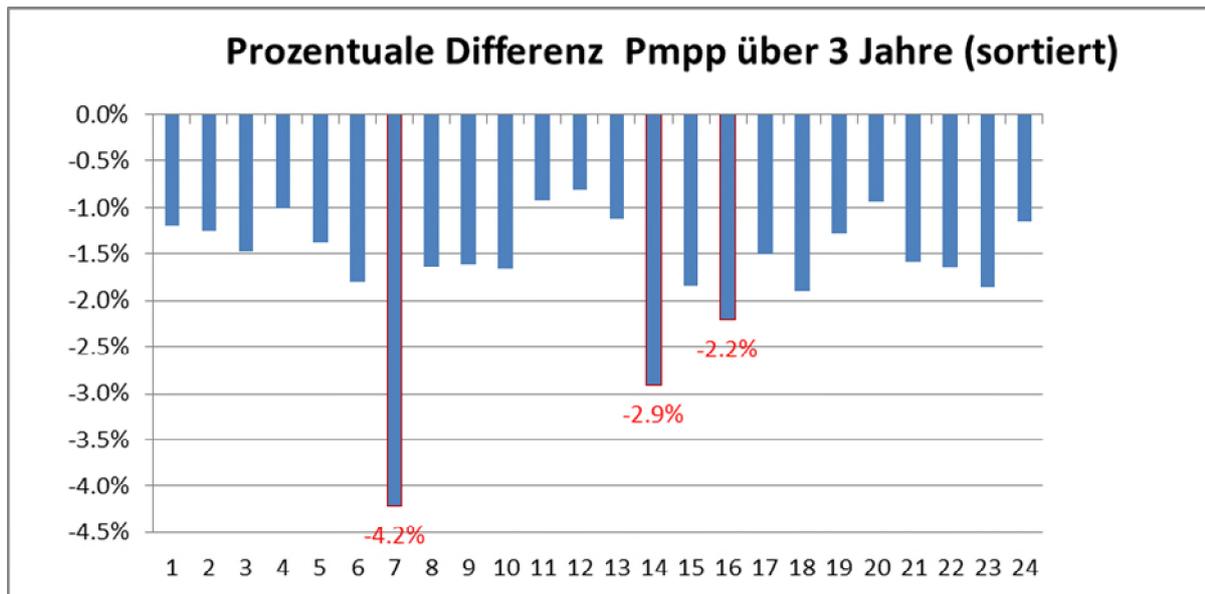


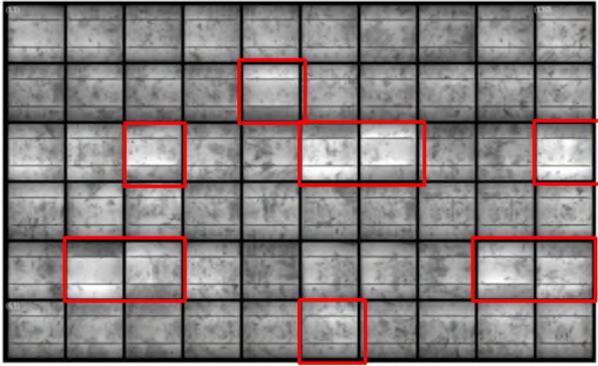
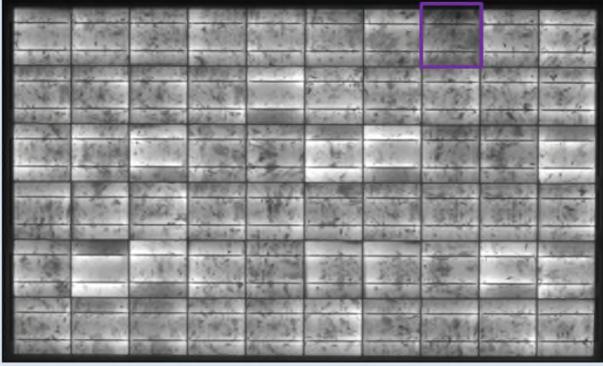
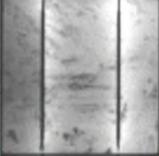
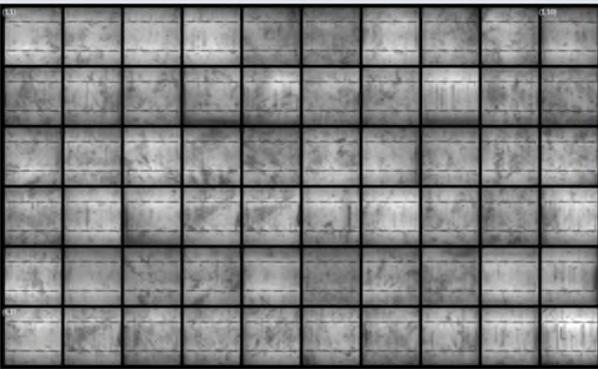
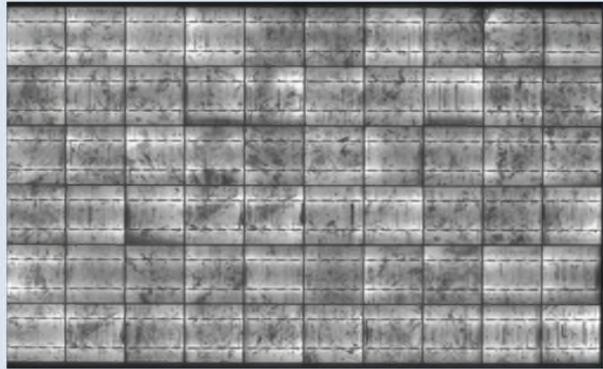
Abbildung 16: Prozentuale Differenz der STC-Messwerte (Degradation) sortiert analog Abbildung 3

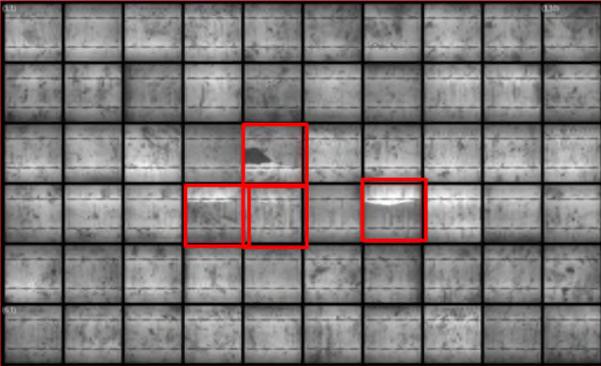
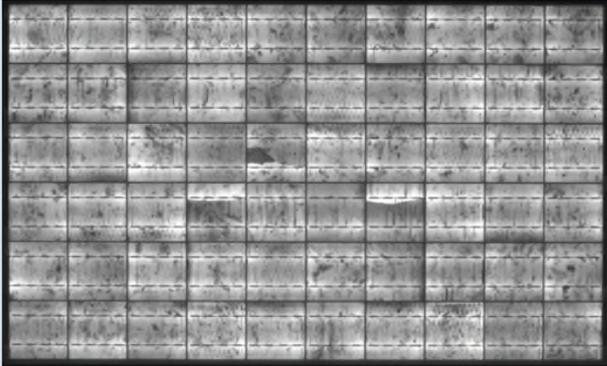
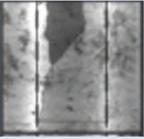
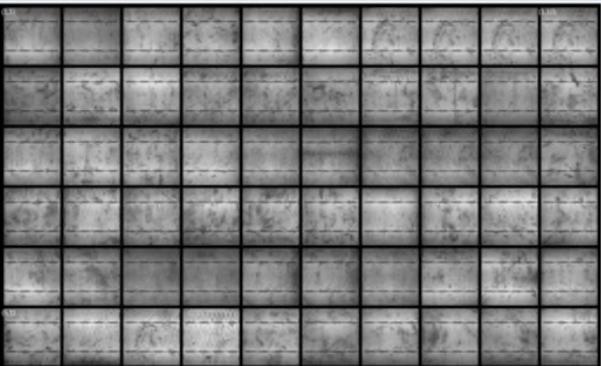
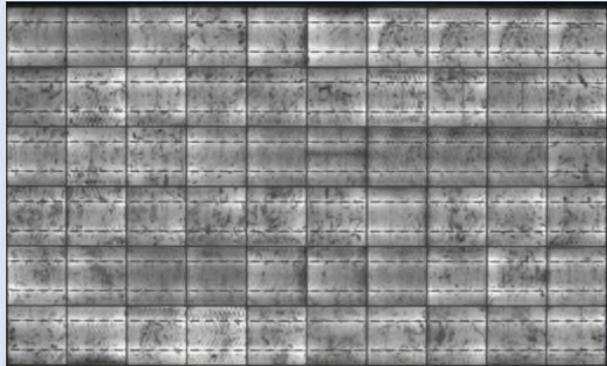
Besonders stark degradierte Module

Bei 3 Modulen (Nr. 7, 14, 16) sind Leistungsminderungen > 2 % über den 3-Jahreszeitraum gemessen worden. Für diese Module werden vergleichend die EL-Aufnahmen und zusätzlich die Flasherkurven analysiert. Ein Modul im üblichen Degradationsbereich (Nr. 13) dient als Referenz.

Tabelle 8: Gemessene Leistungen für die 4 ausgewählten Module

Modul	Messung 2014	Messung 2017	Leistungs-differenz	Ø Degradationsrate
Modul 7	234,42 W	224,54 W	-4,2 %	-1,3 % (max.)
Modul 14	233,22 W	226,43 W	-2,9 %	-0,9 %
Modul 16	233,2 W	227,99 W	-2,2 %	-0,7 %
Modul 13	233,26 W	230,67 W	-1,1 %	-0,3 %

Nr. 7	
	
<ul style="list-style-type: none"> • Verwendung von Randzellen (dunklere Zellränder) • Inhomogene Zelleistung • Auffallend asymmetrische Stromführung innerhalb 10 Zellen (z.B. 5-2, 5-3, 5-10) 	<div style="display: flex; justify-content: space-around;">   </div> <ul style="list-style-type: none"> • Keine sichtbare Veränderung in den markierten Zellen, z.B. hier 5-3. • 1 Zelle (1-7) erscheint 2017 dunkler (schlechter) → Kontrolle IV-Kurve • Ggf. IR Aufnahme im Feld (Mismatch mit diff. Zelltemperaturen?)
Nr. 14	
	
<ul style="list-style-type: none"> • Verwendung von Randzellen (dunklere Zellränder) • Zellen unterschiedlicher Leistung 	<p>Keine signifikanten Veränderungen sichtbar (trotz 2,9% Degradation!). Eindruck einer leichten Vergrößerung der Inhomogenität innerhalb und zwischen den Zellen. Es wird ein IV-Kurvenvergleich durchgeführt.</p>

Nr. 16	
	
<ul style="list-style-type: none"> • Verwendung von Randzellen (dunklere Zellränder) • 3 Zellen mit Zellriss, davon 1 mit unproduktivem Bereich (3-5, 4-4, 4-5, 4-7) • 1 Zelle mit Mikroriss quer (4-5) • Zellen unterschiedlicher Leistung 	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">  (3-5) </div> <div style="text-align: center;">  (4-7) </div> </div> <p style="text-align: center;">Keine sichtbaren Veränderungen (trotz Degradation von -2,2%).</p>
Nr. 13	
	
<ul style="list-style-type: none"> • Verwendung von Randzellen (dunklere Zellränder) • Zellen unterschiedlicher Leistung 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine sichtbaren Veränderungen.

Die Gegenüberstellung der EL-Bilder aus den 2 Messungen zeigt keine mit bloßem Auge erkennbaren Veränderungen in den auffälligen Zellen incl. bereits in 2014 vorliegender Mikrorisse. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass diese Module zwischenzeitlich mehrfach mechanischen Belastungen ausgesetzt waren, die beim Transport zum und vom Labor sowohl Demontage und Remontage trotz sachgemäßen Handlings nicht zu vermeiden sind. Alle Module einschließlich der Referenz zeigen bereits in 2014 eine deutliche Inhomogenität innerhalb der Zellen und Zellen verschiedener Leistungsfähigkeit (Zell-Mismatch). Besonders ausgeprägt ist dies bei Modul Nr. 7 mit dem größten gemessenen Leistungsabfall.

IV-Kurvenanalyse

Beim Modul Nr. 7, mit der größten Degradation, wurde eine Qualitätsminderung gegenüber 2014 deutlich, die sich in einer flacheren Kurve um den P_{mpp} Wert herumzeigt und aus einem geringeren Füllfaktor resultieren. Alle 3 Modulstrings haben annähernd gleichmäßig nachgelassen.

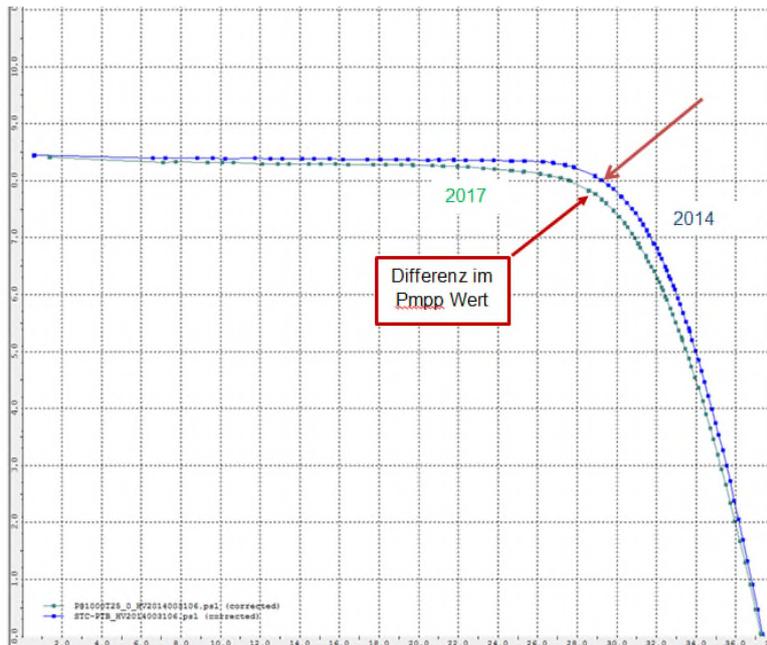


Abbildung 17: Flasher-IV-Kurven von 2017 und 2014 Modul 7

Die IV-Kurven der Module Nr. 14 und 16 zeigen einen deutlichen Unterschied im ISC-Bereich, wobei der Knick in der 2017er Kurve auf eine nicht homogene Leistungseinbuße in den 3 Modul-Strings hinweist. Ein String verursacht einen überproportionalen Nachlass. Im EL-Bild ist dieser „schlechtere“ String nicht direkt zu erkennen.

Ein geringerer Stromwert deutet auf einen vergrößerten Serienwiderstand im Modul hin, was z. B. durch degradierte Verbindungen verursacht werden kann.

Im EL-Bildvergleich sind neben der Inhomogenität in den Zelleistungen keine besonderen Auffälligkeiten zu erkennen. Differierende Zelleistungen bedeuten Mismatchverluste.

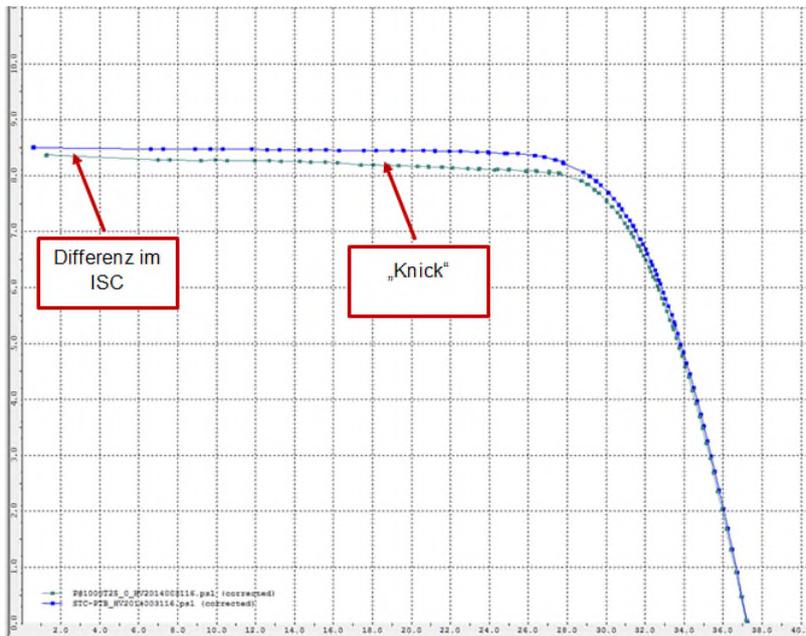


Abbildung 18: Flasher-IV-Kurven von 2017 und 2014 Modul 14 (Modul 16 ist analog)

Das Referenzmodul Nr. 13 zeigt dagegen fast gleiche I_{SC} -Werte bei einer leichten gleichmäßigeren Verringerung des Stromes ohne einen „Knick“ im Kurvenverlauf. Eine geringfügige Serienwiderstandserhöhung wird als „normale“ Degradation gewertet.

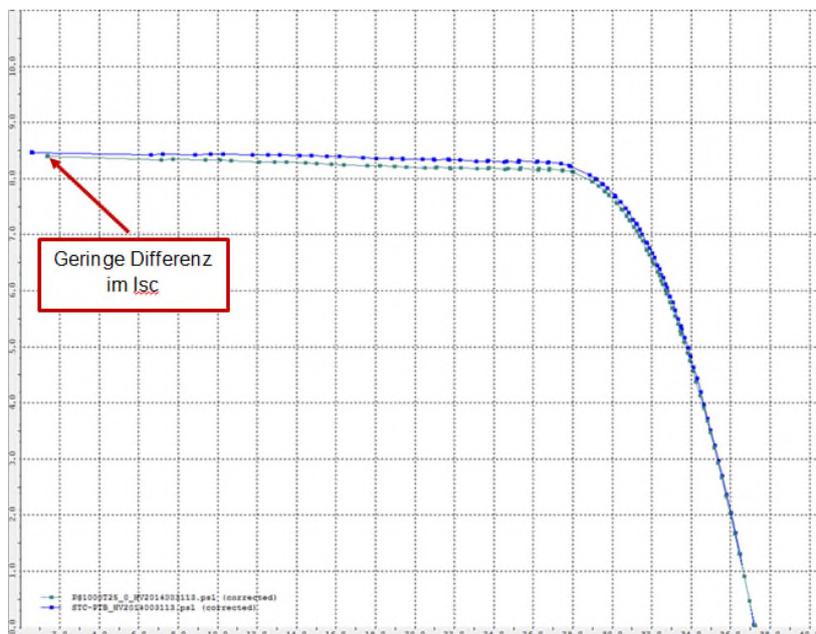
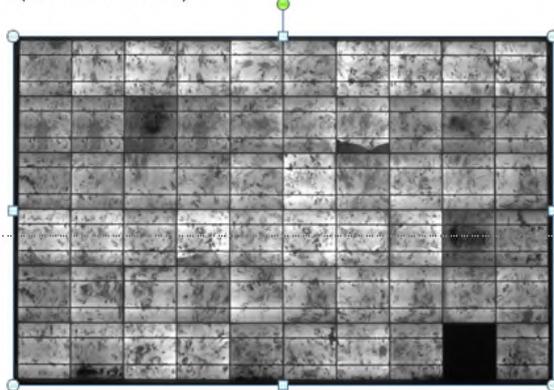


Abbildung 19: Flasher-IV-Kurven von 2017 und 2014 Modul 13 (Referenz)

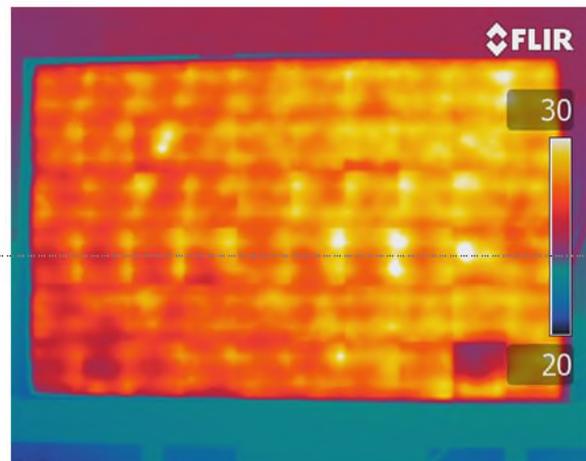
Referenz Nr. 3: SH Freiland

Die Messungen an den Modulen des gewählten Referenz-Strings ergaben den Befund PID bei der zum Messzeitpunkt seit ca. 2 Jahren im operativen Betrieb laufenden PV-Anlage. An drei aufgeführten Beispielen zeigt sich deutlich mit zunehmendem Schweregrad das typische Schachbrettmuster bei PID-behafteten Modulen, das mittels Thermographie detektiert wurde. Die Leistungsmessung ergibt eine dem Schädigungsgrad entsprechende deutliche Leistungsminderung (Abbildung 21). Aufgrund dieses Untersuchungsergebnisses wurde entschieden, dass diese Module für ein Langzeit-Leistungsmonitoring ungeeignet sind. Ein Austausch der Module (Geltendmachung der Herstellergarantie) wurde vom Betreiber gewünscht und nach der Messung auch initiiert.

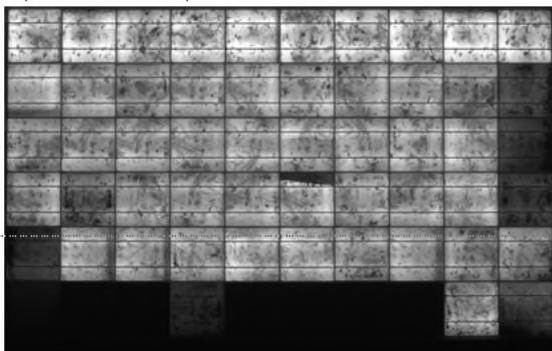
PID und Mikroriss mit inaktivem Bereich
(10 % Verlust)



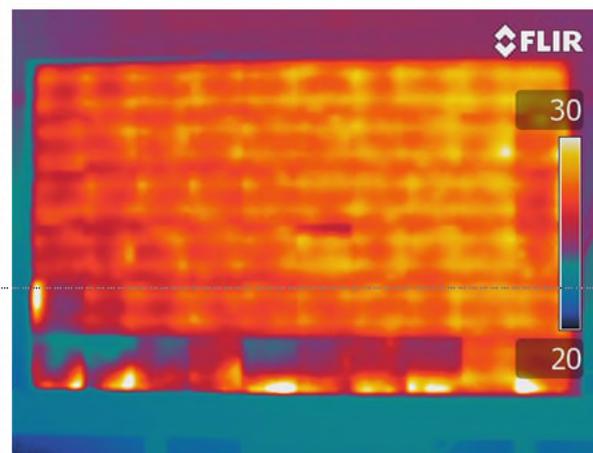
1011P602R601088036



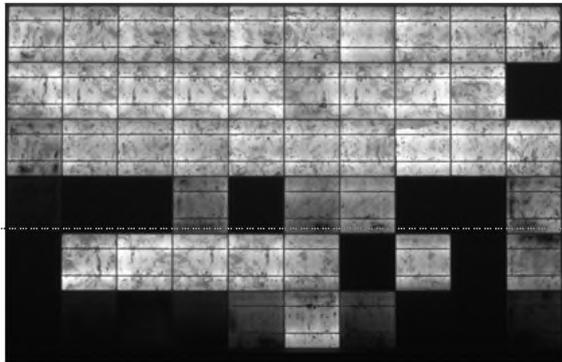
PID und Mikroriss mit inaktivem Bereich
(26 % Verlust)



1011P602R601086976



PID und Mikroriss mit inaktivem Bereich
 (39 % Verlust)



1011P602R601087810

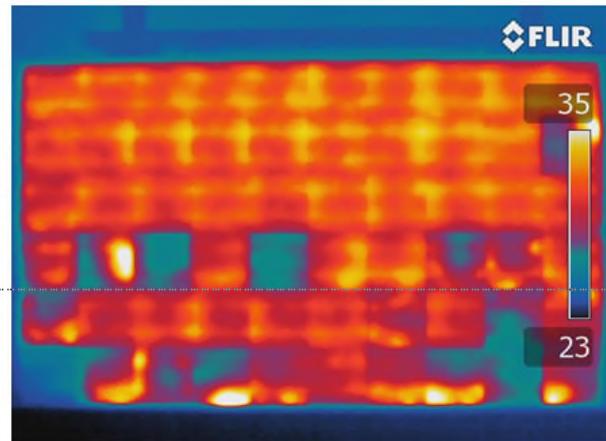


Abbildung 20: EL und IR-Bilder von Modulen mit vermuteter PID

Die Darstellung der Leistungen der Module im String zeigt den signifikanten Leistungsabfall der letzten 6 Module im String während die anderen 18 Module im Erwartungsbereich liegen.

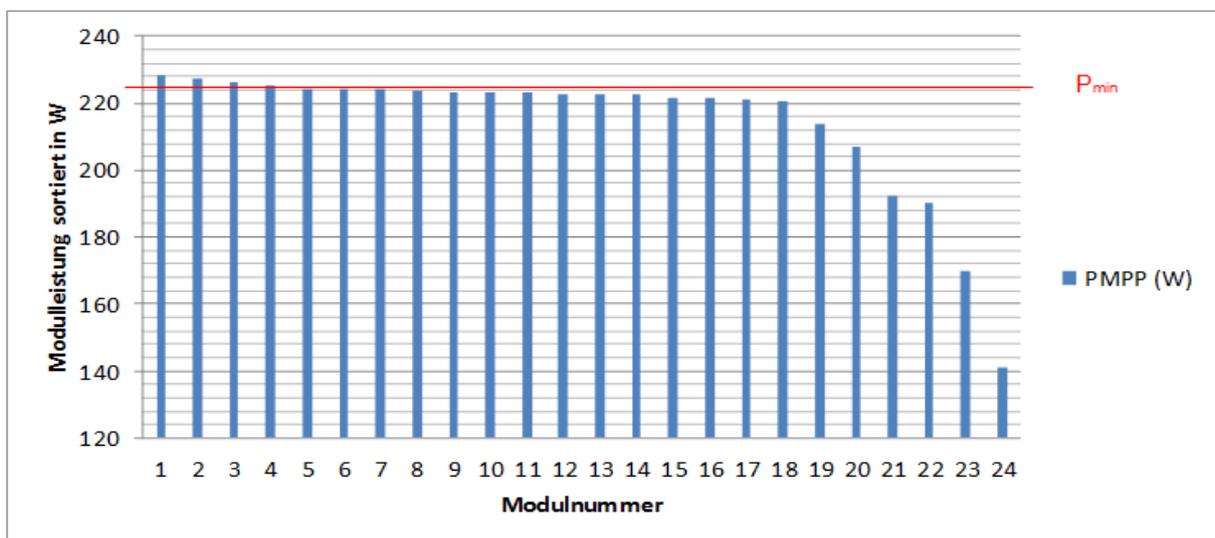


Abbildung 21: Leistungsmessung im Referenzstring Park SH (sortiert)

Referenz Nr. 4 NRW Freiland

Im vorgesehenen Referenzstring wurden in 2014 keine als kritisch zu bewertenden signifikanten Auffälligkeiten oder Fehler festgestellt.

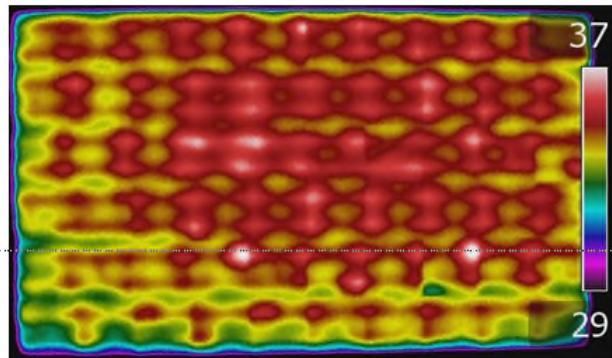
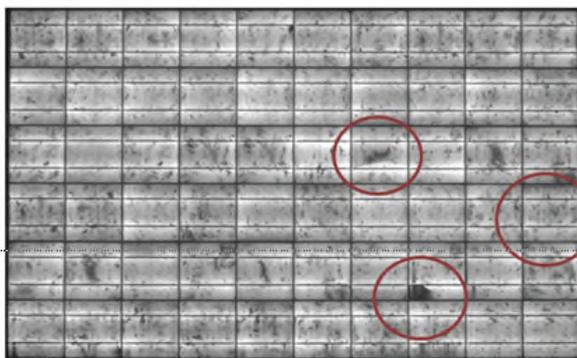
Die festgestellten Leistungs-Abweichungen lagen im Mittel bei - 0,7 % und maximal bei - 1,7 % zur angegebenen STC-Modulleistung. Damit liegen aller Module im zu erwartenden Toleranzbereich. Laut Moduldatenblatt (s. Anlage) sind $\pm 2,5$ W zulässig, welche einer Leistungsminderung von maximal 1,1 % entsprechen. Unter Berücksichtigung des Alters der Anlage (Inbetriebnahme 2009) und einer erfahrungsgemäß anzusetzenden mittleren jährlichen Degradationsrate für kristalline Module von -0,3 % sind auch STC-Leistungswerte für 2014 von -2,6 % als zulässig anzusehen (exkl. Messtoleranz).

Bei der Elektrolumineszenz Messung wurden als Besonderheit bei allen Modulen in unterschiedlich vielen Zellen und differenzierter Ausprägung dunklere Randbereiche, also Ränder mit Minderleistung festgestellt. Dies wurde bei der Leistungsklassifizierung durch den Hersteller berücksichtigt und stellt damit an sich eine Besonderheit, aber keinen Fehler dar. Bei der Wiederholungsmessung wird kontrolliert, ob es hier sicht- und / oder messbare Veränderungen gegeben hat. Weiterhin wurden bei einigen Modulen einzelne oder kleinere Gruppen mit Gridfingerabrissen gefunden, die als nicht kritisch eingeschätzt werden. Vereinzelt identifizierte Mikrorisse und Zellbrüche stellen ebenfalls kein besonderes Risiko für eine signifikante Verschlechterung der Modulperformance dar.

Bei der IR Messung wurden außer durch EL bekannte Fehlerbilder keine zusätzlichen Auffälligkeiten erkannt.

Beispiele für auffällige Module

Mikrorisse



Unterbrechungen der Gridfinger

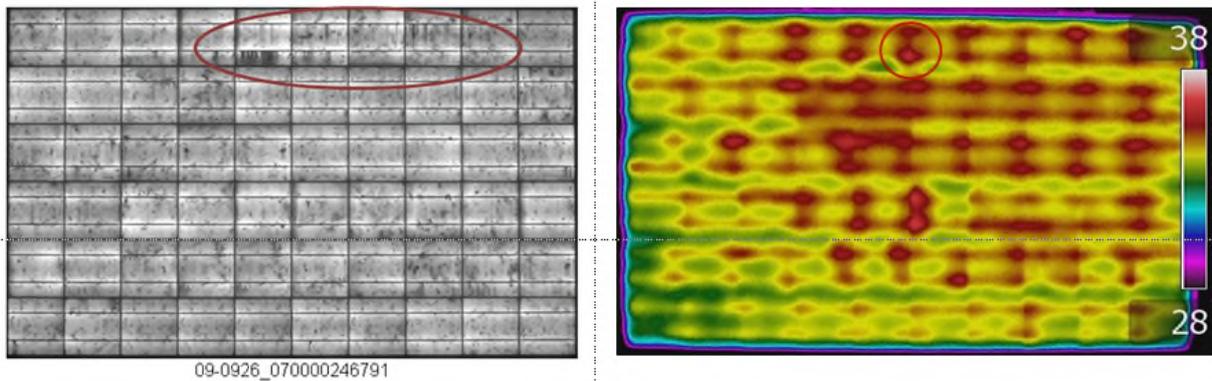


Abbildung 22: Auffällige Module im Referenzstrings: Oben: Zellen mit Mikrorissen Unten: Gridunterbrechungen

Wiederholungsmessung nach 3 Jahren

Alle 17 Module des Referenzstrings weisen auch in 2017 mit einer gemessenen maximalen prozentualen Abweichung von -2,1 % gegenüber Datenblatt unter Berücksichtigung einer allgemein angenommenen jährlichen Leistungs-Degradationsrate von 0,3 % eine STC-Leistung innerhalb des Erwartungsbereichs auf (min. 217 Wp).

Gegenüber 2014 ist die durchschnittliche STC-Leistung um 0,5 % gesunken. Aus Abbildung 24 ist zu erkennen, dass sich die Leistungsabweichungen der einzelnen Module im Bereich von +0,5 % bis -1,3 % bewegen. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Degradationsrate von -0,2 % bei minimal 0 % und maximal 0,4 %. Dies zeigt eine stabile Performance der im Solarpark verbauten Module und damit insgesamt eine gute Zellqualität.

Auch unter Berücksichtigung der Messgenauigkeit wurde im Referenz-String eine Leistungsdegradation im unteren Bereich der üblicherweise angenommenen Werte festgestellt.

Die gemessenen STC-Leistungen der Module im Referenz String sind nachfolgend grafisch und tabellarisch sortiert zusammengestellt.

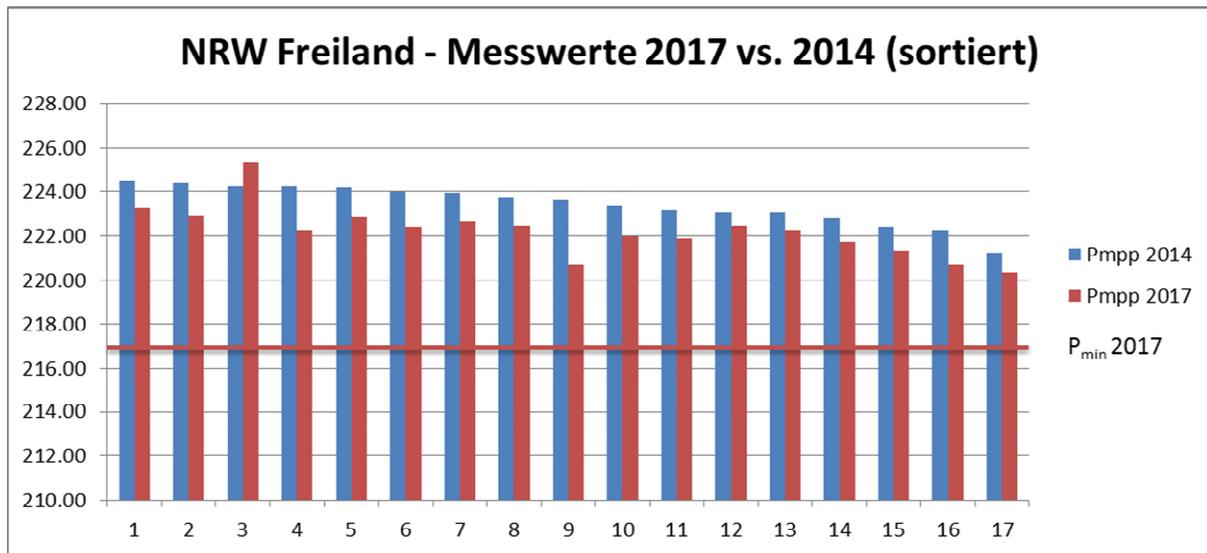


Abbildung 23: Gemessene Pmpp Werte der Module des Referenzstrings in Wp

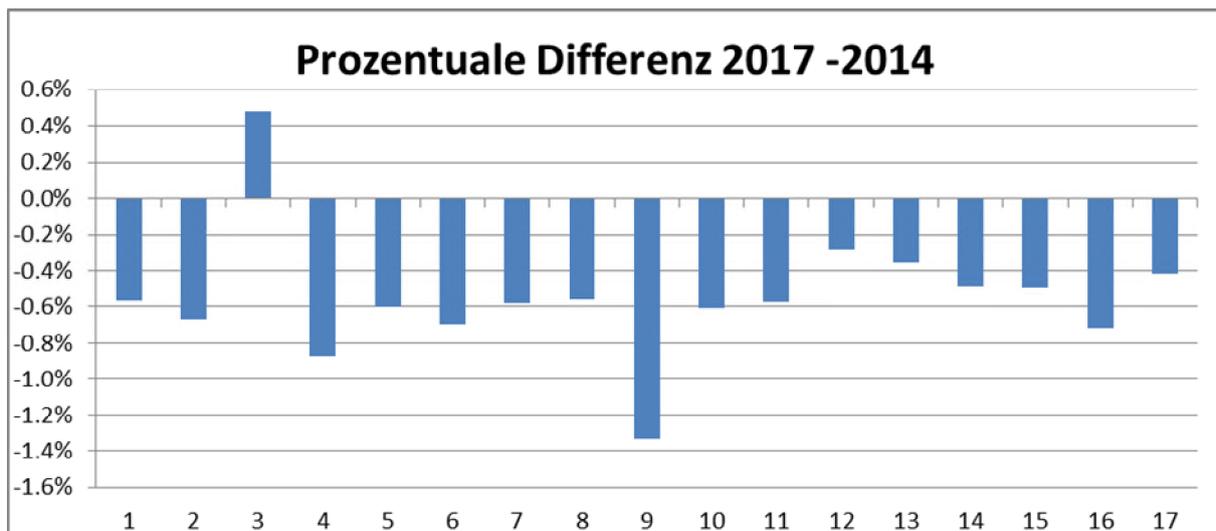


Abbildung 24: Prozentuale Differenzen der Pmpp-Werte zwischen 2017 und 2014

Tabelle 9: Vergleich der Leistungsdaten des Referenz-Strings im Park NRW

Modul	Messung 2014	Messung 2017	Leistungsdiffere- renz (36 Monate)	Ø Degradationsra- te
Mittelwert	223,4 W	2223,2 W	-0,5 %	-0,2 %
Min	221,2 W	220,3 W	+0,5 %	0,2 %
Max	177,1 W	173,2 W	-0,9 %	-0,4

Serienfehler Überhitzung am Anschlussdosenkontakt in 2017

Bei der Demontage für die Zweitmessung wurden im Juli 2017 bei 4 Modulen des Referenz-Strings „fest verbackene“ Kontakte an der Anschlussdose festgestellt, sodass eine Lösung nur unter Zerstörung des Kontaktes erfolgen konnte. Eine daraufhin erfolgte Stichproben-Thermographie mehrerer Strings im Park erbrachte, dass weitere Module mit unterschiedlich stark erwärmten bis deutlich überhitzten Anschlussdosenkontakten (jeweils der rechte Anschluss war betroffen) in Betrieb waren, wie beispielhaft in Abbildung 26 und Abbildung 26 gezeigt ist.

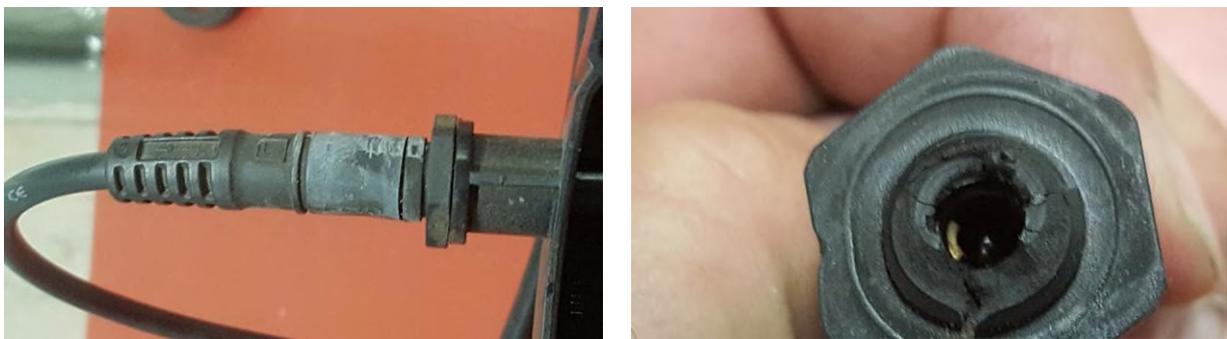


Abbildung 25: thermisch zerstörter Anschlussdosen-Kontakt (Stecker)

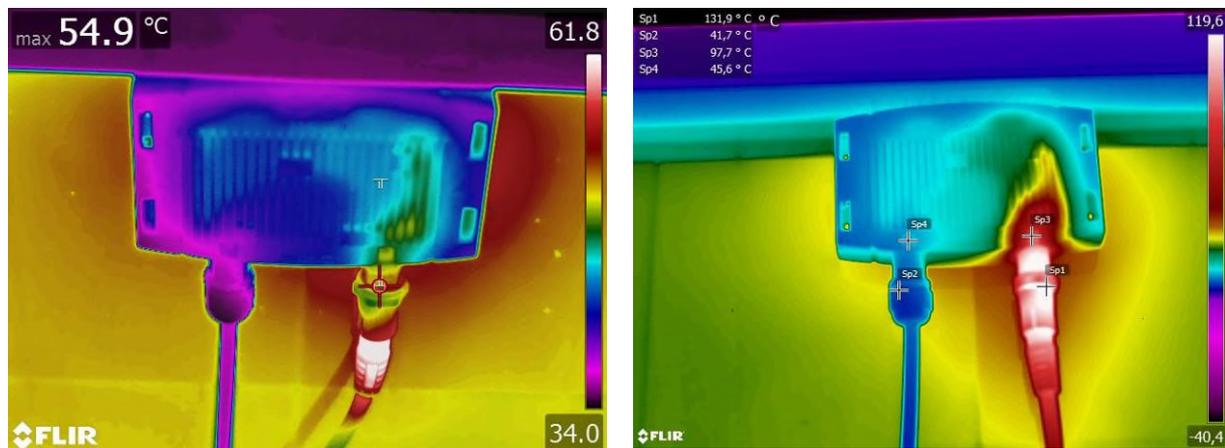


Abbildung 26 : IR-Fotos von fehlerbehafteten Anschlussdosen (links ΔT : ca. 25K, rechts ΔT : ca. 90K!))

Nachforschungen ergaben, dass bereits in 2015 eine Warnung des Herstellers vor möglicher Brandgefahr durch überhitzte Anschlussdosenkontakte bei bestimmten Modul-Serien herausgegeben wurde (s. Die im Referenzpark installierten Module waren nicht darunter, verfügten allerdings über den gleichen Typ der Anschlussdose).

Es erfolgte daraufhin eine Mitteilung an den Betreiber und ein Bericht zum Fehler und dessen Risikopotential.

Da dieser Modultyp auch in anderen Anlagen und auf Gebäudedächern installiert worden war, musste geklärt werden, ob eine eindeutige Identifizierung des Fehlers auch von der Modulvorderseite möglich ist, was eine deutliche Vereinfachung wäre.

In einer weiteren Thermographischen Untersuchung im Feld wurde allerdings festgestellt, dass nur Module mit einem bereits ausgeprägten Fehler von der Modulvorderseite über Thermographie von Hand identifiziert werden können (s. Bericht (vertraulich!) dazu im Anhang). Eine seitens des Betreibers vorgeschlagene Befliegung mit einer Drohne und IR-Kamera eignet sich daher nicht zur sicheren Erkennung. Diese ist nur von der Rückseite her erfolgversprechend. Dazu ist eine aufwändige Demontage der Aufdach-Installationen erforderlich.

Es wurde mit der für den Serienfehler zuständigen Service-Firma gesprochen und es konnte eine relativ kostengünstige Reparatur-Möglichkeit evaluiert werden. Da der geklemmte Dosendeckel das gesamte elektronische Equipment beinhaltet, kann durch Austausch des fehlerbehafteten Deckels durch einen intakten und zwischenzeitlich neu konstruierten Anschluss das Problem beseitigt werden. Das kann vor Ort von einem versierten Techniker erfolgen.

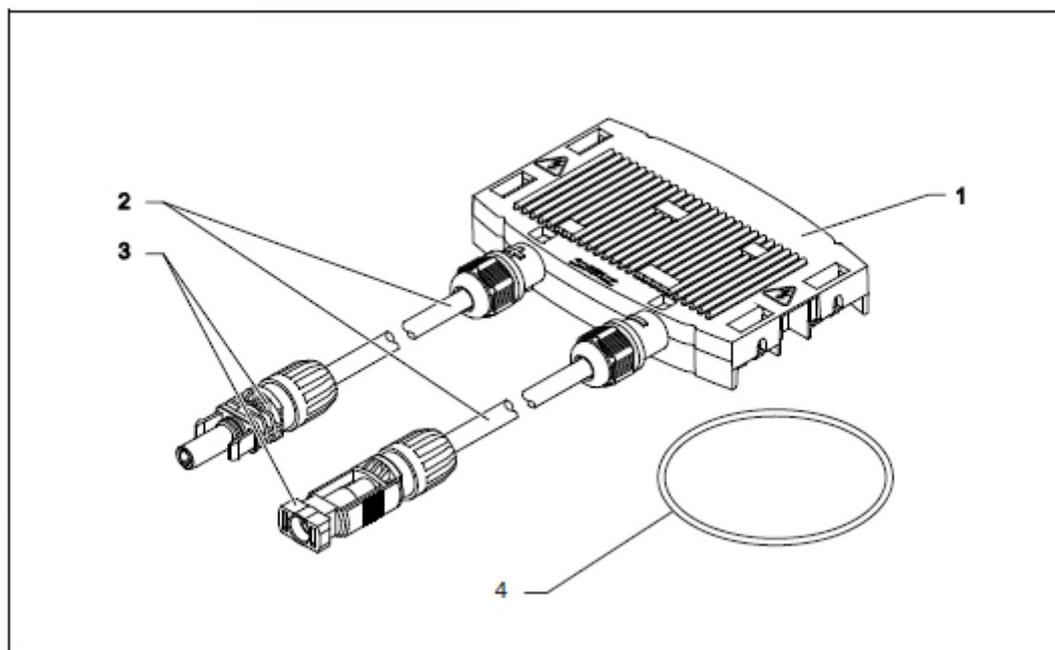


Abbildung 27: Ersatzdeckel mit Funktionsbaugruppe und Anschlüssen (Kabel und Stecker), Quelle: Hersteller

Testweise wurden die betroffenen Module des Referenz-Strings mit den zerstörten Kontakten im Solarlabor mit den neuen Dosendeckeln versehen und mit positivem Ergebnis vermessen (Leistung und Isolationswiderstand). Das Ergebnis inklusive der Montageanleitung des Dosenherstellers wurde dem Betreiber mitgeteilt.

Eine separat außerhalb des Projektes durchgeführte wetterabhängige und zeitaufwändige Komplettinspektion des ca. 3,5 MWp Solarparks wurde mit Unterstützung des O&M Teams im Oktober 2017 durchgeführt. Im Ergebnis wurden bei den vorgenommenen IR-Messungen

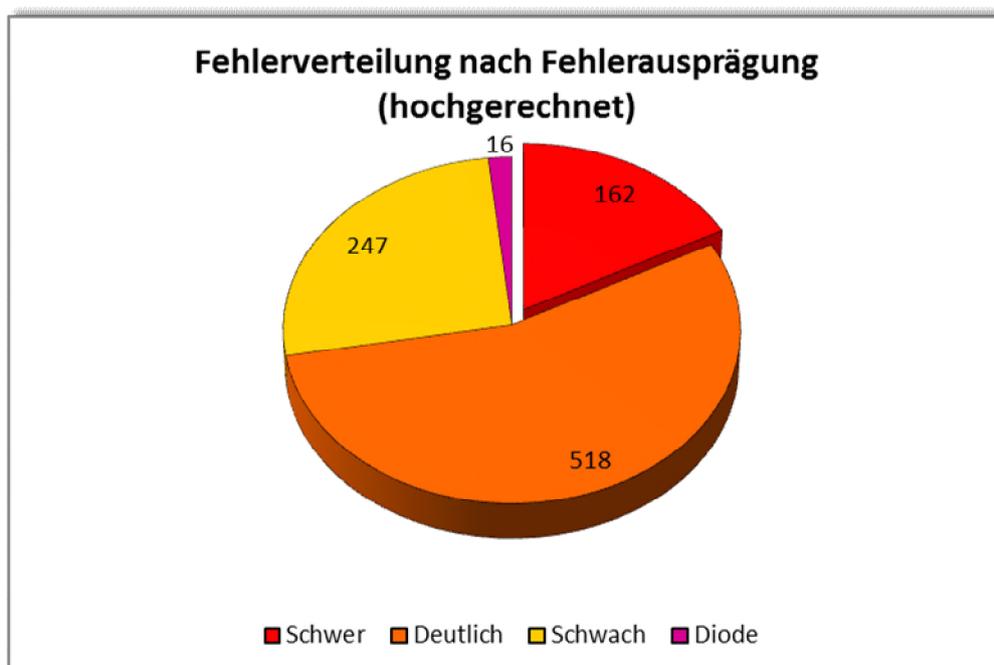
insgesamt **943 Module mit thermographischen Auffälligkeiten an den Anschlussdosen** identifiziert. Bei einer angenommenen Modulanzahl von 15.555 Stück wurden somit ca. **6 % aller Module** hinsichtlich der Anschlussdose als auffällig registriert.

Bei ca. 2 / 3 der Reihen wurden für die gefundenen und markierten auffälligen Module auch der Ausprägungsgrad schriftlich fixiert, bei 1 / 3 der Reihen aus Zeitgründen nur die Anzahl der gefundenen auffälligen Module notiert.

Als zusätzliche thermographisch zu erkennende Auffälligkeit wurde bei einigen Modulen eine leitende (heiße) Diode entdeckt. Die Dioden vertragen die hohe Strombelastung nicht dauerhaft und ein künftiges Versagen mit gegebenenfalls weiteren Schäden durch Hitzeentwicklung ist zu erwarten.

Von den 943 auffälligen Modulen wurden 112 Module (12 %) mit einem schweren Ausprägungsgrad notiert, d.h. mit mindestens 20 K Temperaturdifferenz zwischen den Anschlussverbindern und einer Maximaltemperatur >50°C. Bei voller Einstrahlung im Sommer (>900 W / m²) ist mit einer weitaus höheren Differenz und höheren Maximaltemperaturen zu rechnen, die ein akutes Risiko für ein Versagen der Verbindung bedeuten. Die deutlich ausgeprägten Fehler bedeuteten eine Temperaturdifferenz von ca. 10 – 20 K, schwach ausgeprägte Fehler wurden ab 3 K registriert. Bei den nicht differenziert aufgezeichneten Fällen (ca. 32 % aller Fundstellen) werden analog ca. 12 % angenommen.

Eine Hochrechnung der vorgefundenen und dokumentierten Ausprägungsgrade auf alle identifizierten Module führt zu folgenden (ungefähren) Anzahlen:



Überhitzungsfehler sind generell als sich selbst fortentwickelnde Fehler zu betrachten. Im Falle des Anschlussdosenkontakts fließen bei voller Einstrahlung Ströme im Nennstrombereich von 7 – 8 A über diesen Kontakt und bewirken eine Erwärmung des Leiters und der Umgebung. Im IR-Bild der Modulvorderseite sind daher in der Regel auch die Anschlussdosen gut zu erkennen. Im Falle einer Widerstandserhöhung aufgrund eines schlechten oder gealterten Kontaktes erfolgt eine allmähliche Überwärmung bis zur Überhitzung mit der Folge einer weiteren Vergrößerung des Kontaktwiderstandes bis hin zum Versagen der Verbindung. Im günstigen Fall reißt die Verbindung auf und der String ist damit außer Betrieb. Im ungünstigeren Fall erfolgt vorher eine thermische Zerstörung des Kontaktes und der Dose oder sogar eine Lichtbogenzündung. Das besondere Brand-Risiko gerade dieses Fehlertyps wurde im Forschungsvorhaben „Bewertung des Brandrisikos in Photovoltaik-Anlagen und Erstellung von Sicherheitskonzepten“ [Sepanski 15] festgestellt. Nach Angaben des O&M Leiters der Referenzanlage in NRW waren in 2017 bereits mehrfach Strings im Park ausgefallen. Dies verdeutlicht den Handlungsbedarf im konkreten Fall und eine Strategie für die weiteren Anlagen die mit diesem Modultyp verbaut worden sind.

Fazit:

Generell zeigt dieses Beispiel eines Serienfehlers im Modul, dass nicht identifizierte Qualitätsmängel zu einem großen Schadensausmaß führen können mit hohen Folgekosten für den Hersteller und / oder Versicherer und Betreiber.

Referenz Nr. 5 NRW Dach

Bei einer ersten visuellen und thermographischen Untersuchung vor Ort wurden einige Module mit Auffälligkeiten gegen „bessere“ ausgetauscht. In der Leistungsmessung der letztlich ausgesuchten Module zeigten trotzdem 12 von 15 Modulen eine geringere STC-Leistung als nach Datenblattangaben und üblich angenommener Degradationsrate von 0,3 % angenommen wurde (P_{\min} in Abbildung 28).

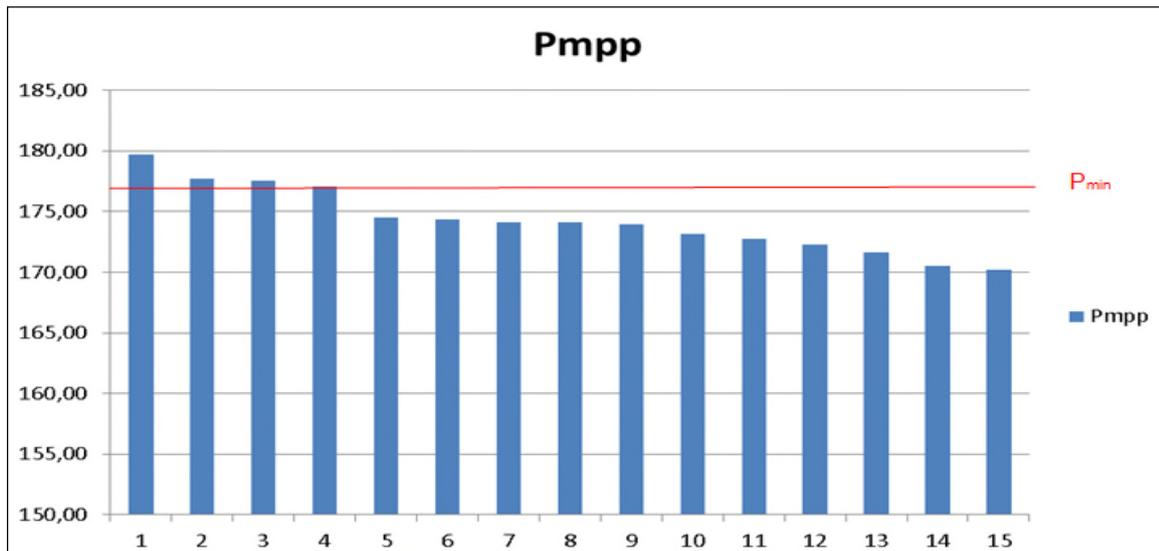
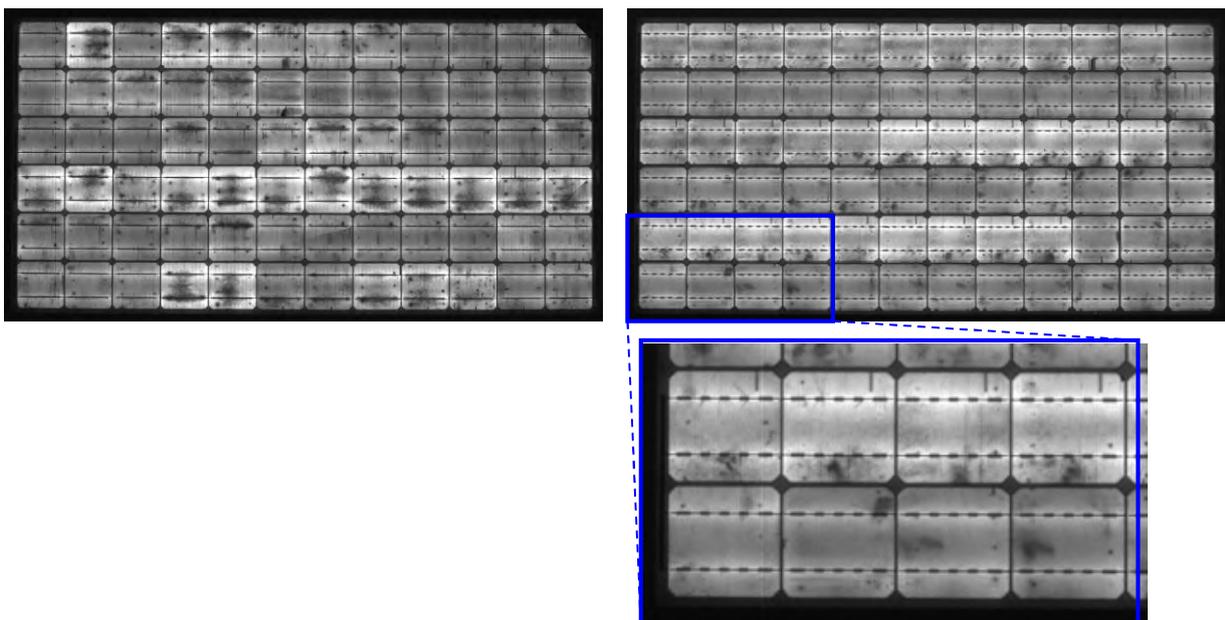


Abbildung 28: Leistungsmessung im Referenzstring Dachanlage NRW

Bei den monokristallinen Modulen dieses Parks fielen besonders Inhomogenitäten in der Zell-Performance auf, wie in den folgenden EL-Bildern gut zu erkennen ist. Zellen unterschiedlicher Qualität wurden innerhalb eines Moduls verwendet. Hier stellt sich die Frage ob und wenn ja wie eine Vorsortierung beim Modulhersteller erfolgte. Im rechten EL-Bild ist außerdem erkennbar, dass bei einigen Zellen produktionsbedingte Finger-Fehler auftreten, bei anderen dagegen nicht. Es wurden demnach Zellen aus unterschiedlichen Serienfertigungen gemeinsam verarbeitet. Die Folge sind Mismatchverluste, die die Modulleistung mindern.



Wiederholungsmessung nach 3 Jahren

Die Module weisen nach 3 Jahren Betriebszeit recht unterschiedliche Leistungseinbußen gegenüber der Erstmessung auf, insgesamt sind diese nach den in 2014 aufgenommenen Merkmalen der Module aber mit durchschnittlichen Degradationsraten von -0,3 % geringer als erwartet.

Es ist keine Korrelation zwischen der STC-Leistung in 2014 und der Leistungsminderung im Messzeitraum von 3 Jahren erkennbar, d.h. Module, die in 2014 vergleichsweise schlechter abschnitten, haben tendenziell nicht stärker nachgelassen.

Ebenso gilt umgekehrt nicht, dass in 2014 leistungsfähigere Module nicht geringer degradiert sind als andere. Es ist demnach keine lineare Degradation feststellbar (Abbildung 29, Abbildung 30).

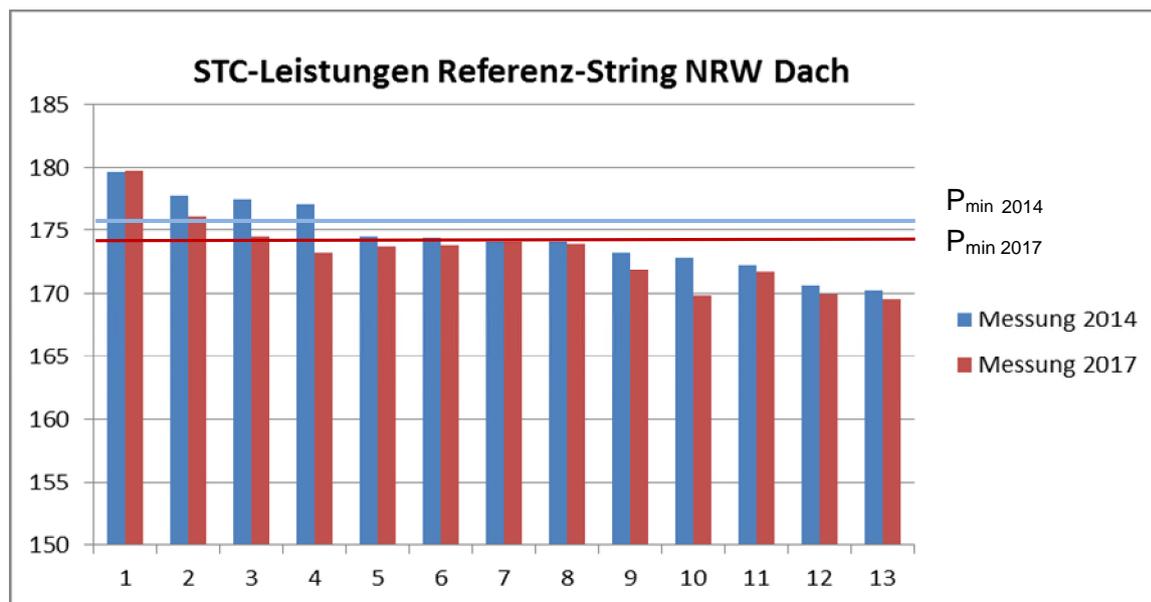


Abbildung 29: Vergleich der Leistungsmessungen 1.07.2014 und 30.06.2017

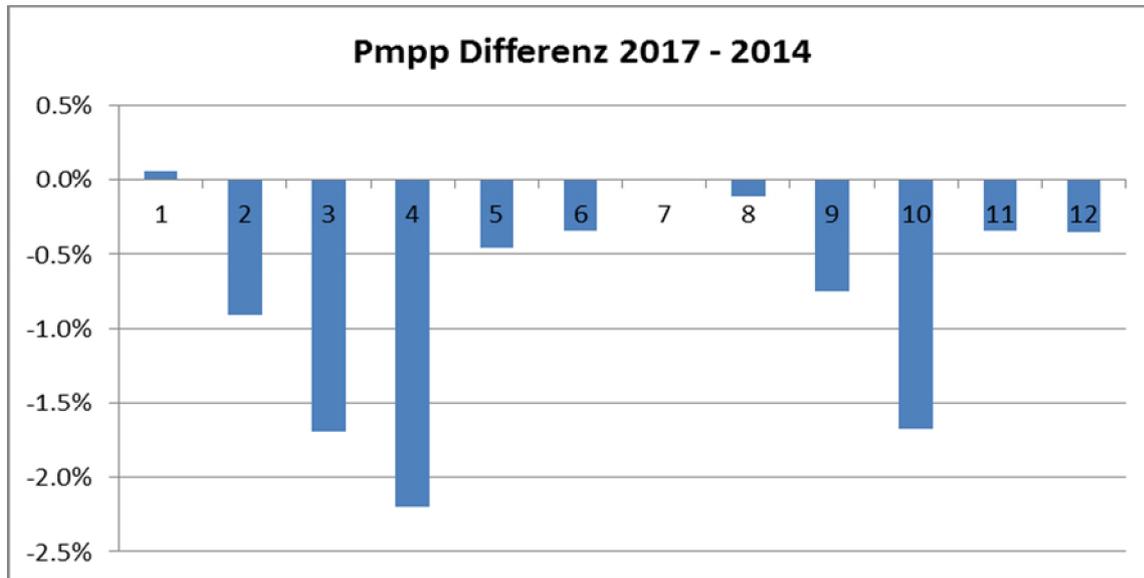
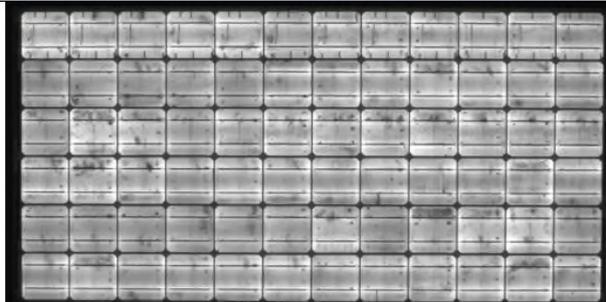
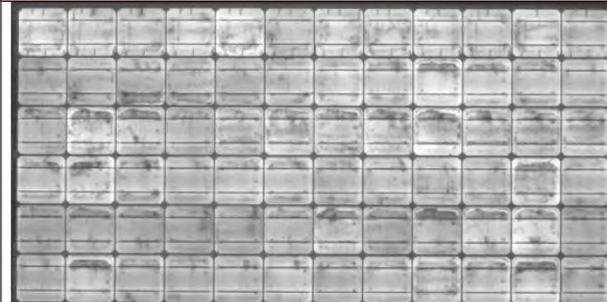


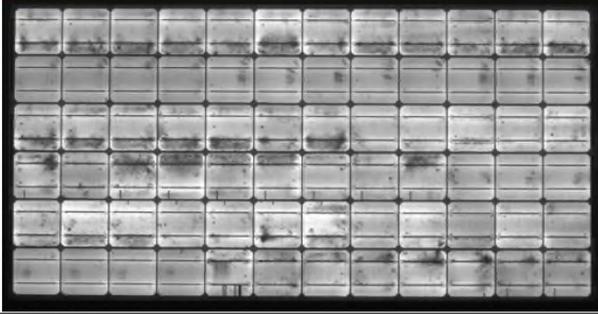
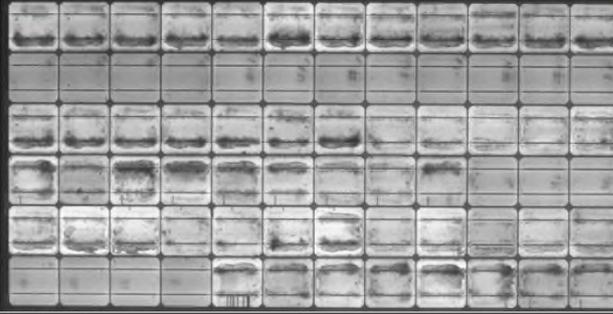
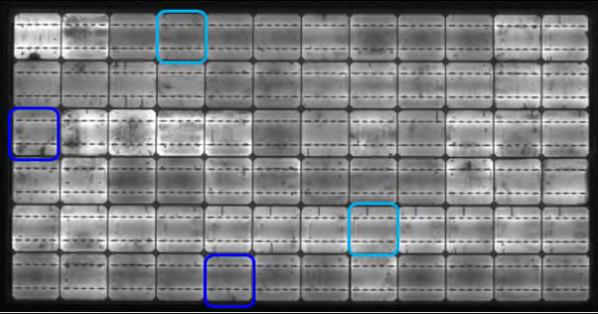
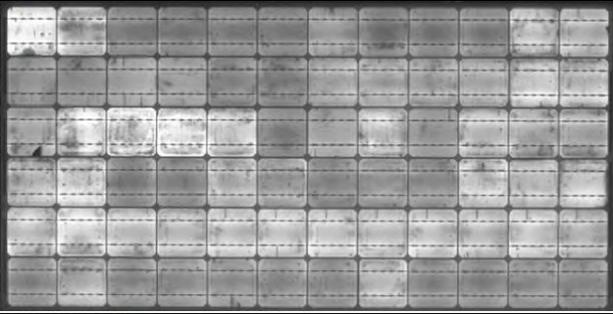
Abbildung 30: Prozentuale Differenz der STC- Leistungsmessungen aus 2017 und 2014

Tabelle 10: Mittlere Degradation sowie minimale und maximale Degradation

Modul	Messung 2014	Messung 2017	Leistungsdiffere- renz (36 Monate)	Ø Degradati- onsrate
Mittelwert	174,48 W	173,25 W	-0,7 %	-0,24 %
Min	174,1 W	173,9 W	-0,11 %	0,03 %
Max	177,1 W	173,2 W	-2,20 %	-0,73 %

Die Spannweite der gemessenen Degradationsrate liegt zwischen 0,03 % bis zu 0,7 %. Die EL-Bilder der Module mit einer hohen Degradation (Nr. 3, 4 und 10) wurden im Detail vergleichend analysiert:

Nr. 3	-1,69%
	
SLSA125Z1009160048 HV2014002435 2014	SLSA125Z1009160048 HV2014002435 2017
<ul style="list-style-type: none"> Keine besonderen visuellen Auffälligkeiten 	<ul style="list-style-type: none"> Visuell in etlichen Zellen einander ähnelnde Fleckenstruktur, deutet auf Herstellungsprobleme hin

Nr. 4	-1,6%
	
HV2014002440 2014 <ul style="list-style-type: none"> • 1 Zelle mit Fingerunterbrechungen • Zellmismatch, verschiedene Serien 	HV2014002440 2017 <ul style="list-style-type: none"> • 1 Zelle mit Fingerunterbrechungen, leicht verstärkt • Zellmismatch, verschiedene Serien, teilweise Flecken • Keine gravierenden Änderungen sichtbar
Nr. 10	-3,8%
	
HV2014002443 2014 <ul style="list-style-type: none"> • Zellmismatch, verschiedene Serien • 2 Zellen Mikroriss mit Fingerunterbrechungen (d.-blau) • 2 Zellen Mikrorisse klein (von Busbars) (blau) 	HV2014002443 2017 <ul style="list-style-type: none"> • Zellmismatch, verschiedene Serien • 2 Zellen Mikroriss mit Fingerunterbrechungen (d.-blau) – hat sich verschlechtert • 2 Zellen Mikrorisse klein (von Busbars) (blau) – keine Änderungen

Es wurden nur vereinzelt Verschlechterungen in Zellen gegenüber 2014 festgestellt; eine Erklärung für die erhöhte Degradation im Messzeitraum gegenüber den anderen Modulen im String bieten diese Veränderungen nicht.

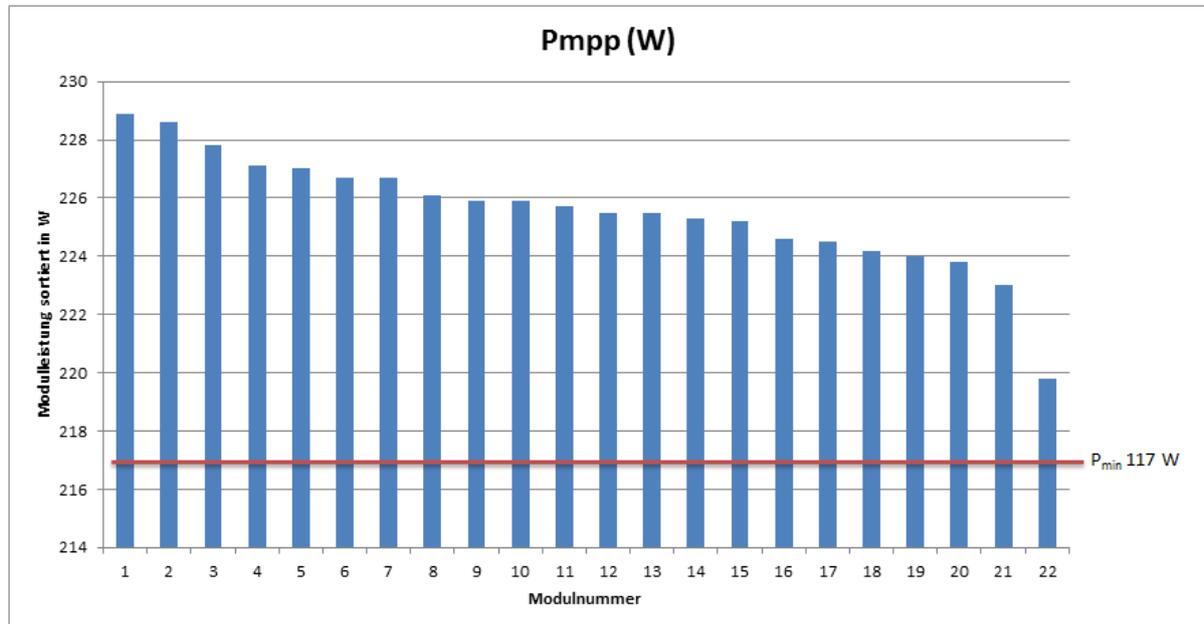
Fazit

Somit ist auch in diesem Referenzpark keine Korrelation von diagnostizierten Auffälligkeiten in den Zellen mit einer erhöhten Degradation festzustellen.

Referenz Nr. 6 Sachsen Freiland

Die Leistungsmessung der 22 Module des ausgewählten Referenzstrings ergibt eine durchschnittliche Leistung bei STC-Bedingungen von 225,5 W und liegt im Bereich der ausgewiesenen Nennleistung der eingesetzten Module. Laut Datenblatt liegt sind Leistungstoleranzen von $\pm 3\%$ zulässig, die einem zulässigen Wert von Minimal 218 W entsprechen. Berücksichtigt man dazu eine

durchschnittliche jährliche Degradationsrate von 0,3 % so wäre dieser Minimalwert zum Zeitpunkt der Messung auf 217 W zu setzen. Auch bei Betrachtung der Einzelleistungen der Module liegen alle 22 Module im zulässigen Toleranzbereich, wobei ein Modul (Nr. 22) gegenüber den anderen einen deutlichen Minderwert aufweist.



Während visuell keine Auffälligkeiten vor Ort festgestellt wurden, zeigen die Elektrolumineszenz-Aufnahmen der Module im Labor, dass alle Module des Referenz-Strings mehr oder weniger mit Mikrorissen und häufig mit leistungsgeminderten oder auch komplett isolierten Bereichen versehen sind. Trotzdem wurden sehr gute Leistungswerte bei allen Modulen (bis auf 1 Modul) gemessen. Von den Mikrorissen sind bis zu 40 % der Zellen (25 von 60) betroffen. Ein Austausch der Module im Referenzstring wurde wegen der großen Entfernung der Anlage und der damit verbundenen Belastung der Module beim Transport nicht vorgenommen.

Es erstaunt, dass Module mit derart ausgeprägten Zellrissen, die Qualitätskontrolle beim Hersteller passieren konnten. Es wurde allerdings zur Zeit der Auslieferung der Module nicht allgemein eine EL-Prüfung der Produktion in der Abschlussqualifizierung vorgenommen. Es könnte daher sowohl eine entsprechende Leistungssortierung ohne EL vorgenommen worden sein, oder es kam zu einer allgemein stärkeren, mechanischen Beanspruchung der Module beim Transport, Handling oder während des Betriebs (ggf. Hagelschlag).

Die nachfolgenden Beispiele zeigen vergleichsweise bessere Module und schlechtere Module der Leistungsmessung. Zeigt das beste Modul ca. 20 % betroffene Zellen, weisen Schlechtere sogar bis ca. 40 % auf. Die besonders von Mikrorissen und leistungsgeminderten Zellbereichen betroffenen Module schneiden insgesamt tendenziell geringfügig schlechter ab, wie die Grafik in Abbildung 31 veranschaulicht.

Auch bei diesen massiv betroffenen Modulen zeigt die Leistungsmessung einen nur geringfügigen Performanceverlust! Die Module erweisen sich als unerwartet stabil in der STC-Leistung.

Eine belastbare Korrelation kann aus dem Ergebnis nicht abgeleitet werden, da keine zuverlässigen Pmpp -Vergleichswerte vorliegen und die Anzahl der Module mit 22 Stück zu gering ist.

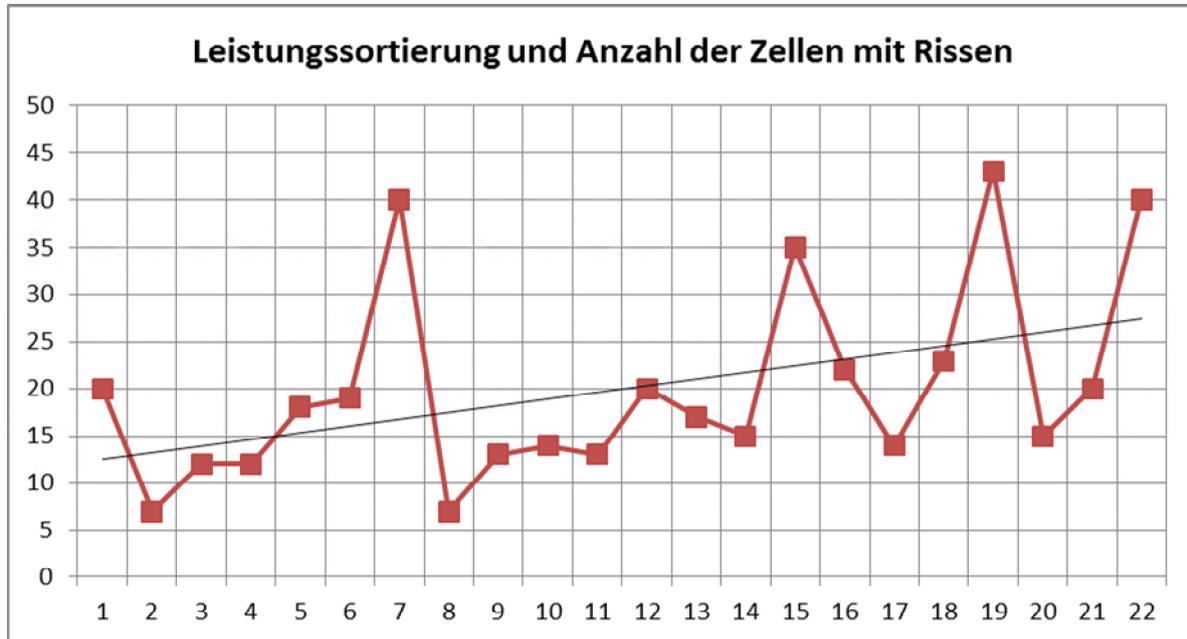
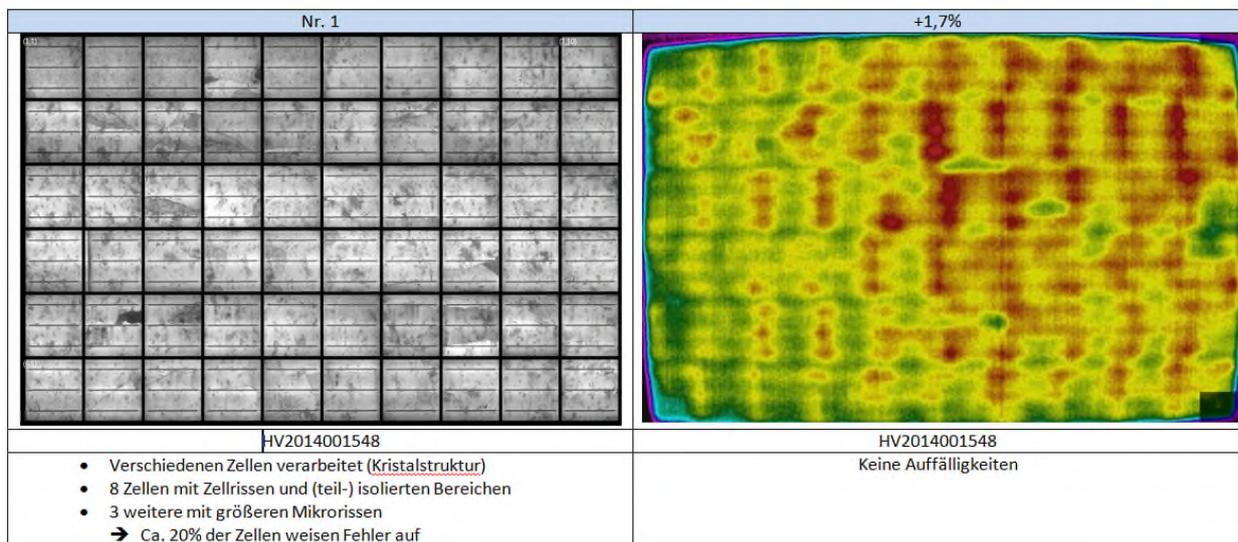
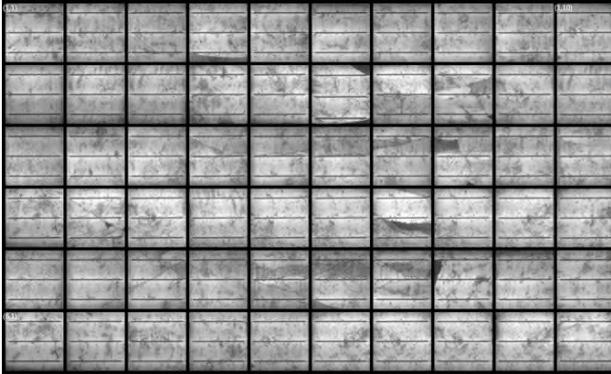
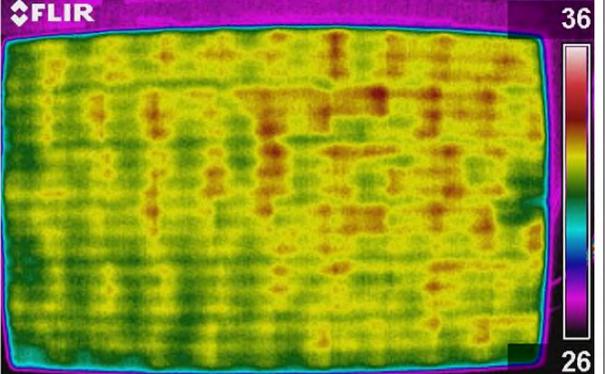
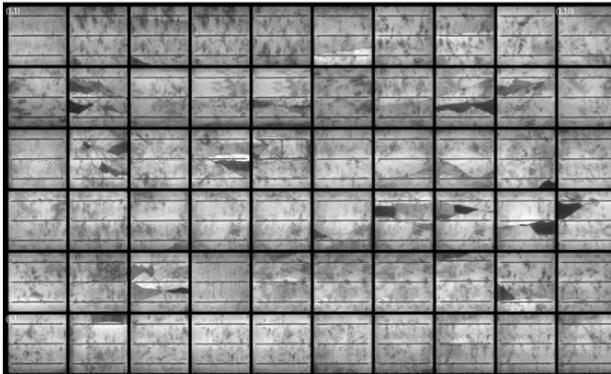
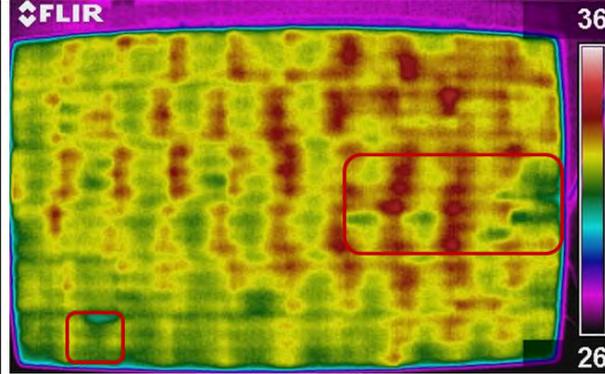
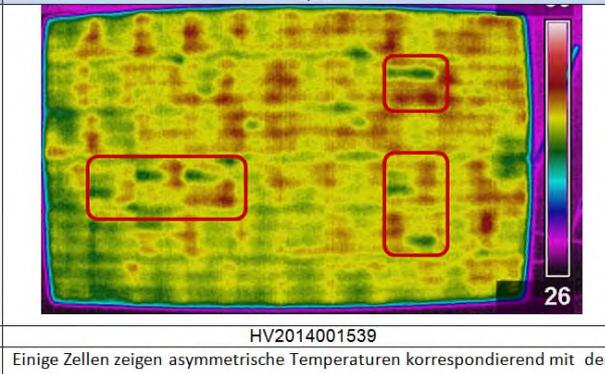


Abbildung 31: Leistungsmessung (absteigend sortiert) und Anzahl der betroffenen Zellen im Modul



<p>Nr. 4</p>  <p>S10PM11610602447 HV2014001534</p> <ul style="list-style-type: none"> • 7 Zellen mit Zellrissen und isolierten Bereichen • 5 weitere Zellen mit Mikrorissen → 20% der Zellen sind fehlerbehaftet 	<p>+0,9%</p>  <p>S10PM11610602447 HV2014001534</p> <p>Keine besonderen Auffälligkeiten</p>
<p>Nr. 7</p>  <p>HV2014001547</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verschiedene Zellen verarbeitet • 17 Zellen mit Zellrissen und inaktiven Bereichen • 8 weitere Zellen mit Mikrorissen → Ca. 40% der Zellen sind mit Fehlern behaftet! 	<p>+0,8%</p>  <p>HV2014001547</p> <p>Einige der inaktiven Bereiche zeigen eine geringfügig niedrigere Temperatur</p>
<p>Nr. 22</p>  <p>HV2014001539</p> <ul style="list-style-type: none"> • 20 Zellen weisen Zellrisse mit isolierten Teilen auf • Weitere 5 Zellen zeigen Mikrorisse → Ca. 40 % der Zellen sind fehlerhaft 	<p>-2,3%</p>  <p>HV2014001539</p> <p>Einige Zellen zeigen asymmetrische Temperaturen korrespondierend mit den isolierten Zellbereichen</p>

UAP 2.4 Leistungsüberwachung der Großinstallationen (Referenz-String – Monitoring)

Praktische Herausforderungen

Während der Projektphase ergaben sich für die praktische Realisierung des Konzeptes wie es unter Abschnitt II 2.2 einleitend beschrieben wurde, nicht vorhergesehene teilweise massive Herausforderungen.

Für die 5 unterschiedlichen Systeme mit verschiedenen Wechselrichterkonzepten, die alle bereits über ein Parkmonitoring-System verfügen, mussten jeweils individuelle Lösungen gefunden werden. Es ist bei den Wechselrichtern standardmäßig nicht notwendig und daher auch nicht vorgesehen, ein zweites Monitoring anzuschließen. Sowohl Standard-Hardware als auch Standard-Software des Gantner Monitoringsystems mussten individuell aufgerüstet werden.

Eine weitere Herausforderung stellte die ebenfalls individuelle Implementierung der drahtlosen Datenübertragung einschließlich der Datenübernahme der Wechselrichter-Messwerte, die nicht am String-Monitoring angebunden waren, dar.

Ein weiterer kritischer Aspekt stellte die Verarbeitung der Daten und Bereitstellung verschiedener üblicher Funktionen zur Auswertung der Messreihen dar, wie beispielweise Monatssummen, Quartalssummen oder Jahressummen. Auch die berechneten Größen wie spezifische Erträge und Performance Ratio konnten nicht automatisiert abgegriffen werden. Aus Sicht von TÜV Rheinland sollte eine automatisierte Berichterstellung mit branchenüblichen Vergleichsgrößen in einer Übersicht erfolgen.

Weiterhin war die Wartung des Systems nicht geklärt. So kam es zu Datenausfällen, ohne dass dies zeitnah bemerkt und korrigiert werden konnte. Hier differierten die Ansichten der Vertragspartner zum Service Umfang des vereinbarten String-Monitorings erheblich.

Zusammen führte dies zu sehr deutlichen Verzögerungen bei der Bearbeitung des Arbeitspaketes im Projekt.

Da zwischenzeitlich Datenlücken bei den Rohdaten verteilt auf den gesamten Messzeitraum festgestellt wurden, wurde letztlich die Funktionserstellung ohne Ergebnis abgebrochen. Die vorhandenen Messdaten wurden per csv-Datendownload vom Server heruntergeladen und manuell bei TÜV Rheinland ausgewertet, was im Zusammenhang mit zweimaligem mehrmonatigem personellen Engpass wegen Krankheit in der Bearbeitung weitere Verzögerungen bedeutete.

Die Beschreibung der fünf einzelnen Monitoring-Systeme ist als vertrauliche Information zu den Referenz-Anlagen als nicht zu veröffentlichende Anlage ab Seite 214ff beigefügt.

Zusammenfassung der Ergebnisse

Im PV Park Rheinland-Pfalz wurden ausführliche Analysen sowohl auf PV-Parkebene für alle 8 Wechselrichter als auch auf Stringebene für 8 parallele Strings, davon 1 Referenz-String, durchgeführt.

Auf **Parkebene** konnte ein gleichmäßiger und in Bezug zu kalkulierten Ertragsdaten überdurchschnittlich guter spezifischer Wechselrichterertrag (DC) von 1.013 - 1.053 kWh / kWp im Analysezeitraum 2015-2016 festgestellt werden. Weiterhin erweist sich im Vergleich des **spezifischen Referenzstring-Ertrages mit den Daten der Wechselrichter** der Referenz-String als führend aus. Die prozentualen Abweichungen der spezifischen Erträge der Wechselrichter vom Referenzstring-Ertrag zeigen eine Spannbreite von -3,5 % bis +0,1 %.

Der Vergleich der **8 parallelen Strings untereinander** zeigt Abweichungen der Quartalerträge der 7 parallelen Strings im Vergleich zum Referenz-String im Bereich von ca. ± 5 %.

Bei den Ertragsvergleichen zeigt sich ein leichter Trend zu größeren Differenzen mit der Zeit. Der Referenz-String bietet im direkten Langzeitvergleich der 8 Strings vergleichsweise eine bessere Performance d.h. er liefert im Vergleich zu 6 Strings stabilere Energieerträge. Dies wird als Hinweis auf vergleichsweise stärkere oder stärker divergierende Degradationsmechanismen in den Parallelstrings gewertet.

Ein Vergleich der Ertragsdaten verschiedener Jahre hinsichtlich der **Bewertung einer vorliegenden Degradation** erfolgt üblicherweise über den Qualitätsfaktor Performance Ratio als Jahreswert. Da die lückenhafte Datenverfügbarkeit keine vergleichbaren Jahreswerte zulässt, wurden ersatzweise diskrete Leistungs-Messwerte unter definierten Einstrahlungsbedingungen aus verschiedenen Zeiträumen analysiert. Die Mittelwerte der gefilterten und damit vergleichbaren auf STC-Temperatur umgerechneten Leistungswerte aus 2014, 2015 und 2016 wurden verglichen. Die festgestellte Streuung der Einzel-Messwerte bis zu 14 % wurde in einem weiteren Arbeitspaket (UAP3.1) mit anderer Messtechnik ebenfalls vorgefunden. Schlussfolgernd werden die gefilterten, diskreten Leistungswerte als nicht ausreichend genau eingestuft, um eine verlässliche Ableitung einer Degradation innerhalb dieser 2-jährigen Zeitspanne zu ermöglichen.

Alle durchgeführten Untersuchungen führen zu der Einschätzung, dass der PV Park Rheinland-Pfalz insgesamt im Messzeitraum eine gute Performance aufweist und eine Degradati-

on bei deutlicher Variationsbreite durchschnittlich im üblichen Bereich erfolgt. Es gibt mittelfristig gesehen keine Hinweise auf eine signifikant überproportionale Ertragsminderung.

Weitere ausführliche Analysen wurden im Freiland - PV Park NRW durchgeführt. Das Monitoring zeigt für diese Referenz PV-Anlage ebenfalls einen stabilen Betrieb mit überdurchschnittlichen Erträgen in den betrachteten Jahren 2015 und 2016. Die Performance Ratio wurde mit 82 % (2015) und 87 % (2016) ermittelt. Das Referenz-String-Monitoring zeigt für 2016 ebenfalls eine höhere PR als für 2015 an.

Eine Degradation ist weder aus dem Anlagen-Monitoring noch aus dem Referenz-String-Monitoring erkennbar.

Im Vergleich der spezifischen Erträge zwischen der Anlage und dem Referenz-String wird für die 3 Quartale mit vollständigen Datensätzen eine Abweichung von -10 % bis +2 % mit einer Tendenz zu vergleichsweise höheren Anlagenerträgen festgestellt. Ursächlich könnte eine differenzierte Performance-Entwicklung zwischen Anlage und Referenz-String sein. Andererseits zeigen die vergleichsweise sehr geringen Unterschiede zwischen den beiden parallelen Strings, dass der Referenz-String keine besonderen Abweichungen aufweist. Für eine verlässliche Aussage greift der Zeitraum von 2 Jahren zu kurz.

Der String-Vergleich zeigt nur sehr geringe Differenzen, die eine leicht zunehmende Tendenz erkennen lassen. Dieses Ergebnis ist analog zu den String-Vergleichen der Referenzanlage in Rheinland-Pfalz. Für eine valide Aussage sind aufgrund der zu berücksichtigenden Messunsicherheiten die Unterschiede zu gering.

Die ausführlichen Analysen der Monitoring Daten zu den zwei Freilandanlagen in Rheinland-Pfalz und NRW zeigten, dass die Unterschiede zwischen den Erträgen im Messzeitraum sehr gering ausfallen und damit unter der Berücksichtigung der Messunsicherheit nicht signifikant sind.

Weiterhin wurde deutlich, dass die Anlagenperformance real auch etwas höher ausfallen kann als die des Referenz-Strings. Dies kann die Folge einer Mischung aus nicht identischen Datensätzen (Lücken), verschiedener Messpunkte aber auch unterschiedlicher Modulqualitäten in den Strings oder Mismatch-Verlusten sein. Wie unter UAP 2.3 gezeigt wurde, variieren die Degradationen zwischen den Modulen recht stark, sodass eine erhöhte Degradation im Messzeitraum aufgrund von den typischerweise als Fehlerbilder klassifizierten Modulmerkmalen in diesen Variationen der als natürliche Alterung anzusehenden Werte, dem „Grundrauschen“ sozusagen untergeht.

Auf eine ausführliche und zeitaufwändige Detail-Analyse der weiteren Monitoring-Daten wurde daher wegen nicht zu erwartender zusätzlicher Erkenntnisse verzichtet.

Datenverfügbarkeit

Bei der manuellen Auswertung der Messdaten mussten in allen 5 Anlagen teilweise gravierende Datenlücken festgestellt werden. In der Anlage (II 3.4 Datenverfügbarkeit) sind die verfügbaren Zeiträume für Sensoren, Referenz-String-Messungen und Wechselrichter für alle Parks aufgelistet.

Beispiele für teils mehrmonatige Datenlücken werden in den nachfolgenden Abbildungen demonstriert.

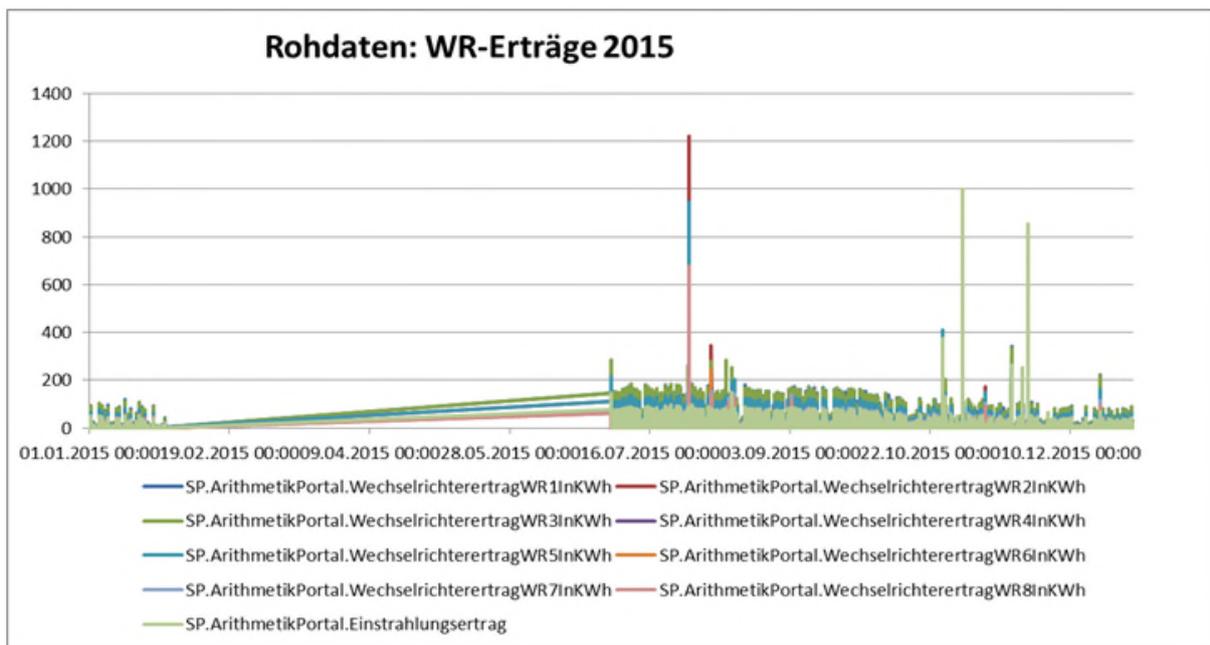


Abbildung 32: Monitoring Rohdaten RP Freiland der Wechselrichtererträge 1- 8 für das Jahr 2015 – Datenlücke Februar bis Juni

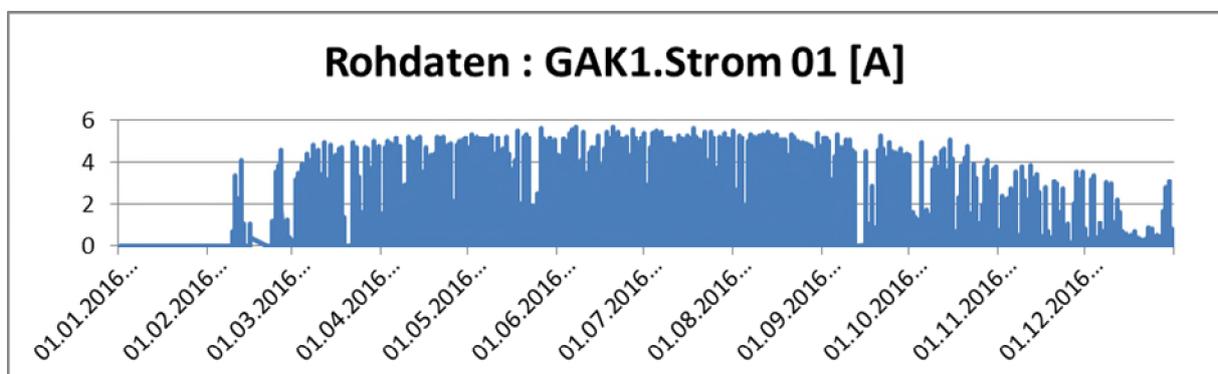


Abbildung 33: Monitoring –Rohdaten Bayern Freiland für das Jahr 2016 – Datenlücke Januar und weitere Fehltag

Selektierte Zeiträume für Vergleiche

- Bayern
 - 2015: Juli-September
 - 2016: Juli-September

- NRW Freiland
 - 2015: Juli-September
 - 2016: Mai-Juli (Daten aus Portal von F&S solar)

- NRW Dach
 - 2015: Juli-September
 - 2016: Juli-September ((Daten aus Portal von F&S solar)
 - 2017: Jan-März

- Rheinland-Pfalz Freiland
 - 2014: Juli-September
 - 2015: Juli-September
 - 2016: Juli-September
 - 2017: Jan-März

- Sachsen Freiland
 - 2015: Mai-Juli
 - 2016: Mai-Juli
 - 2016: Mai-Juli

Park Rheinland-Pfalz - Ergebnisse des Leistungsmonitorings

Im PV Park Rheinland-Pfalz sind insgesamt 8 Zentral-Wechselrichter mit 4 verschiedenen Leistungsklassen vertreten. Es sind weiterhin Module in 2 verschiedenen Leistungsklassen über Gleichstromanschlusskästen (GAK) in Strings zu je 24 Modulen angeschlossen.

Ein Vergleich der WR-Erträge untereinander oder mit dem Referenz-String ist nur über die spezifischen Erträge möglich, wogegen der Vergleich zwischen den acht vermessenen parallelen Strings über die absoluten Erträge bzw. deren prozentualen Differenzen erfolgen kann.

Es sind insgesamt Daten von 2014 – 2017 verfügbar. Leider gibt es zwischendurch größere Datenlücken.

Spezifische Wechselrichtererträge im Vergleich

Eine Auswertung der Wechselrichtererträge für 2015 und 2016 konnte durch eine Zusammensetzung des 2. Halbjahres 2015 und des 1. Halbjahres 2016 durchgehend für 1 Messjahr vorgenommen werden.

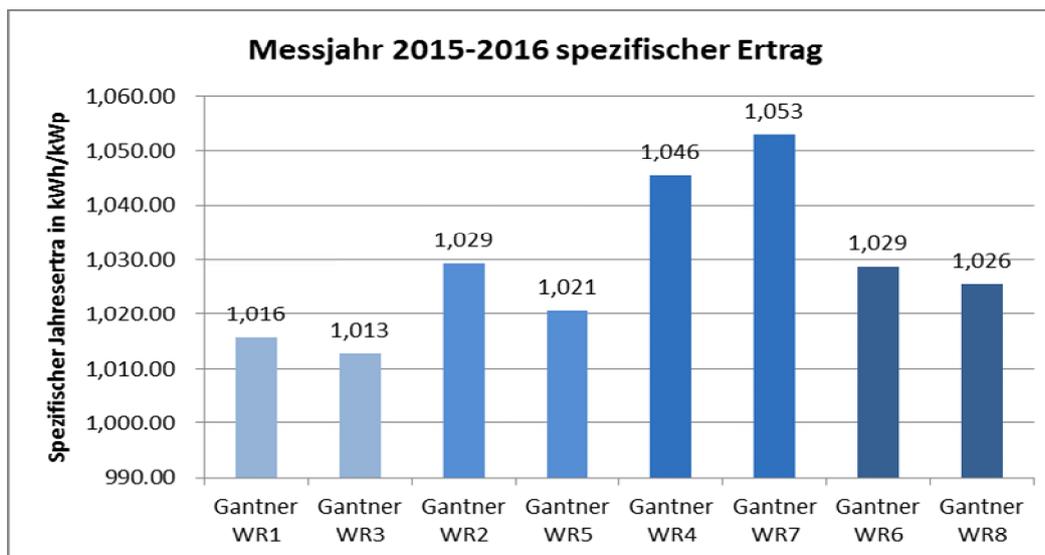


Abbildung 34: Spezifische Erträge der 8 Wechselrichter im PV Park Rheinland-Pfalz über 12 Monate 2015-2016

Die spezifischen DC-Wechselrichtererträge für das zusammengesetzte Messjahr bewegen sich zwischen 1.013 und 1.053 kWh / kWp.

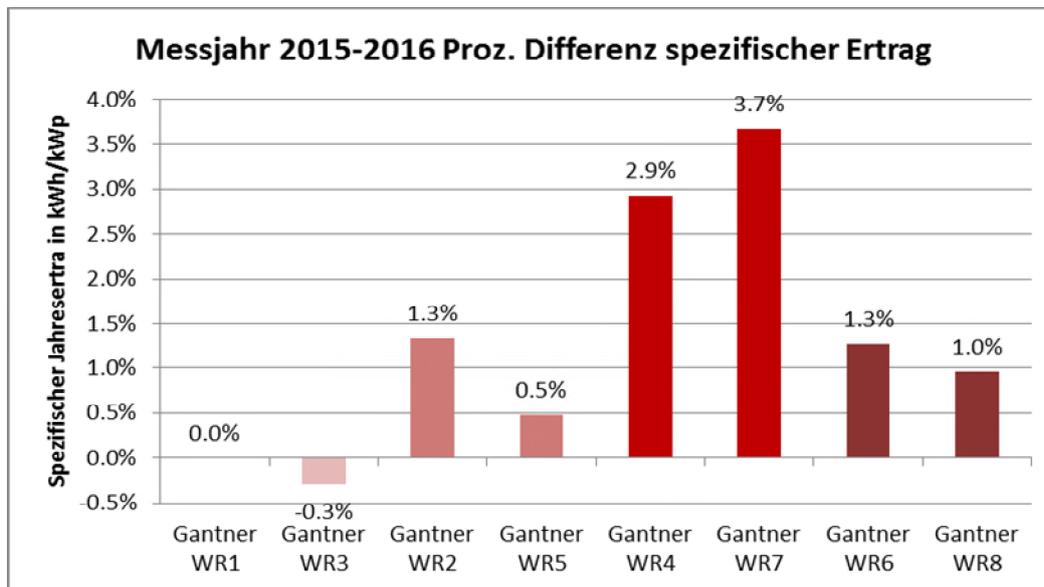


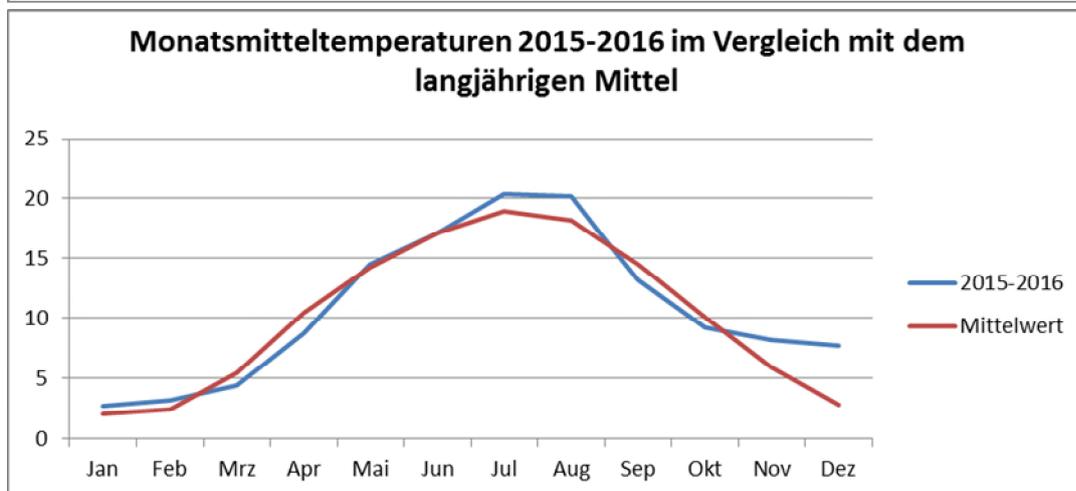
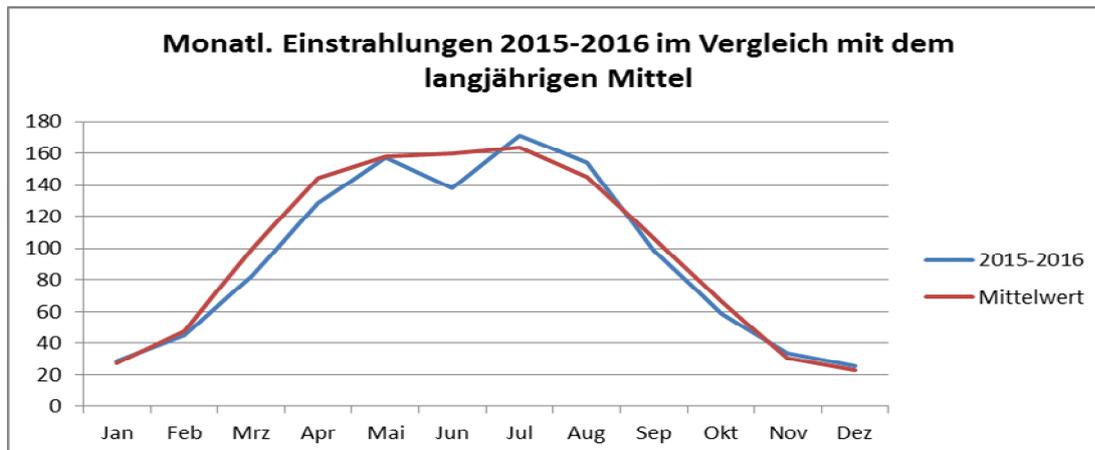
Abbildung 35. Prozentuale Abweichungen der spezifischen Wechselrichtererträge untereinander 12 Monate 2015-2016

Die 12 Monats-Differenzen zwischen den 8 Wechselrichtern im Park liegen bei maximal 4 %, die Differenzen innerhalb der Typenpaare bei maximal 0,8 % (Messgenauigkeit 1 %).

Eine Bewertung der gemessenen Erträge kann mittels Vergleich der spezifischen Erträge mit üblichen Erträgen ähnlicher PV-Anlagen (Technologie, Design) in räumlicher Nähe, oder wenn derartige Daten nicht verfügbar sind, mittels anerkannter Kalkulations-Tools erfolgen.

Es wurde der durchschnittliche monatliche spezifische Ertrag für den Standort Rheinland-Pfalz und die vorliegende Modulausrichtung ermittelt. Die Abschätzung erfolgte mittels des Online-Kalkulationstools von PVGIS auf der Datenbasis der langjährigen meteorologischen Datenbank Climate-SAF PVGIS. Die durchschnittliche Abschätzung des jährlichen spezifischen Energieertrages (Messung der eingespeisten Energie) ergibt **935 kWh / kWp bei 1.170 kWh / m² Jahreseinstrahlung und einer durchschnittlichen Jahrestemperatur von 10,2 °C.**

Zum Vergleich mit diesen Mittelwerten basierend auf der aktuellen 10-Jahresbasis 2007-2016 werden die meteorologischen Daten der Projekt-Aufzeichnungsjahre 2015 und 2016 betrachtet:



Im Ergebnis wurde festgestellt, dass die Einstrahlungen im Messzeitraum um ca. 4 % unter dem langjährigen Mittel lagen, während die Umgebungstemperatur um ca. 6 % höher als im 10-jährigen Mittel waren. Beide Kriterien lassen eine geringere als durchschnittliche Energieproduktion der PV-Anlage erwarten.

Die Jahresenergieproduktion der WR lag im Messzeitraum 2015-2016 zwischen 1.013 kWh / kWp und 1.053 kWh / kWp. Zieht man durchschnittliche anzusetzende AC-Verluste von ca. 6 % ab, liegen die gemessenen Werte immer noch um ca. 2 – 6 % über dem kalkulierten Durchschnittswert.

Die spezifischen Erträge aller 8 Wechselrichter bewegen sich für den Halbjahreszeitraum 1.07.-31.12.2015 in engen Grenzen zwischen 486 kWh / kWp und 506 kWh / kWp und für den Halbjahres-Zeitraum 1.01.2016 – 30.06.2016 zwischen 527 und 547 kWh / kWp, d.h. während dieser Zeit von 12 Monaten weichen die WR-Erträge insgesamt um ca. 4 % voneinander ab.

Die Energieproduktion der PV-Anlage Rheinland-Pfalz wurde somit insgesamt im Messzeitraum als ausgewogen und überdurchschnittlich eingestuft.

Stringerträge WR 1

Die aufgezeichneten String-Erträge der 8 parallelen Strings inklusive des definierten Referenzstrings von WR 1, GAK 26.1 wurden quartalsweise über den Zeitraum Oktober 2014 bis Dezember 2016 miteinander verglichen. Zeiträume mit vorhandenen Datenlücken sind mit * gekennzeichnet.

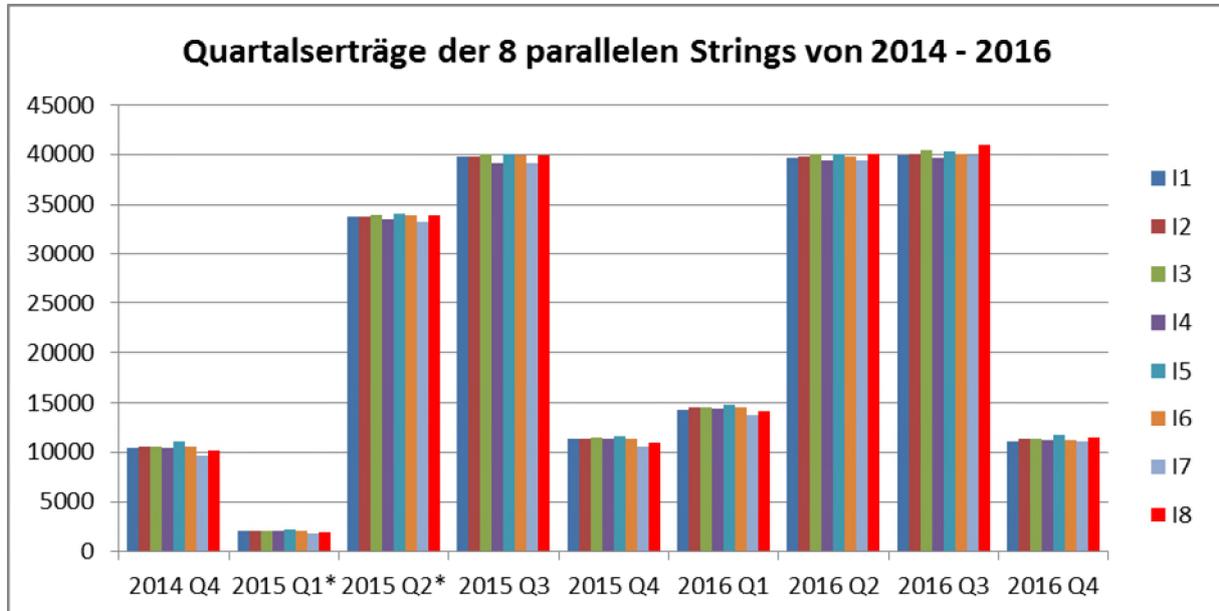
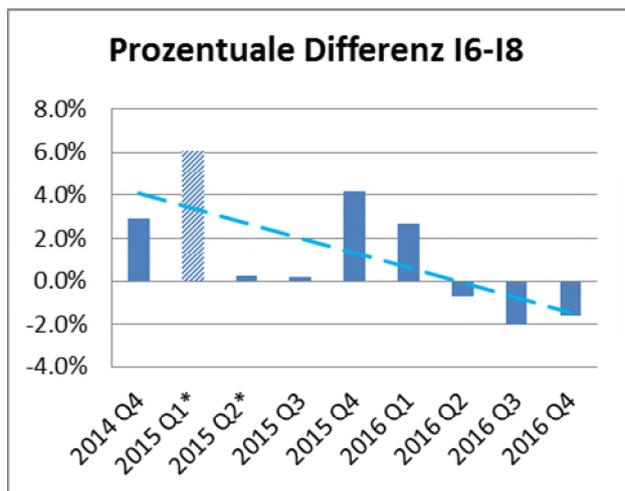
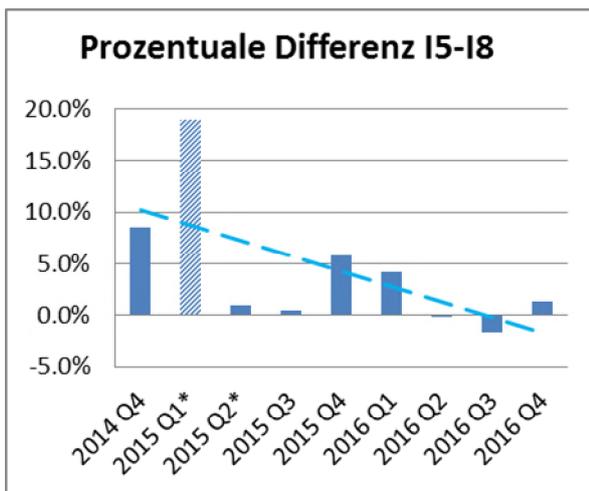
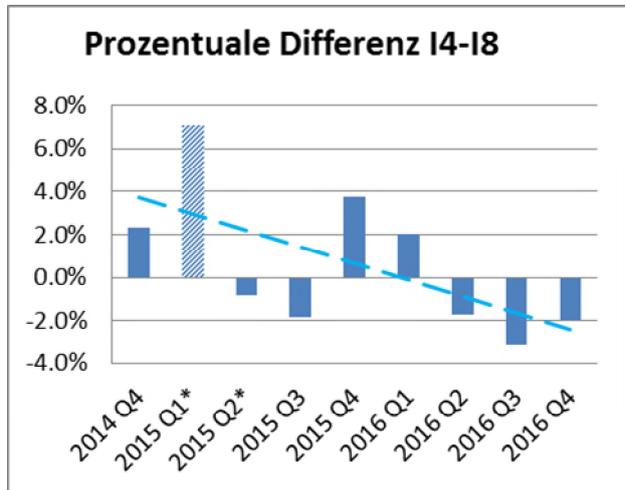
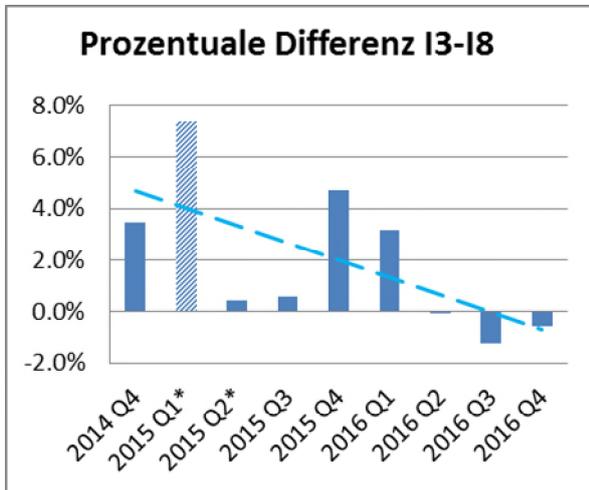
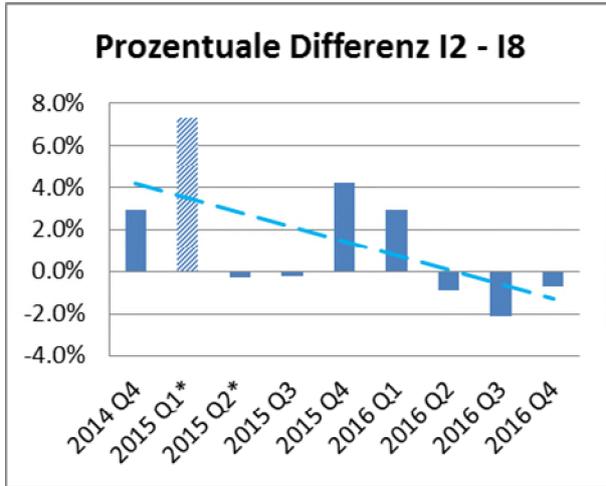
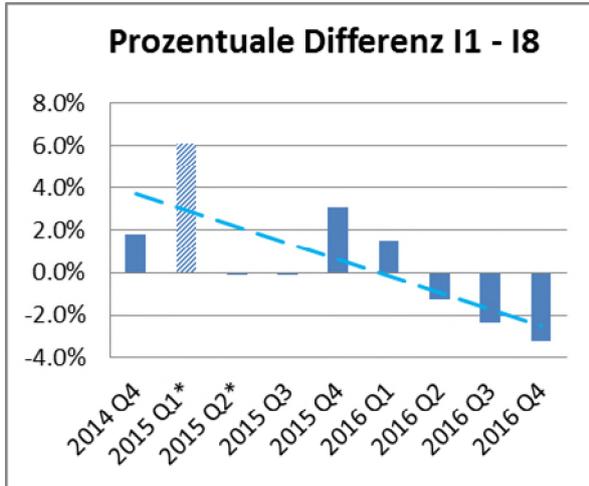


Abbildung 36: Ertragsvergleich der 8 parallelen Strings an WR 1, GAK 26.1

In Abbildung 36 ist zu sehen, dass es keine signifikanten Veränderungen, z. B. temporären oder permanenten Stringausfall einzelner Strings aufgrund aufgebrochener Verbindungen oder externer Ereignisse wie z. B. direktem Blitzeinschlag oder Hagelschlag o. ä. im Messzeitraum gegeben hat. Alle 8 Strings liefern permanent. In Quartal 1 in 2015 gab es signifikante Datenlücken in der Aufzeichnung, daher ist hier der Quartalertrag deutlich geringer als in anderen Zeiträumen.

Die Quartalssummen-Abweichungen der 7 Parallelstrings (Nr. 1 bis Nr. 7) im Vergleich zum Referenzstring Nr. 8 werden nachstehend einzeln aufgeführt.



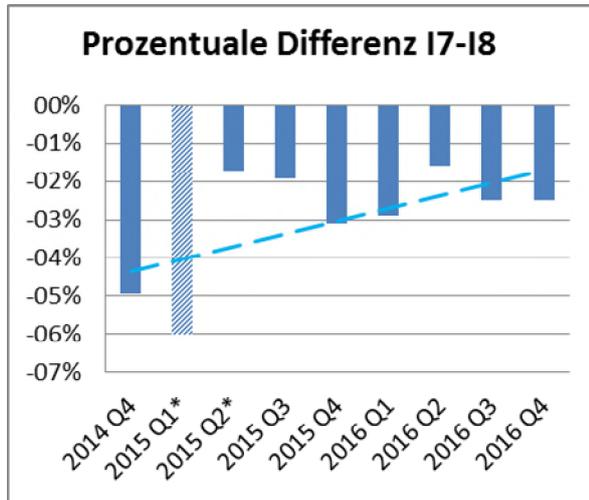


Abbildung 37: Prozentuale Differenzen zwischen den einzelnen Strings jeweils zum Referenzstring

Bewertung

Die Abweichungen der Quartalerträge der 7 parallelen Strings im Vergleich zum Referenz-String bewegen sich im Bereich von ± 5 % (ohne Berücksichtigung Quartal 1 2015 wegen signifikant fehlender Daten).

Aufgrund der deutlich niedrigeren Absolut Beträge wirken sich Abweichungen prozentual betrachtet in den Wintermonaten (Q1 und Q4) stärker aus als in den Sommermonaten (Q2 und Q3). Trotzdem ist eine Tendenz bei allen String-Vergleichen zu erkennen. Bei 6 von 7 Strings verschieben sich die relativen Differenzen in negative Richtung. Deren Erträge nehmen vergleichsweise gegenüber dem Referenzstring ab. Lediglich String 7 verringert seine anfänglich deutliche negative Abweichung gegenüber dem Referenz-String über die Zeit.

Bei diesen String-Messungen ist, wie in UAP 2.3 ausgeführt wurde, eine vergleichsweise geringe Messunsicherheit von ± 1 % zu berücksichtigen.

Die Darstellungen über einen Messzeitraum von 2 Jahren zeigen, dass eine differierende Entwicklung der Performance in den Strings stattfindet, d.h. es ist bei allen Strings ein Trend zu erkennen, der auf diverse Alterungsprozesse hindeutet. Diese verlaufen im Allgemeinen sehr langsam, sodass eine fortlaufende Analyse der Werte von Interesse ist.

Gegenüber dem Referenz-String entwickeln sich 6 Strings ertragsmäßig schlechter, wogegen String Nr. 7 ertragsmäßig „aufholen“ kann, d.h. seine anfänglich stärkere negative Abweichung wird über den Messzeitraum geringer.

Fazit Stringvergleich

Der Referenz-String bietet im direkten Langzeitvergleich der 8 Strings vergleichsweise eine bessere Performance, er liefert im Vergleich stabilere Energieerträge. Dies kann ein Hinweis auf vergleichsweise stärkere oder noch stärker divergierende Degradationsmechanismen in den Strings 1-6 sein.

Eine ergebnisabhängige zusätzliche Untersuchung der Module anderer Strings, z. B. Nr. 3 (negative Entwicklung) und Nr. 7 (positive Entwicklung) wäre in diesem Zusammenhang zur Ursachenfindung von Interesse, ist aber im aktuellen Projekt nicht abbildbar.

Wechselrichterertrag vs. Referenz-Stringertrag:

Für 2016 wurde eine Gegenüberstellung der spezifischen Erträge des Referenz-Strings zu den spezifischen Erträgen der 8 Wechselrichter im Park vorgenommen.

Die Performance des Referenz-Strings liegt in diesem Vergleich gemeinsam mit WR 7 an der Spitze.

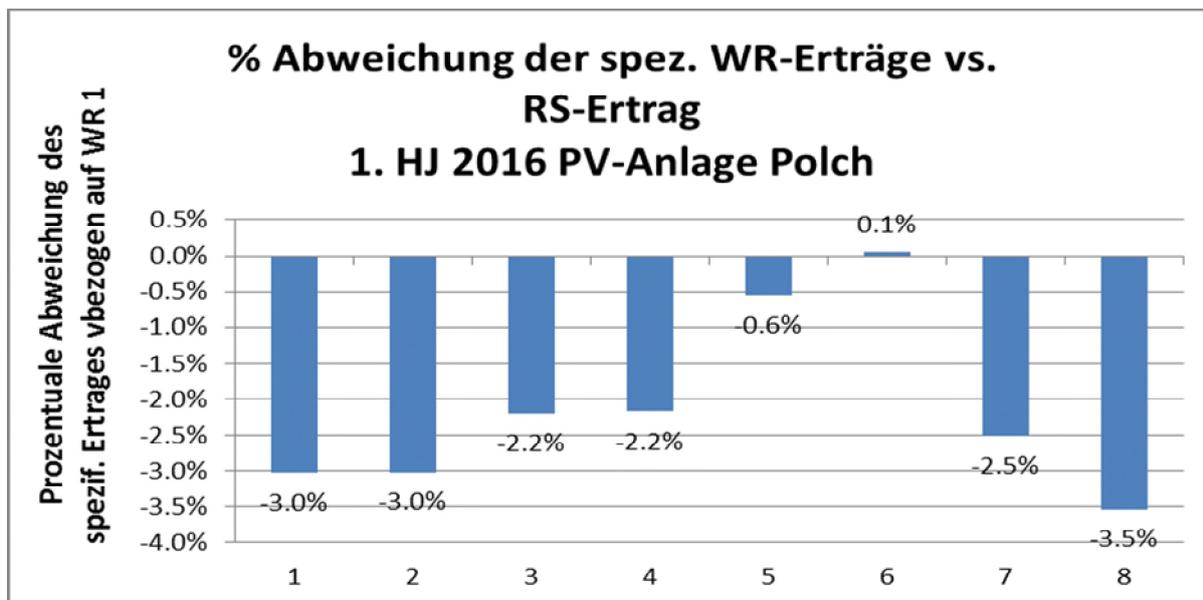
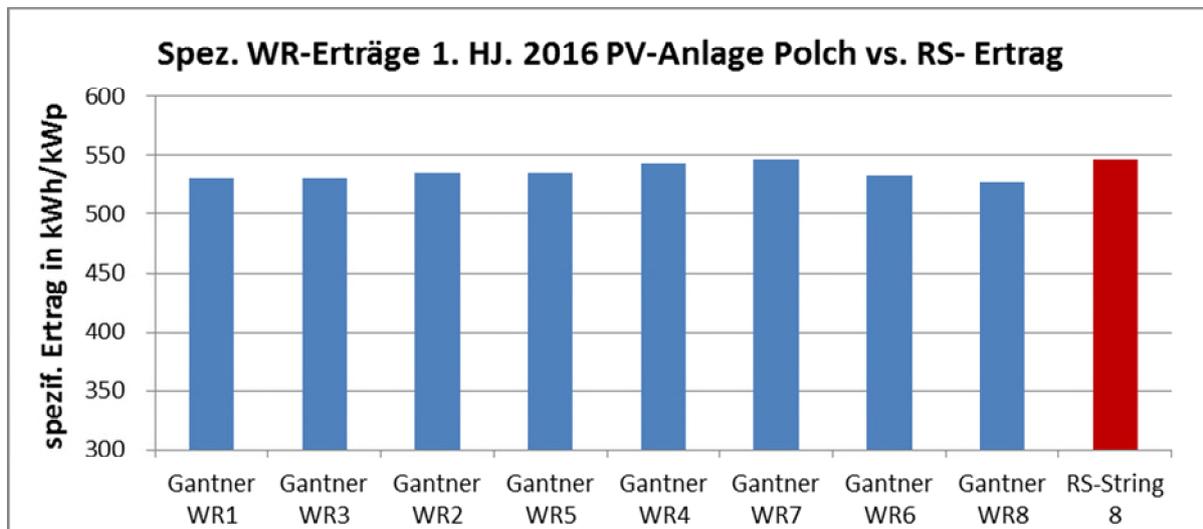


Abbildung 38: Vergleich der WR-Erträge 1-8 zum RS-Ertrag

Die Darstellung der prozentualen Abweichungen der spezifischen Erträge der Wechselrichter vom Referenzstring-Ertrag zeigen eine Spannbreite von -3,5 % bis +0,1 % (bei einer Messgenauigkeit von 1 %).

Ergebnis

Es konnte im Analysezeitraum 1. HJ 2016 eine vergleichsweise gute Performance des Referenz-Strings gegenüber dem gesamten PV Park Rheinland-Pfalz festgestellt werden. Die Abweichungen im spezifischen Ertrag liegen dabei bei maximal -3,5 %, was als übliche Spannbreite in PV-Anlagen angesehen wird.

Betrachtet man dieses Ergebnis zusammen mit den Trends der String-Erträge, so kann man daraus schlussfolgern, dass der Referenz-String mit der detailliert analysierten Modulqualität insgesamt gesehen über den Beobachtungszeitraum vergleichsweise gute und stabile Energieerträge liefert. Der „restliche Park“ liefert differenziert geringfügig schlechtere Energieerträge, wobei diese Differenzen über einen mehrjährigen Zeitraum mit weiterhin divergierender Alterung zunehmen können. Dafür wäre eine Fortsetzung der Messungen erforderlich. Von einer dramatischen Verschlechterung der Park-Performance wird nicht ausgegangen. (unter Ausschluss von ertragsmäßig signifikanten Ereignissen wie Hagel, Sturm, längere Schneebedeckung o. ä.)

Es wird insgesamt unterstellt, dass auf der großen Fläche der Modulinstallationen temporär auftretende Unterschiede bei Einstrahlungen (Wolkendurchzug), Modultemperaturen (Wind, Verschattungen) oder Verschmutzungen sich über einen mehrmonatigen Messzeitraum ausgleichen.

Leistungsdegradation nach Monitoringdaten

Qualitätsfaktor Performance Ratio

Als Kenngröße der Effizienz eines PV-Systems wird allgemein die Performance Ratio (PR), auch Qualitätsfaktor genannt, angegeben. Diese setzt die tatsächliche Leistung des Systems ins Verhältnis zur nominalen Leistung, also der theoretisch erreichbaren Leistung des Systems unter Berücksichtigung der STC-Leistung der Module.

$$PR = E_{\text{real}} / E_{\text{th}} \quad (1)$$

E_{real} ...tatsächlicher Wechselstromertrag

E_{th} ... theoretischer Gleichstromertrag

Praktisch bedeutet dies, dass man zur Ermittlung der PR den aus den Messwerten ermittelten spezifischen Energieertrag der PV-Anlage in Relation zur real erfahrenen Einstrahlung auf die PV-Module setzt. Da neben der Einstrahlung auf die Module auch die Modultemperatur die Performance der PV-Module signifikant beeinflusst, wird weiterhin eine Temperaturkorrektur derart vorgenommen, dass die gemessenen Ertragswerte jeweils auf einen fiktiven Ertragswert bei STC-Temperatur (25°C) mittels der im Datenblatt angegebenen Temperaturkoeffizienten umgerechnet werden.

$$E_{\text{th}} = G_{\text{Jahr}} \times P_{\text{STC}} / G_{\text{STC}} \quad (2)$$

G_{Jahr} ... tatsächliche Jahreseinstrahlung in kWh / m²

P_{STC} ... Anlagennennleistung unter Standard-Testbedingungen in kW_p

G_{STC} ... STC-Einstrahlung 1 kW / m²

Übliche Jahres - PR-Werte für gut performende Anlagen in Deutschland liegen in einem Bereich von ca. 80 %-85 %. Unter Berücksichtigung der Betriebsdauer der Anlage reduziert sich diese Angabe entsprechend der Degradation. Zu beachten ist, dass diese Angaben sich

auf den eingespeisten Ertrag beziehen. Somit sind die gleich- und wechselstromseitigen Verluste berücksichtigt.

Das Stringmonitoring greift die Messwerte bereits im DC-Kreis ab. Verluste, die im Wechselrichter, in den AC-Leitungen oder im Trafo entstehen, sind demnach nicht enthalten. Somit sollten die PR-Werte entsprechend höher ausfallen, erfahrungsgemäß liegen die genannten Verluste im Bereich um ca. 6 %, sodass eine DC-PR zwischen 86 % und 90 % als akzeptabel angesehen werden kann.

Die unvollständige Datenlage in dieser Messkampagne erlaubt keine Analyse über eine Jahres-PR. Es wurde daher zur Vereinfachung vereinbart, dass über eine Datenfilterung lediglich diskrete Stringleistungen vergleichbarer Bedingungen aus verschiedenen Zeiträumen verglichen werden.

Durch die Gegenüberstellung von 5 min-Mittelwerten bei annähernd gleichen Bedingungen bezüglich der gemessenen Einstrahlung und der Modultemperatur in verschiedenen Messzeiträumen soll analysiert werden, wie die Performance innerhalb der Strings variiert und wie sich diese über die Zeit darstellt. Es wird bewertet, ob diese diskreten Leistungswerte eine Degradation, ggf. auch eine erhöhte Degradation, widerspiegeln.

Anhand der vorgenommenen Labor-Leistungsmessungen unter STC-Bedingungen an allen Modulen des Referenz-Strings konnte eine mittlere jährliche Degradationsrate von -0,5 % festgestellt werden (siehe Bericht Nr. 21231770.002). Durchschnittlich geht man bei kristallinen Modulen von Degradationsraten zwischen -0,3 % und -0,5 % aus. Die Spanne des Degradationswertes für die einzelnen Module im Referenz-String ist allerdings mit -0,3 % bis zu -1,3 % recht groß.

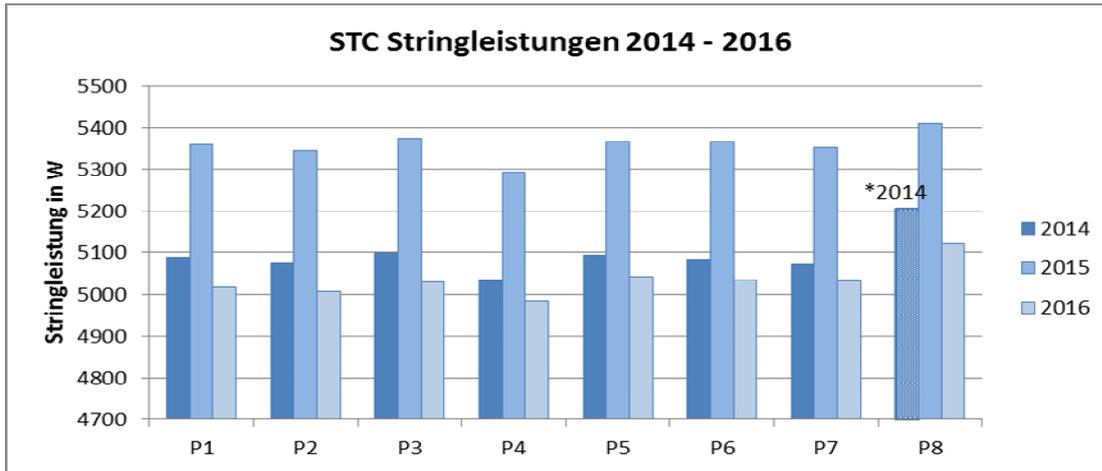
Da die Module eine vergleichsweise große Leistungsspanne aufwiesen, muss mit Mismatch-Verlusten im String und bei Parallel Verschaltung auch auf Parkebene gerechnet werden. Die Mismatchverluste im String überlagern die Verluste durch Modul-Degradation.

Ergebnisse mittels Datenfilterung (Stand 11.07.2018)

Es wurde nach Einstrahlungswerten von 990 bis 1010 W / m² (1000±1 % W / m²) gefiltert. Zusätzlich sollten die Modultemperaturen im Bereich von 40°C bis 46°C (43 ±6 % °C) liegen. Mit dieser Filtersetzung wurden in 2014, 2015 und 2016 jeweils ca. 15-20 Datensätze ermittelt, deren jeweilige Leistungs-Mittelwerte berechnet und miteinander verglichen. Die gemessenen Strom- und Spannungswerte wurden mit den im Datenblatt ausgewiesenen Temperaturkoeffizienten für Strom und Spannungswerte auf 25°C-Werte umgerechnet.

Spannungs-Temperatur-Koeffizient β_k (U_{oc}):	-0.33% / K
Strom-Temperatur-Koeffizient f_k (I_{sc}):	+0.06% / K
Leistungs-Temperatur-Koeffizient a_k (P_{mpp}):	-0.46% / K

Es wurden für die gefilterten Daten folgende temperaturkorrigierte durchschnittliche Stringleistungswerte in den Jahren 2014 – 2016 gemessen:



*2014 gab es für String 8 Datenlücken.

Abbildung 39: Mittelwerte der temperaturkorrigierten Leistungswerte der einzelnen Strings an ausgewählten Daten

Die Messwerte zeigen für 2015 entgegen der Erwartung signifikant höhere gemessene Leistungen als für 2014. In 2016 fallen die Werte gegenüber 2015 dagegen wieder deutlich ab. Nachfolgend ist die prozentuale Veränderung gegenüber dem Vorjahr aufgezeigt:

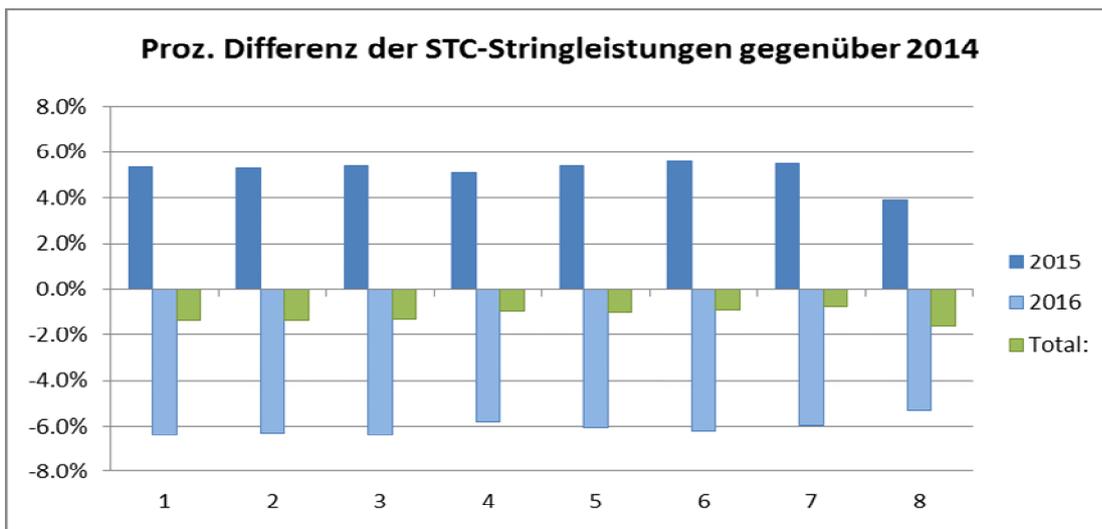


Abbildung 40: Stringleistungs-Entwicklung 2014 bis 2016 an ausgewählten Daten

Während nach 1 Jahr Betrieb die Stringleistungen durchschnittlich um 5,2 % höher lagen, verringerten sie sich nach 2 Jahren um durchschnittlich 6,0 %. Im Mittel gab es demnach eine Veränderung der Stringleistungen um -1,2 % zwischen 2014 und 2016.

Dies entspricht einer jährlichen Degradationsrate auf String-Ebene von 0,6 % und korrespondiert mit den ermittelten Degradationen der Modulmessungen im Labor in 2014 und 2017.

Eine Berechnung der diskreten String PR-Werte ergab für die ermittelten mittleren Erträge:

Jahr	PR
2104	90.2 %
2015	93.7 %
2016	88.7 %

Diese Werte bewegen sich allerdings auf einem vergleichsweise hohen Level. Die mittels Datenfilterung ermittelten mittleren Leistungswerte und daraus berechneter PR-Werte bedürfen einer kritischen Bewertung hinsichtlich ihrer Genauigkeit und Aussagekraft.

Bewertung der Genauigkeit

Wie unter UAP 2.3 dargestellt wurde, kann die Genauigkeit der Leistungserfassung in den Strings als hoch mit max. 1 % Abweichung angenommen werden. Durch die Filterung nach gemessenen Einstrahlungswerten und Temperaturen muss jedoch eine insgesamt signifikant höhere Gesamtabweichung von max. 3,9 % angesetzt werden. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass es sich bei den Werten um Mittelwerte handelt. Im Falle eines dynamischen Wolkendurchzugs spiegeln die 5 min Mittelwerte unter Umständen eine zu geringe Einstrahlung wider. Untersuchungen mit verschiedenen Messintervallen zeigen, dass mit größerem Abtastintervall und Mittelwertbildung eine zunehmende Abweichung vom tatsächlichen Wert erfolgt³, wie auch in eigenen Analysen im Rahmen eines Kundenprojekts festgestellt werden konnte.

³ Quelle: Mike Zehner et al., Hochschule München, „Systematische Untersuchung und Auswertung meteorologischer Einstrahlungsereignisse“, Hochschule München

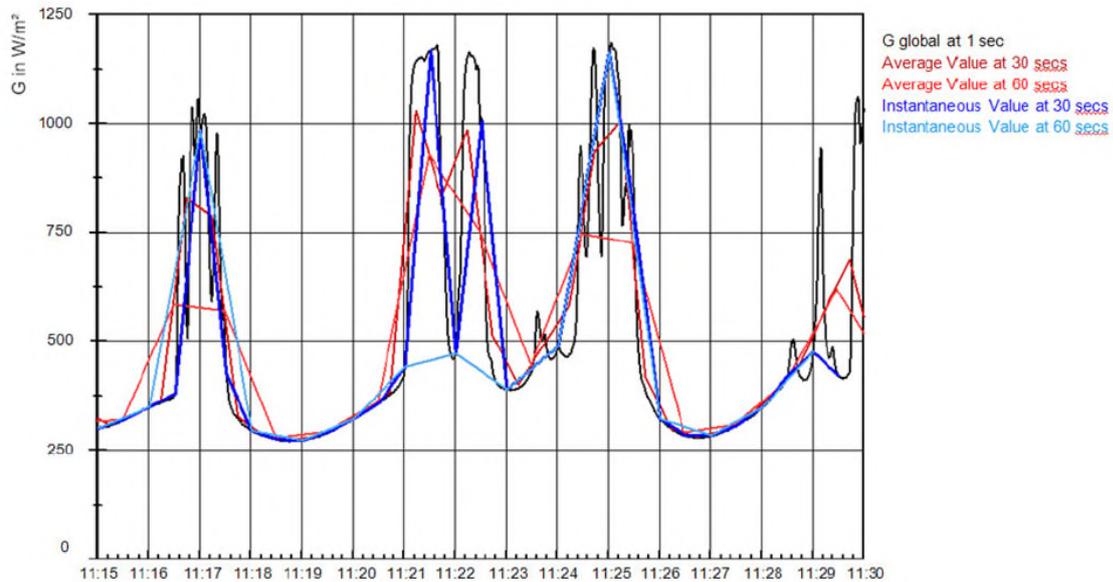


Abbildung 41: Exemplarische Wirkung der Messwerterfassung bei diff. Mittelung, Quelle: Mike Zehner

Gab es derartige dynamische Einstrahlungssituationen bei den punktuell herausgegriffenen 5 min-Mittelwerten, so kann die tatsächlich erfahrene Einstrahlung in diesem Zeitfenster u.U. deutlich höher liegen. Einzelspitzen im Sekundenbereich wurden u.U. nicht erfasst oder herausgemittelt. Die Folge wäre, dass die gefilterten Leistungswerte eigentlich bei einer höheren Einstrahlung erzielt worden sind, also nicht im Bereich $1000 \pm 1 \%$ W / m^2 liegen. In diesen Fällen würden zu hohe Leistungswerte in die Bewertung einbezogen und können je nach Anzahl dieser Werte eine Verfälschung in Richtung zu hoher PR bedeuten.

Ein genauerer Blick auf die Einzelmesswerte jedes Jahres zeigt teilweise deutliche Abweichungen der 5 min Leistungsmittelwerte für die einzelnen Strings:

Jahr	Abweichung
2104	3 - 14 %
2015	2 - 3 %
2016	10 - 12 %

Schlussfolgernd werden die gefilterten, diskreten Leistungswerte als nicht ausreichend genau eingestuft, um eine Darstellung der Leistungsentwicklung innerhalb einer 2-jährigen Zeitspanne zu ermöglichen.

Zusammenfassung der Arbeiten und Ergebnisse

Die Werte des Leistungsmonitorings im PV Park Rheinland-Pfalz wurden für Analysen sowohl auf Parkebene für alle 8 Wechselrichter als auch auf Stringebene für 8 parallele Strings,

davon 1 Referenz-String, durchgeführt. Die Datenverfügbarkeit aus dem String-Leistungsmonitoring für den PV Park ist eingeschränkt.

Ergebnisse

Auf **Parkebene** konnte ein gleichmäßiger und in Bezug zu kalkulierten Ertragsdaten überdurchschnittlich guter spezifischer Wechselrichterertrag im Analysezeitraum (2015-2016) festgestellt werden:

Spezifischer gemessener DC-Jahresertrag:	1.013 - 1.053 kWh / kWp
Geschätzter AC-Einspeiserertrag (Verluste von 6 %):	950 – 990 kWh / kWp
Kalkulierter spezifischer Jahresertrag (PVGIS)	935 kWh / kWp

Der Vergleich des **spezifischen Referenzstring-Ertrages mit den Daten der Wechselrichter** weist den Referenz-String als führend aus. Die prozentualen Abweichungen der spezifischen Erträge der Wechselrichter vom Referenzstring-Ertrag zeigen eine Spannweite von -3,5 % bis +0,1 %.

Der Vergleich der **8 parallelen Strings untereinander** zeigt Abweichungen der Quartalerträge der 7 parallelen Strings im Vergleich zum Referenz-String im Bereich von ca. ± 5 %.

Der Referenz-String bietet im direkten Langzeitvergleich der 8 Strings vergleichsweise eine bessere Performance d.h. er liefert im Vergleich zu 6 Strings stabilere Energieerträge. Dies wird als Hinweis auf vergleichsweise stärkere oder stärker divergierende Degradationsmechanismen in den Parallelstrings gewertet. Diese Degradationsmechanismen werden überwiegend den Modulen zugewiesen, können aber auch erhöhte Serienwiderstände im String betreffen, z. B. in Steckverbindern.

Ein Vergleich der Ertragsdaten verschiedener Jahre hinsichtlich der **Bewertung einer vorliegenden Degradation** erfolgt üblicherweise über den Qualitätsfaktor Performance Ratio als Jahreswert. Da die lückenhafte Datenverfügbarkeit keine vergleichbaren Jahreswerte zulässt, wurden ersatzweise diskrete Leistungs-Messwerte unter definierten Einstrahlungsbedingungen aus verschiedenen Zeiträumen analysiert.

Die Mittelwerte der gefilterten und auf STC-Temperatur umgerechneten Leistungswerte aus 2014, 2015 und 2016 wurden verglichen. Im Mittel gab es demnach zwischen 2014 und 2016 eine Veränderung der Stringleistungen um -1,2 %, was einer plausiblen Degradationsrate von 0,6 % entspräche, berücksichtigt man die Moduldegradationsrate im Referenzstring von durchschnittlich 0,5 %. Für die PR entspricht dies Werten von 90,2 % in 2014 und 88,7 % in 2016.

Innerhalb dieser gut „passenden“ 2-Jahresergebnisse gab es allerdings zwischenzeitlich in 2015 eine deutliche „Verbesserung“ der Performance. Eine Genauigkeitsbetrachtung zeigt, dass insbesondere durch die Einstrahlungswerte eine deutlich erhöhte Unsicherheit durch den Sensor selbst (trotz höchster Genauigkeitsklasse), aber auch durch die Messwertverar-

beitung und Filterung insbesondere bei dynamischen Einstrahlungsbedingungen anzunehmen ist. Die Untersuchung der jeweiligen Einzelwerte zeigt eine entsprechend große Spannweite mit Abweichungen bis zu 14 %. Unter UAP3.1 zeigt ein Auszug der Rohdaten aus dem Energy Yield – Monitoring fehlerbehafteter Module ebenfalls starke Streuungen einzelner Werte.

Schlussfolgernd werden die gefilterten, diskreten Leistungswerte als nicht ausreichend genau eingestuft, um eine verlässliche Ableitung einer Degradation innerhalb dieser 2-jährigen Zeitspanne zu ermöglichen.

Alle durchgeführten Untersuchungen führen zu der Einschätzung, dass der PV Park Rheinland-Pfalz insgesamt im Messzeitraum eine gute Performance aufweist und eine Degradation bei deutlicher Variationsbreite durchschnittlich im üblichen Bereich erfolgt. Es gibt mittelfristig gesehen keine Hinweise auf eine signifikant überproportionale Ertragsminderung.

Park NRW Freiland

Vergleich der Stringströme

In diesem Referenz-Park sind String-Wechselrichter vorhanden, die maximal 3 Strings als Eingänge verarbeiten.

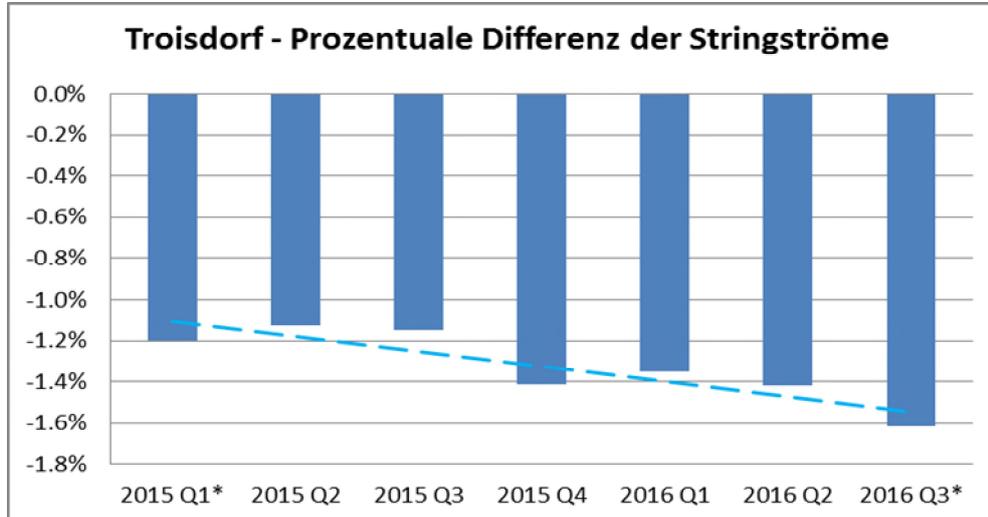


Abbildung 42: Auswertung Quartalsweise von 2015 – 2016

Tabelle 11: Prozentuale Differenzen der Erträge

	Differenz %
2015 Q1*	-1.2 %
2015 Q2	-1.1 %
2015 Q3	-1.2 %
2015 Q4	-1.4 %
2016 Q1	-1.4 %
2016 Q2	-1.4 %
2016 Q3*	-1.6 %
Mittelwert	-1,3 %

Die Leistungsdifferenzen zwischen den parallelen Strings sind sehr gering und liegen in einem engen Bereich von 1,1 % bis 1,4 %. Über den betrachteten Messzeitraum von 2 Jahren ist eine leicht zunehmende Tendenz der Differenzen zwischen den 2 parallelen Strings erkennbar. Diese Tendenz entspricht den Ergebnissen zu 8 parallelen Strings im Park Rheinland-Pfalz.

Unter Berücksichtigung der Messunsicherheit von ca. 1 % ist eine Zunahme der Differenzen um 0,3 % nicht als signifikant anzusehen.

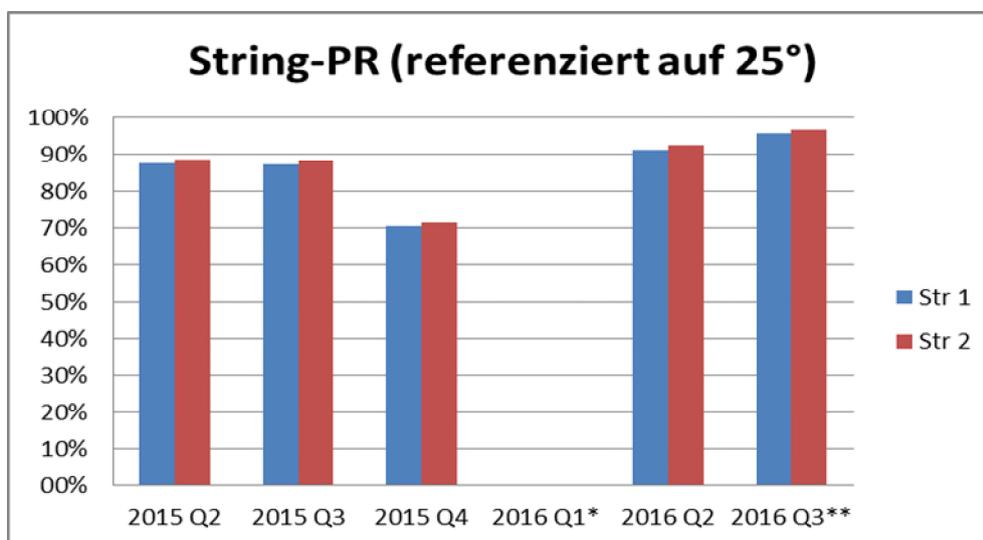


Abbildung 43: Berechnete (temperaturkorrigierte) Performance Ratio

* Keine Messwerte vorhanden, ** unvollständige Messwerte

PR auf Referenzertrag bezogen (25°)

	2015 Q2	2015 Q3	2015 Q4	2016 Q1*	2016 Q2	2016 Q3**
Str. 1	87.5 %	87.4 %	70.5 %	0.0 %	91.3 %	95.6 %
Str. 2	88.6 %	88.4 %	71.5 %	0.0 %	92.4 %	96.6 %

Die ermittelten Performance Ratio – Werte für die beiden Strings liegen im plausiblen Bereich. Eine messbare Degradation ist aus den PR-Werten nicht ableitbar. In 2016 sind die

PR-Werte im 2. Quartal ca. 4 % und im 3. Quartal ca. 8 % höher als im Vergleichszeitraum 2015.

Erträge der PV- Anlage

Über den Online-Portalzugang zum Anlagenmonitoring des Solarparks konnten die Ertragsdaten der Anlage für die Jahre 2014 – 2016 gegenübergestellt werden.

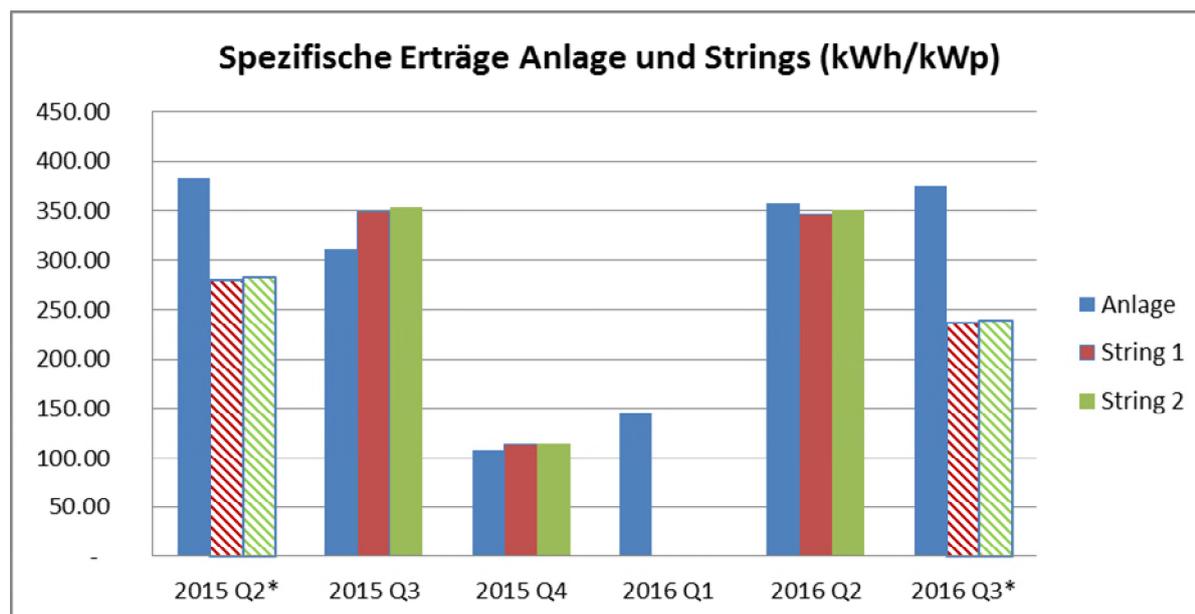
Anlagenleistung: ca. 3.430 kWp

Tabelle 12: Spezifischer Anlagenenertrag und Jahres-PR

	Spez. Ertrag kWh / kp	Einstrahlung kWh / m ²	Jahres-PR	Real / Nominal	Zähler / Nominal
2014	956,80	n.v.	-	114,80 %	109,46 %
2015	958,77	1.169,80	81,96 %	123,49 %	112,06 %
2016	988,33	1.102,47	86,96 %	125 % %	n.v.

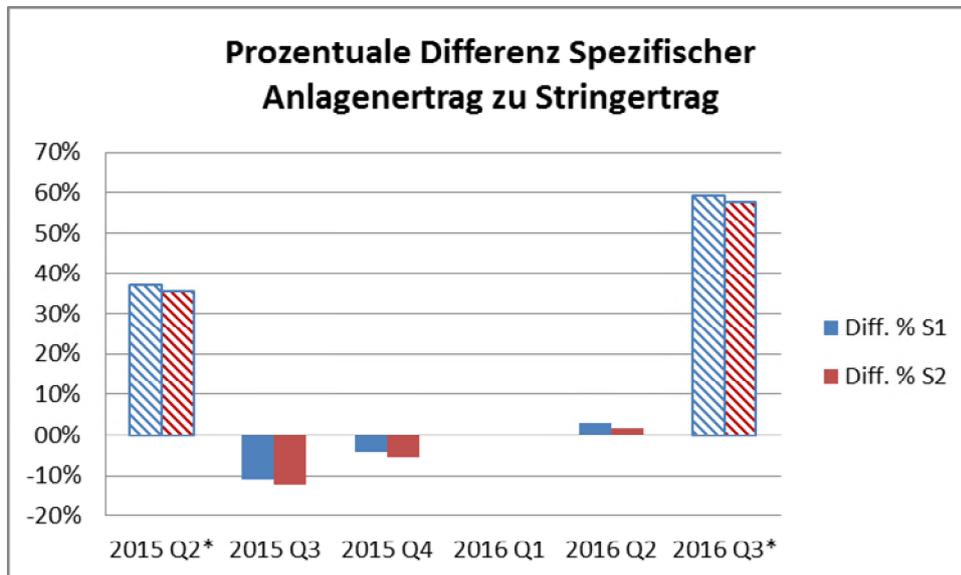
Die PV-Anlage in NRW hat im Messzeitraum gute und stabile Erträge geliefert. Die Jahres-PR liegt vergleichbar mit üblichen PR in Deutschland auf einem guten Wert. Auch hier zeigt sich für 2016 ein um ca. 5 % höherer Wert als 2015 analog zu den Auswertungen der String PR. Die Verfügbarkeit der Anlage war in 2014 und 2015 >99 % und 2016 > 98 %.

In 2015 gab es keine Monate mit signifikanten Stillstandszeiten, in 2016 war der Monat April mit 90 % Verfügbarkeit im Ertrag etwas unterrepräsentiert.



*Unvollständige Daten im Stringmonitoring

Abbildung 44: Vergleich der spezifischen Erträge der Anlage und der 2 Strings



*Unvollständige Daten im Stringmonitoring

Abbildung 45: Prozentuale Abweichungen des Anlagenertrages zu den Stringerträgen

Tabelle 13: Vergleich des spezifischen Anlagenertrages zu den spezifischen String-Erträgen

	Anlage	String 1	String 2	Diff. % S1	Diff. % S2
2015 Q2	383.16	279.39	282.64	37.1 %	36 %
2015 Q3	310.90	349.41	353.41	-11.0 %	-12 %
2015 Q4	108.90	113.66	115.26	-4.2 %	-6 %
2016 Q1	145.33				
2016 Q2	357.90	347.00	351.40	3.1 %	2 %
2016 Q3	376.06	236.08	238.59	59.3 %	58 %

Der Quartalsweise Vergleich der spezifischen Erträge zeigt eine Spannweite von Abweichungen zwischen 2 % und 10 %. Die größeren Abweichungen in 2 Quartalen beruhen auf Datenlücken im Stringmonitoring.

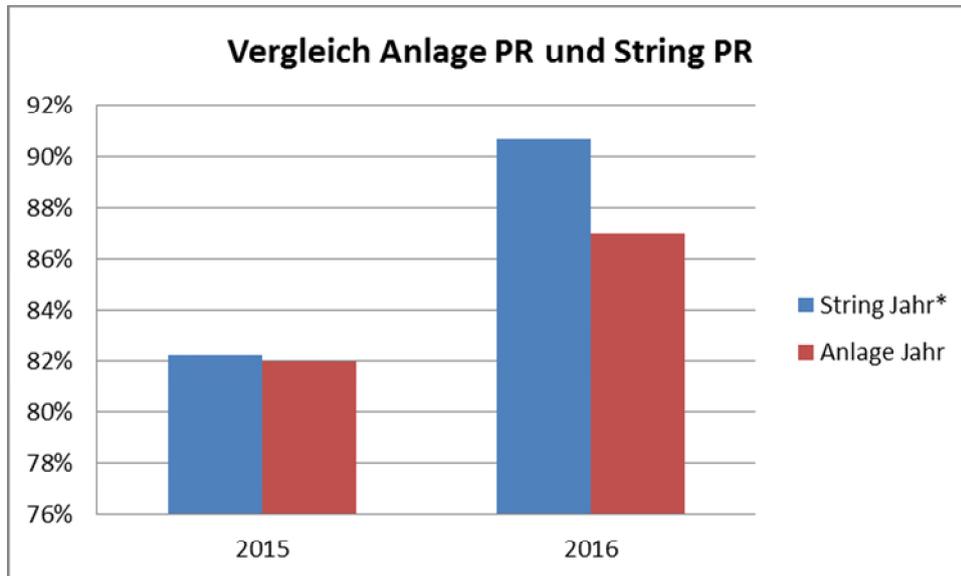


Abbildung 46: PR im Vergleich – *Datenbasis des Jahres PR des String-Monitoring ist geringer

	2015	2016
String Jahr	82.2 %*	90.7 %**
Anlage Jahr	82.0 %	87.0 %

* 3 Quartale bilden Grundlage

** 2 Quartale bilden Grundlage

In der Gegenüberstellung der ermittelten PR-Werte ist der Anstieg in 2016 gegenüber 2015 verdeutlicht. Die Werte wurden nicht temperaturkorrigiert, zum Vergleich bei jeweils gleichen Umgebungs-Bedingungen ist dies auch nicht erforderlich.

Zusammenfassung der Ergebnisse Park NRW

Das Monitoring zeigt für diese Referenz PV-Anlage in NRW einen stabilen Betrieb mit guten bis sehr guten Erträgen in den betrachteten Jahren 2015 und 2016. Die Performance Ratio wurde mit 82 % (2015) und 87 % (2016) ermittelt. Das Referenz-Stringmonitoring zeigt ebenfalls eine höhere PR für 2016 an.

Die Ableitung einer Degradation ist weder aus dem Anlagen-Monitoring noch aus dem Referenz-String-Monitoring möglich.

Ein Vergleich der spezifischen Erträge zwischen der Anlage und dem Referenz-String zeigt für die 3 Quartale mit vollständigen Datensätzen eine Abweichung von -10 % bis +2 % mit einer Tendenz zu vergleichsweise höheren Anlagenerträgen. Eine Ableitung einer u.U. diffe-

renzierten Performanceentwicklung zwischen Anlage und Referenz-String ist aus diesen Daten nicht möglich.

Der String-Vergleich zeigt nur sehr geringe Differenzen, die eine leicht zunehmende Tendenz erkennen lassen. Dieses Ergebnis ist analog zu den String-Vergleichen der Referenzanlage in Rheinland-Pfalz.

Für eine valide Aussage sind aufgrund der zu berücksichtigenden Messunsicherheiten die Unterschiede zu gering.

UAP 2.5 Qualitätsuntersuchungen an Modulen inkl. statistischer Auswertungen

Das Projektziel einer Qualitätsüberprüfung ausgelieferter Module in größerer Stückzahl sollte entsprechend der ursprünglichen Überlegungen mittels mobiler Messlabore verfolgt werden, welche nach der Marktrecherche in 2014 in Bezug auf die erforderliche Messgenauigkeit und Kosten- / Nutzenverhältnis für das Vorhaben nicht sinnvoll eingesetzt werden konnte (s. UAP 2.2.).

Es erfolgte daraufhin eine zweimalige Neuausrichtung der Aktivitäten zu diesem Arbeitspaket, mit der das Ziel dieses Arbeitspaketes letztlich alternativ voll erreicht werden konnte.

Mit der stark zunehmenden Präsenz der vorwiegend asiatischen Modulhersteller und deren Liefermengen nach Europa wurde eine alternative Qualitätsüberprüfung anhand der Messung von Chargen-Stichproben aus Containerlieferungen vorgesehen und in Zusammenarbeit mit einem der führenden Logistikunternehmen DB Schenker im Hafen von Antwerpen aufgebaut. Einerseits konnten somit Qualitätsdaten der ausgelieferten Module und andererseits Informationen über Transportbelastungen bei den zunehmend interkontinentalen Transportwegen und deren Auswirkungen auf die PV-Module untersucht werden. Mit dem deutlichen Rückgang der Großanlageninstallation in den europäischen Ländern verschob sich die Zielausrichtung der außereuropäischen Modullieferungen seit 2015 drastisch in den arabisch - afrikanischen Raum. Die Messstation in Antwerpen musste daher bereits nach kurzer Zeit wieder deinstalliert werden, da keine signifikanten weiteren Modullieferungen erfolgten.

Ein neuer Ansatz zur Erreichung der Projektziele in diesem UAP wurde mit der Entwicklung und Implementierung einer IT-basierten Inspektionsunterstützung gefunden.

In Zusammenarbeit mit einem externen Dienstleister konnte dessen Know-How für verschiedene mobile technische Unterstützungen von Inspektionen und daraus abgeleiteter Berichterstellungen für die speziellen Belange von PV-Anlageninspektionen angepasst werden. Somit kann eine deutlich effizientere und qualitativ bessere Erfassung von Qualitätsdaten bei Abnahmeprüfungen oder Inspektionen aus verschiedenen Anlässen quasi nebenbei erfolgen. Mittels zu entwickelnder Analysetools kann eine umfassende Datenbank zu Qualitätsdaten in Betrieb befindlicher PV-Anlagen und deren Komponenten erfolgen.

Zusammenfassung der Ergebnisse

Zu Beginn 2015 wurde durch TÜV Rheinland in Zusammenarbeit mit der Firma DB Schenker eine Prüfeinheit in einem Logistikzentrum im Hafen von Antwerpen eingerichtet, die unter gleichmäßigen Umweltbedingungen (Indoor) eine qualitätsgesicherte Vermessung einer Stichprobe von PV-Modulen ermöglicht.

Das Ergebnis einer ersten Messung von 200 Modulen demonstrierte die positiven Auswirkungen eines qualitätsgesicherten Transports. Beiträge dazu leisteten einerseits die zertifizierte Messtechnik beim Hersteller Hanwha (TÜV Rheinland „Power Controlled“) und andererseits die erfolgte Containerzertifizierung (TÜV Rheinland „Qualified Shipping Unit“).

Die Messwerte der Herstellermessung bei Hanwha und bei TÜV Rheinland im Hafенlabor wichen im Mittel nur um -0,2 % voneinander ab (Messgenauigkeit $\pm 2,5$ %). Im EL-Bild waren keine Mikrorisse oder gar Zellbrüche erkennbar – eine positive Bestätigung der Effekte von konsequenten Qualitätsmaßnahmen.

Da wegen veränderter Marktbedingungen und Warenströme keine weiteren Messungen in Antwerpen durchgeführt werden konnten, wurde eine Alternative zur Gewinnung von statistisch relevanten Qualitätsdaten in Angriff genommen.

Als neue Ausrichtung wurde für dieses Unterarbeitspaket eine individualisierte IT-Lösung genannt „Reporheld“ für die Unterstützung der Planung, Durchführung und Auswertung von PV-Anlageninspektionen weiterverfolgt.

Diese Inspektions-Software wird durch einen externen Anbieter als Grundgerüst angeboten und wurde in enger Zusammenarbeit mit den Photovoltaik Power Plants Experten an die Arbeitsweise und die Ansprüche von TÜV Rheinland Inspektionen angepasst. Diese Lösung integriert die Vor-Ort-Arbeitsprozesse in ein Tablet oder Smartphone und ermöglicht deutliche Qualitäts- und Effizienzsteigerungen bei den Inspektions- und Dokumentationsaufgaben. Zusätzlich wird in der Endausbau-Stufe eine automatisierte Statistik auf mehreren Ebenen integriert sein. Im Praxistest einer ersten Version konnte die Praxistauglichkeit nachgewiesen werden.

Optimierungen hinsichtlich der Performance und der Protokollerstellung für den Kunden sind geplant. Ein weiterer, größerer Schritt ist die Überarbeitung der bereits aktuell hinterlegten umfangreichen Fehler-Datenbank mit aktuell ca. 1.300 verschiedenen Fehlertypen. Ziel ist die Erleichterung der Fehlerzuordnung vor Ort und damit eine einheitliche Bewertung vorgefundener Merkmale. Dies ist die Voraussetzung für eine sinnvolle statistische Auswertung der vorgefundenen Fehlermerkmale.

Qualitätsmessungen an Stichproben von Warenströmen

Im Hafen von Antwerpen wurde eine quasistationäre Qualitätsmeseinrichtung (STC, EL) (Inhouse Messcontainer) durch TÜV Rheinland eingerichtet und in Betrieb genommen. Mittels Vergleich dieser Messung mit der Ausgangscharakterisierung vom Hersteller kann neben der für den Käufer wichtigen Qualitätsaussage zu der konkreten Modullieferung als zusätzlicher Nutzen eine Bewertung des Transporteinflusses erfolgen und für mehr Transparenz und Sicherheit im weltweiten Transport und damit zur Sicherung der Qualitätskette beitragen.

Die mit Vertretern der Firma Hanwha-Q Cells ursprünglich getroffenen Vereinbarungen über umfangreiche Modul-Messungen im Hafen Antwerpen konnten aufgrund der Firmenentwicklungen bei der Gruppe nur für eine Lieferung im März 2015 realisiert werden.

Es gelang in 2015 absehbar nicht, weitere Messkampagnen zu akquirieren. Als Ursache wurde eine massive Verschiebung der Warenströme aufgrund der Änderungen der Zielgebiete angesehen. Diese Verschiebung erfolgte von ehemals Europa in Richtung Afrika (z. B. Ägypten oder Südafrika) und den arabischen Raum.

Um Kosten zu sparen und die sensible Sensorik nicht zu gefährden, wurde das Messequipment zurück nach Köln transportiert und die Teststands-Aufbauten zwischengelagert und zu einem späteren Zeitpunkt zurückgeholt.

Vergleichsmessung – Messergebnisse

Tabelle 14: Messergebnisse aus der Stichprobe von 192 Modulen

Module No	Label: 260 W Plus Sortierung	Pmpp Customer [W]	Pmpp TÜV [W]	Deviation [%]
	Average	261.2	260.8	-0.2
	Maximum deviation	---	---	-1.3
47	Minimum Pmpp	260,3	256,9	

Die Differenzen aller Modulmessungen bewegen sich generell zwischen 0 % und -0,5 % bis auf eine Ausnahme mit -1,3 % Abweichung.

Das EL-Bild des Moduls mit der vergleichsweise „großen“ Messwert-Abweichung wurde betreffs sichtbarer Zellschäden untersucht (256,9W):

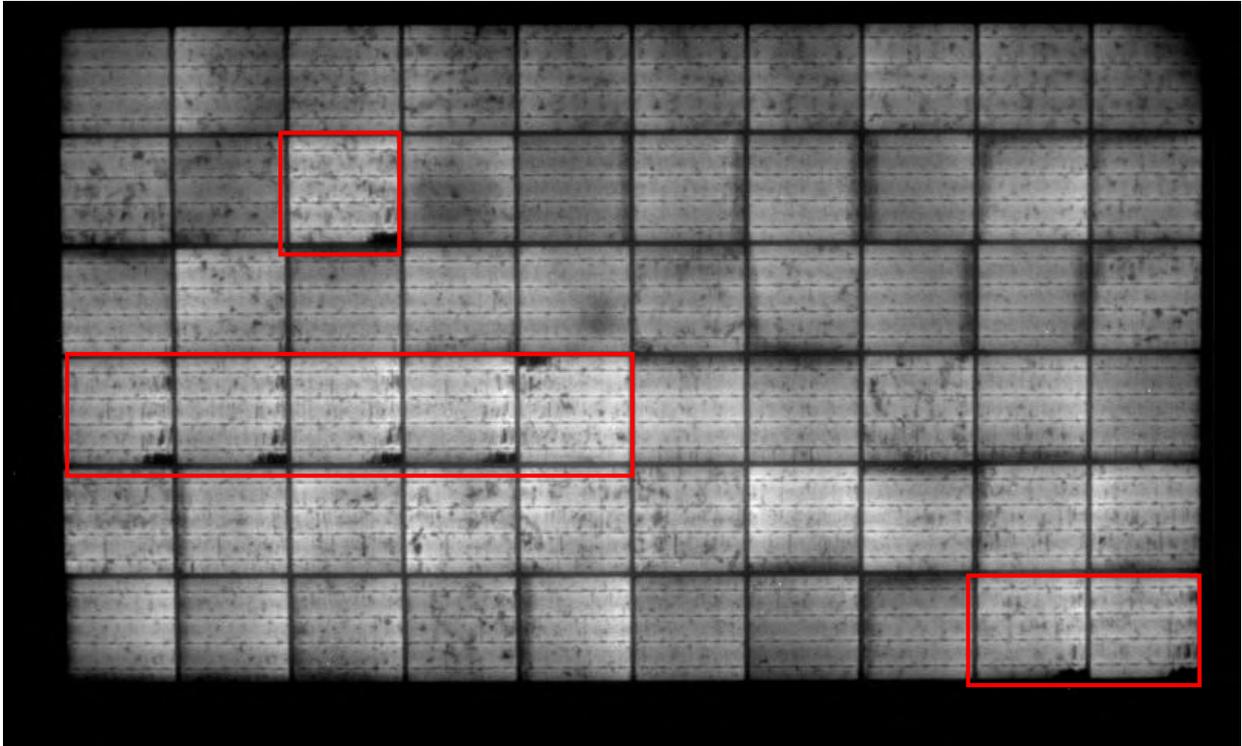


Abbildung 47: Fig. 47: Electroluminescence image of module HSL60713P1501AKL0298

Es sind 8 Zellen mit gleichartigen Merkmalen in der unteren rechten Ecke zu finden, die dem Herstellungsprozess zugeordnet werden. Weiterhin sind mehrere Randzellen mit verringerten Leistungen am Zellrand verarbeitet worden und ein Zell-Mismatch ist erkennbar.

Es sind keine Zellrisse oder Brüche im Modul erkennbar, die auf hohe Transportbelastungen und dadurch bedingte Leistungsminderung hindeuten.

Die Untersuchung der weiteren EL-Bilder zeigte lediglich 2 weitere Module mit je 1 identischem Zellmerkmal.

Weiterhin wurden bei 1 Modul wiederkehrende Shunts in mehreren Zellen gefunden, die Pmpp-Differenz betrug $-0,3\%$ (261,1W).

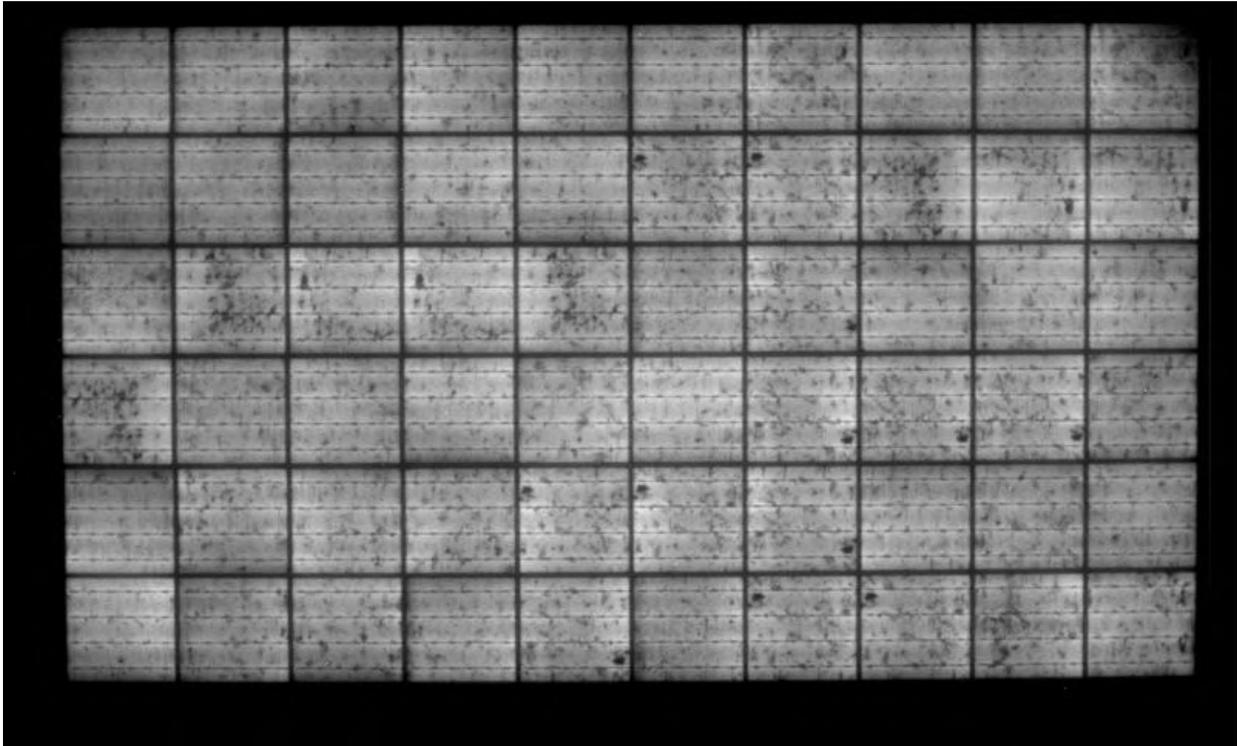


Abbildung 48: Fig. 119: Electroluminescence image of module HSL60713P1501AKV0794

Mikrorisse oder Zellbrüche sowie deutliche Lötfehler wurden bei der Sichtung der EL-Bilder nicht festgestellt

Das Ergebnis dieser 1. Messung (200 Module) zeigte die positiven Auswirkungen eines qualitätsgesicherten Transports. Beiträge dazu leisteten einerseits die zertifizierte Messtechnik beim Hersteller Hanwha (TÜV Rheinland „Power Controlled“) und andererseits die Containerzertifizierung als „Qualified Shipping Unit“. Die Messwerte der Herstellermessung bei Hanwha und bei TÜV Rheinland im Hafenzentrum wichen im Mittel nur um -0,2 % voneinander ab (Messgenauigkeit $\pm 2,5$ %) – eine positive Bestätigung der Effekte von konsequenten Qualitätssicherungen in der Lieferkette.

Qualitätsmessungen während Anlageninspektionen

Als neue Ausrichtung wurde für dieses Unterarbeitspaket eine individualisierte IT-Lösung genannt „Reporheld“ für die Unterstützung der Planung, Durchführung und Auswertung von PV-Anlageninspektionen weiterverfolgt. Diese Inspektions-Software wird durch einen externen Anbieter „Group XS“ als Grundgerüst angeboten und in enger Zusammenarbeit mit den Photovoltaik Power Plants Experten an die Arbeitsweise und die Ansprüche von TÜV Rheinland Inspektionen angepasst. Diese Lösung integriert die Arbeitsprozesse in ein

Tablet oder Smartphone und ermöglicht deutliche Qualitäts- und Effizienzsteigerungen bei den Inspektions- und Dokumentationsaufgaben ⁴

Damit können statistisch relevante Qualitätsdaten quasi nebenbei bei jeder Inspektion von großen PV-Installationen aufgenommen werden. Die Investition in die Soft- und Hardware wurde nicht aus Projektmitteln getätigt. Die Entwicklung der Datenbank und der daraus abgeleiteten Auswertungen erfolgten unter der Maßgabe der Gewinnung aussagefähiger Daten zur Qualität der Anlage und insbesondere der Qualität der verbauten Module.

Ein zentraler Punkt der Software ist ein gut strukturierter, mit allen gängigen Fehlerbildern, deren möglichen Ursachen und wahrscheinlichen Auswirkungen sowie eindeutigen Fehlerdarstellungen unteretzter Fehlerkatalog. Dieser wurde auf Basis von hunderten ausgewerteten Inspektionsberichten und mit Diskussion in Expertenrunden im Vorhabenzeitraum in einer ersten Fassung (noch weitgehend ohne Fehlerfotos) erstellt, bedarf aber in weiteren Schritten der ergänzenden Fehlerbeschreibung und Optimierung der Struktur. Aktuell wird an diesen Aufgaben gearbeitet.

Vorteile des „Reportheld“

Ziel bei visuellen und thermographischen Inspektionen von PV – Anlagen ist es, Fehler zu detektieren, zu klassifizieren und schließlich zu bewerten. Bei der Inspektion sollen nach Möglichkeit Fehlerart und Fehlerort klar dokumentiert werden, um weitere Analysen oder Reparatur bzw. Austausch durch das Wartungsteam des Betreibers vornehmen zu können.

Insbesondere bei der Fehlerzuordnung und Klassifizierung gab es in der Vergangenheit oft Schwierigkeiten mangels einer klaren Definition. Somit waren Vergleiche zu anderen Inspektionen oder Fehlerstatistiken bislang nur bedingt und mit großem Aufwand möglich. Durch die Einführung eines automatisierten Systems mit einem hinterlegten Fehlerkatalog kann hier eine deutliche qualitative Verbesserung geschaffen werden.

Detaillierte Ergebnisse Qualitätsuntersuchungen mit Business App „Reportheld“

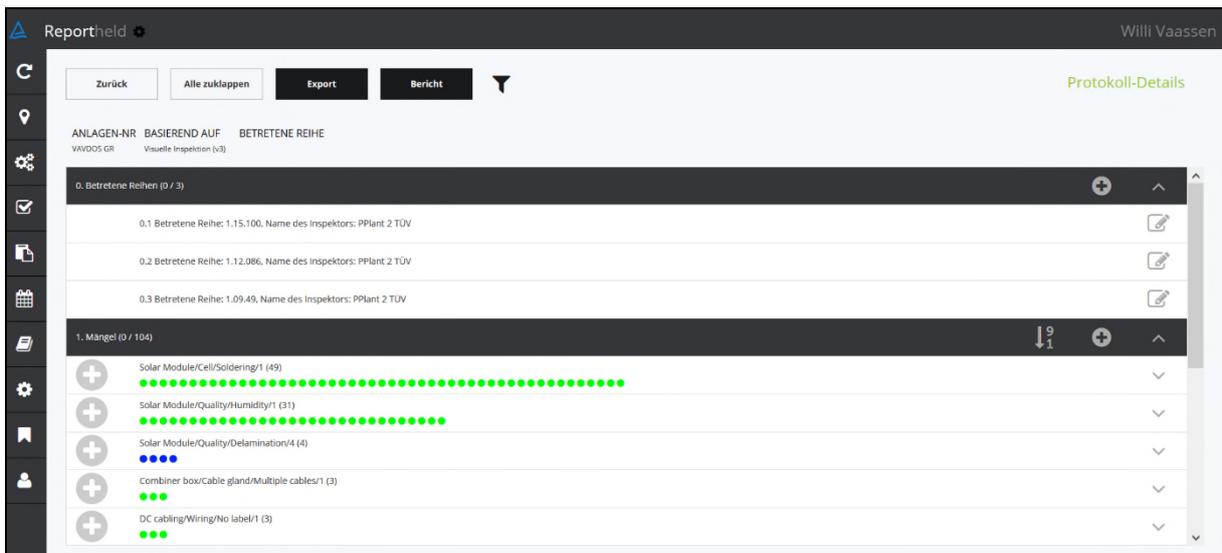
Basis ist eine Datenbank gestütztes System, welches neben der Anlagendokumentation auch eine protokollgeführte Inspektiondurchführung und Befundaufnahme gewährleistet. Alle Anlagenangaben und aufgenommenen Daten und Ergebnisse der Inspektion werden in einer Datenbank gespeichert und sind wenn ein Internetzugang existiert jederzeit abrufbar.

⁴ <https://www.reportheld.com/> , Smart mobile collaboration, Demonstration

Durch den hinterlegten Fehlerkatalog existiert eine vordefinierte Fehlerauswahl mit entsprechender Klassifizierung und ggf. fehlerabhängig mehreren möglichen Ausprägungsgraden, Er beinhaltet eine Beschreibung des Fehlers sowie Beispielbilder. Dieses unterstützt die klare Fehlerzuweisung. So ist idealerweise eine immer gleiche Beurteilung eines konkreten Fehlers möglich, da subjektiv differenzierte Einschätzungen durch den jeweiligen Inspektor bei der Fehleraufnahme weitgehend vermieden werden.

Auf dieser Grundlage können statistische Auswertungen zum Fehleraufkommen, bestimmten Fehlertypen oder auch ein Vergleich zwischen mehreren Anlagen erfolgen. Im Falle von angestrebten wiederkehrenden Inspektionen ist durch eine exakte Positionsangabe mittels GPS der aufgenommenen fehlerhaften Module auch eine zeitliche Entwicklung bei bestimmten Merkmalen oder eine Häufigkeitsstatistik auswertbar. So können Fehlerarten und Fehleraten bestimmt werden sowie Fehlerkategorien zusammengefasst und bewertet werden.

Die Möglichkeit der Bilddokumentation und das optionale Einscannen der Barcodes betroffener Module sind zusätzliche hilfreiche Instrumente zur Fehlerdokumentation. So können weitere Informationen bei Bedarf bei der Fehleraufnahme abgespeichert werden.



The screenshot shows the 'Reportheld' interface for a protocol titled 'Visuelle Kontrolle' by Willi Vaassen. The interface includes navigation buttons (Zurück, Alle zuklappen, Export, Bericht) and a search icon. Below the navigation, there are fields for 'ANLAGEN-NR' (WVDO5 GR), 'BASIEREND AUF' (Visuelle Inspektion (V3)), and 'BETRETENE REIHE'. The main content is divided into two sections: '0. Betretene Reihen (0 / 3)' and '1. Mängel (0 / 104)'. The '1. Mängel' section lists several error categories with their counts and severity indicators (green and blue dots):

Fehlerkategorie	Anzahl	Schweregrad
Solar Module/Cell/Soldering/1	49	Grün
Solar Module/Quality/Humidity/1	31	Grün
Solar Module/Quality/Delamination/4	4	Blau
Combiner box/Cable gland/Multiple cables/1	3	Grün
DC cabling/Wiring/No label/1	3	Grün

Abbildung 49: Protokoll „Visuelle Kontrolle“ mit Überblicksdarstellung gefundener Fehler

Die Anzahl der Punkte gibt die Anzahl der aufgenommen Fehler wieder (über alle Reihen). Die Farbe der Punkte gibt den Schweregrad / Ausprägungsgrad an.

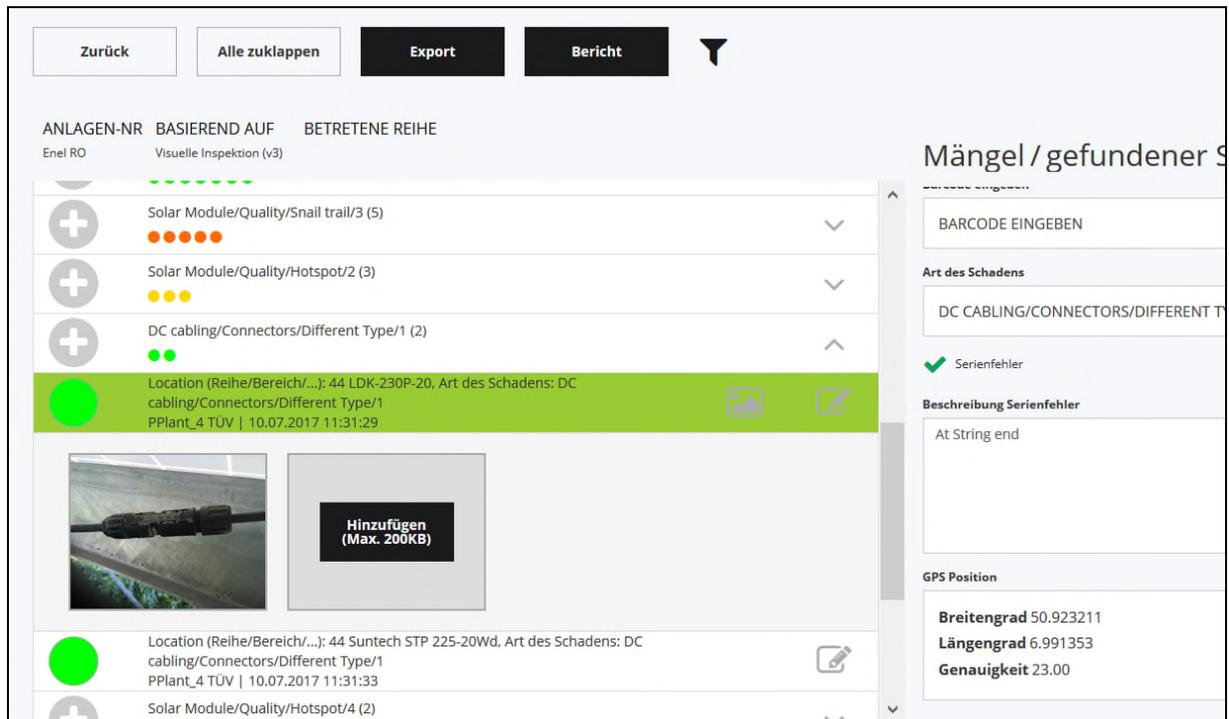


Abbildung 50: Protokoll Visuelle Kontrolle mit Fehlerauswahlmöglichkeit

In dem rechten Eingabefeld können die Fehler aus dem hinterlegten Fehlerkatalog ausgewählt werden. Zusatzinformationen wie Bilder oder Barcode können nach Bedarf eingefügt werden. Die GPS Position wird automatisch hinterlegt.

Auf der Grundlage der aufgenommenen Daten können Protokolle und Berichte automatisch generiert werden.

Das Protokoll enthält automatisiert in Listenform:

- gefundene Fehlertypen
- Anmerkungen des Inspektors,
- Kurzbeschreibung des Fehlers
- Fotos (soweit diese aufgenommen wurden)

Eine Ansicht der ersten Fassung dieser Fehlerliste ist in Abbildung 51 zu sehen.

In einer zweiten Fassung wird die Darstellung bezüglich Optik und Platzausnutzung optimiert.

Defects

Location (row/area/...)	Sublocation (table/room/...)	Kind of Damage	Description Defect	Serial	Enter barcode	GPS position	Comment
3.1.56		Infrastructure/Maintenance/Plants/2	In Part 9 & 10 OF THE INSTALLATION			Lat.: 37.850957, Lon.: 21.266032 (50.00)	
							
3.1.56		Solar Module/Glass/Dirt/3				Lat.: 37.850957, Lon.: 21.266032 (50.00)	

Abbildung 51: Beispielbericht, Ausschnitt

Unterhalb der Fehlerliste werden in einer Legende die Langtexte der Fehlerbeschreibung dargestellt. Somit kann der Auftraggeber im Inspektions-Protokoll auch Informationen zu möglichen Ursachen und Auswirkungen der in seiner Anlage detektierten Auffälligkeiten entnehmen.

Fehlerstatistik

Zur weiteren Analyse z. B. allgemeiner Qualitätsübersichten zu den inspizierten PV-Anlagen im Sinne dieses Vorhabens oder zum Vergleich zu vorangegangenen Inspektionen einer Anlage oder zu weiteren Anlagen können Fehlerstatistiken verschiedener Art erstellt werden.

Nachfolgend werden Auswertemöglichkeiten und Fehlerstatistiken dargestellt.

a) Anlagenstatistik

Alle detektierten Fehler werden pro Tischreihe in Anzahl und Prozent ausgegeben

Tabelle 15: Anlagenstatistik einer Inspektion mit selektiver Überprüfung der Reihen

Protocol Visual Inspection PV-Generator									
PV plant	Green farm								
Date	01.01.2016								
Inspector	Mustermann								
Row	1	2	3	4	23	24	25	Summe	Prozent
Anzahl Module	200	240	260	300	300	250	180	8990	
Fehler									
1 misalignment of cell connectors	1			1	14	6	6	180	2,0
2 Detached cell edge	1	1			1			15	0,2
3 EVA on front side glass	1	1	3		3	3		48	0,5
4 Punctual failure at cell surface			1	3	4	3		47	0,5
5 Modul or stringcable not fix			1		1	3	3	87	1,0
6 edge protection is missing			1					4	0,0
7 Delamination				1				3	0,0
8 Punctual discoloration at cell surface				1	3	3		19	0,2
9 Tape on frontside					2			18	0,2
10 Different cell type within module								1	0,0
11 Cell crack								4	0,0
12 Module junction box not firmly closed	15	17	28	32	9	6	3	548	6,1
13 Banding radius to low							1	10	0,1
14 Missing lid at module junction box								7	0,1
15 Damaged back sheet foil								0	0,0
Summe								991	

b) Spezifische Fehlerstatistik

Ein ausgewählter Fehlertyp mit 3 möglichen verschiedenen Ausprägungsgraden wird ausgegeben.

Tabelle 16: spezifische Fehlerstatistik

Row	Number of Modules	Number of Failures			Failure Rate in %			Total Failure Rate per Row in %
		Degree 1	Degree 2	Degree 3	Degree 1	Degree 2	Degree 3	
6 east	138	4	10	14	2,90	7,25	10,14	20,29
10 east	138	3	7	14	2,17	5,07	10,14	17,39
17 west	184	7	6	24	3,80	3,26	13,04	20,11
25 west	161	4	8	8	2,48	4,97	4,97	12,42
30 east	138	3	0	0	2,17	0,00	0,00	2,17
36 east	138	3	1	0	2,17	0,72	0,00	2,90
41 west	184	3	1	3	1,63	0,54	1,63	3,80
47 west	161	2	0	1	1,24	0,00	0,62	1,86
49 east	131	1	0	0	0,76	0,00	0,00	0,76
54 west	161	2	0	1	1,24	0,00	0,62	1,86
60 west	184	2	1	0	1,09	0,54	0,00	1,63
64 east	138	1	1	1	0,72	0,72	0,72	2,17
72 east	138	2	0	2	1,45	0,00	1,45	2,90
76 west	115	3	1	1	2,61	0,87	0,87	4,35
80 east	138	1	3	0	0,72	2,17	0,00	2,90
83 west	138	1	0	0	0,72	0,00	0,00	0,72
85 east	138	2	0	1	1,45	0,00	0,72	2,17
88	253	3	2	6	1,19	0,79	2,37	4,35
91	184	1	1	0	0,54	0,54	0,00	1,09
Total Failure Rate	2960	48	42	76	1,62	1,42	2,56	5,61

c) Übergeordnete Statistik

Über alle oder zu spezifisch zusammengefassten Gruppen oder Zeiträumen von inspezierten PV-Anlagen können übergeordnete Statistiken erstellt werden. Ein Beispiel für eine Auswertung nach Fehlern aufgeteilt nach den betroffenen Komponenten wird in der nachfolgenden Graphik dargestellt.

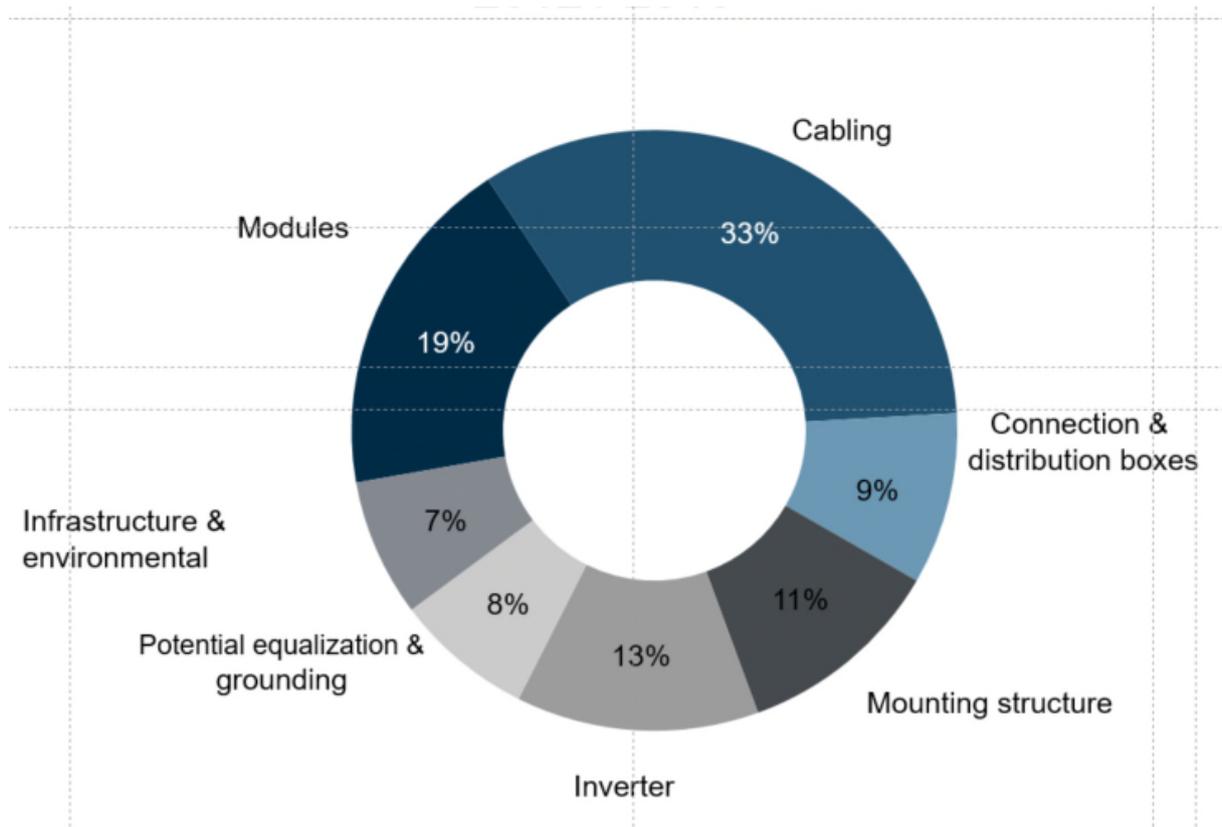


Abbildung 52: Übergeordnete Fehlerstatistik, Auswertung von Inspektionen über den Zeitraum von 2 Jahren

Implementierte Prüf- / Inspektionsschritte

Bei einer üblichen Anlageninspektion werden verschiedene Prüf- und Inspektionsschritte sowie Messungen durchgeführt. Die Auswahl hängt vom Ziel der Inspektion, möglichen bereits bekannten Problemen und Wünschen des Auftraggebers ab. Hierauf beruhend wird ein Inspektionsplan erstellt. In Reportheld kann dies z. B. in einem Einsatzplan hinterlegt werden.

Bisher sind die folgenden Prüfschritte im Reportheld implementiert:

- Anlagenstamblatt (allgemeine Anlagendaten)
- Visuelle Kontrolle
- Thermographische Untersuchung
- IU-Kennlinienmessung am Modul
- String-Messungen (Kurzschlussstrom, Leerlaufspannung, Isolationswiderstand)
- Wechselrichterprüfung
- U.a.

Ergänzt wird diese Aufnahmeunterstützung durch die automatische Erstellung von Inspektionsprotokollen und Berichten, die in Zusammenhang mit der verbesserten vor Ort-Aufnahme eine effektivere und strukturierte Inspektionsdurchführung gewährleisten.

Fehlerdatenbank

In der zugrundeliegenden Fehlerdatenbank ist folgende Strukturierung hinterlegt:

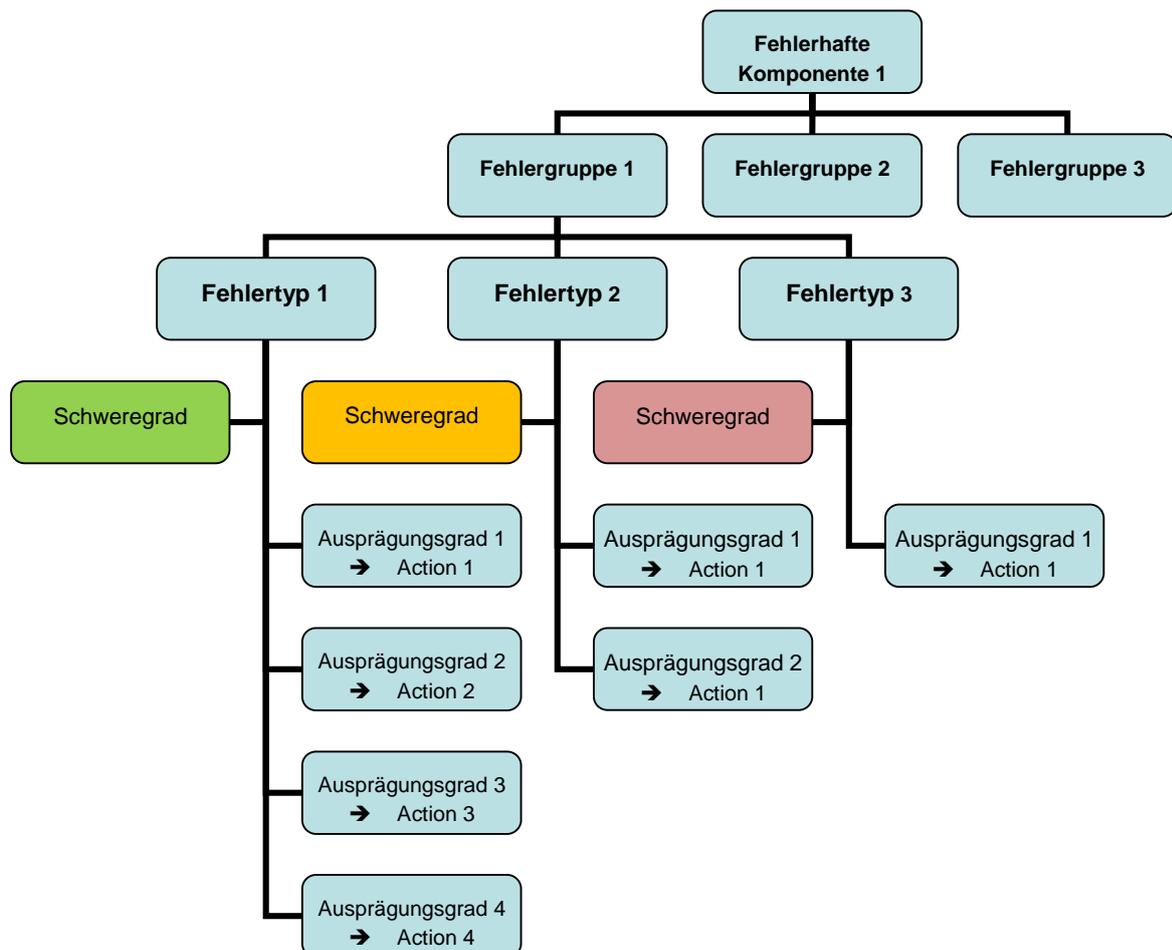


Abbildung 53: Grundsätzliche Struktur der Fehlerhinterlegung in der Fehler-Datenbank von Reportheld

Die Gruppierung wird nach insgesamt 15 Komponenten vorgenommen:

- *AC-Kabel*
- *DC-Kabel*
- *Kabelkanäle*
- *DC Anschlussboxen (Stringboxen)*
- *Erdungssystem*
- *Infrastruktur*
- *Wechselrichter*
- **Solarmodule**
- *Unterkonstruktion*
- *Transformatorstation*
- *Einspeisepunkt (Niederspannung)*
- *Einspeisepunkt (Mittelspannung)*
- *Wetterstation*
- *Monitoring-Einheit*
- *Trackingsystem*
- *Sonstiges*

Für jede dieser Komponenten sind eine Reihe von Fehlergruppen, meist die Komponentenbestandteile, definiert.

Für die Komponente Solarmodule sind u. a. folgende Fehlergruppen eingerichtet:

- **Solarmodule**
 - *Zellen*
 - *Busbars*
 - *Querverbinder*
 - *Frontglas*
 - *Rückseitenglas*
 - *Rückseitenfolie*
 - *Anschlussdose*
 - *Anschlusskabel*
 - *Rahmen*
 - *Rahmendichtung*
 - *Erdung*
 - ...
 - *Sonstiges*

Für jede Fehlergruppe sind spezifische Fehlertypen deklariert, die in 1 – 4 Ausprägungsgraden auftreten können. Die erforderliche und sinnvolle Feingliederung in Ausprägungsgraden ist fehlerabhängig.

Z. B. werden beim Fehlertyp

– **Solarmodul**

○ **Rückseitenfolie**

- **Delamination** - 3 Ausprägungen unterschieden:
 1. *Einzelne kleinere Blasen*
 2. *Großflächige Blasenformationen*
 3. *Teilablösung der Rückseitenfolie*

Dagegen wird für den Fehlertyp

– **Solarmodul**

○ **Rückseitenfolie**

- **Label** – *nur 1 Ausprägung angegeben: es ist nicht vorhanden oder nicht lesbar (verwittert)*

Praxistest

Verschiedene bereits erfolgte Anpassungen in den Formularen und Protokollen an die Ansprüche und Besonderheiten von TÜV Rheinland Inspektionen, sowie in der Systemperformance haben zu guten Ergebnissen geführt. Im Praxistest hat sich gezeigt, dass das System zum Projektabschluss bereits voll einsatzfähig ist.

Ausblick

Ein weiterer, wichtiger Optimierungsschritt ist derzeit in Bearbeitung:

Durch eine Überarbeitung des vorhandenen und derzeit genutzten Fehlerkataloges soll eine noch bessere Fehlerzuordnung und Klassifizierung erreicht werden. Dies bedeutet eine aufwändige konsequente Systematisierung der möglichen vielfältigen Fehler und ihrer bekannten Ausprägungsvarianten und Auswirkungen.

Diese Systematisierung muss mit internen „Abstimmungsrunden“ der Inspektoren innerhalb TÜV Rheinland erfolgen und ist ein längerer Prozess.

Eine übergeordnete Fehlerstatistik ist aufgrund der Abhängigkeit von der Fehlerstatistik in der Datenbank erst nach der Überarbeitung dieser für die Auswertung geeignet.

Ein Ausschnitt aus der Fehler-Datenbank im aktuellen Design ist in der vertraulichen Anlage enthalten

Standardisierte Auswerte-Algorithmen innerhalb der einzelnen inspizierten Anlage sind bereits möglich aber aktuell noch nicht automatisiert abrufbar. Dies wird in einer überarbeiteten Version integriert sein.

Zukünftig soll dieses System zur Unterstützung der Inspektionen vor Ort und der Berichterstellung sowie Qualitäts-Statistiken auch international in der TÜV Rheinland Group verwendet werden. Für diesen „Roll Out“ sind weitere Funktionalitäten, wie Berücksichtigung von Länderspezifika und ggf. Mehrsprachigkeit geplant.

Die Fehlertypen beruhen auf typischerweise in den bisherigen Inspektionen in Deutschland und im europäischen Raum, seltener im außereuropäischen Raum detektierten Fehler bei überwiegend kristallinen Modulen. Die anderenorts häufiger verwendeten Dünnschichtmodule (z. B. Ca-Te Module von Marktführer First Solar) können möglicherweise zusätzliche aufzunehmende Fehler bedingen. Das System berücksichtigt diese Möglichkeit bereits.

Um eine Inkonsistenz und ein Überfrachten mit neuen Fehlern zu vermeiden, muss sichergestellt werden, dass Änderungen in der zugrundeliegenden Datenbank jedoch nur an 1 Stelle vorgenommen werden dürfen. Diese Administratorrechte werden bei TÜV Rheinland Energy GmbH in Köln liegen.

II 2.3 AP 3 Degradationsmechanismen

Die Einflüsse von Merkmalen und Fehlerbildern auf die STC-Leistung und weiterhin auf den realen Energieertrag im Anlagenbetrieb werden in diesem Arbeitspaket untersucht. Präzise Langzeit-Messungen an ausgewählten fehlerbehafteten Testmustern sollen dazu beitragen, die in der Fachwelt zu Projektbeginn bestehenden großen Unsicherheiten über derartige Einflüsse zu verringern. Die ggf. vorhandenen Beiträge von bestimmten Fehlertypen in verschiedenen Schweregraden zusätzlich zu den als „normal“ angesehenen generell auftretenden physikalisch-chemischen Alterungsprozessen auf die Modulperformance sollen mit verschiedenen Ansätzen analysiert werden:

- UAP 3.1 Langzeit-Leistungsmonitoring von fabrikneuen Modulen über 3 Jahre, Fehlertypen: Mikrorisse, Fingerfehler, Verbinderfehler, Zellkurzschluss
- UAP 3.2 Beschleunigte Alterung fehlerbehafteter Module aus realen Anlagen durch speziell entwickelte Stressprozeduren, Fehlertypen: Mikrorisse, Fingerfehler, Verbinderfehler, Zellohomoheiten
- UAP 3.3 Thermomechanische Stressung von Minimodulen in der Klimakammer mit künstlich eingebrachten Defekten, Schwerpunkt Mikrorisse, Shunts.

UAP 3.1 Energy yield Messung von fehlerbehafteten Modulen

Basis des Unter-Arbeitspaketes waren fabrikneue Standard-PV-Module mit definiert eingebrachten Fehlern des Herstellers und Projektpartners Solarfabrik. Die Intension war, sorgfältig ausgesuchte und qualitativ hochwertig vermessene Module mit jeweils nur einem einzigen Fehlertyp miteinander in einem Langzeittest zu vergleichen. Ggf. festzustellende Unterschiede im Langzeitverhalten wären dann diesen Fehlern zuzuordnen, sofern keine weiteren Auffälligkeiten hinzugekommen sind.

Neben einem Referenzmodul ohne erkennbare Mängel wurden 4 weitere Module mit jeweils einem eingebrachten Fehlertyp über einen Zeitraum von ca. 3 Jahren präzise vermessen, um einerseits die Degradation im Mpp-Betrieb unter Outdoor-Bedingungen in Köln zu untersuchen und andererseits im direkten Vergleich der Module mit der Referenz ggf. messbare Differenzen der P_{mpp} – Werte und der realen Energieerträge zu erkennen. Zusätzlich wurden jährlich die EL-Bilder der 5 Module aufgenommen, um eine eventuelle Fehlerentwicklung visuell zu detektieren und mit den Leistungsänderungen abzugleichen.

Es wurden folgende Analyse - Methoden durchgeführt:

- Jährliche Präzisionsmessungen im Solarlabor unter STC-Bedingungen (UI-Kennlinie, EL-Bild, Isolationswiderstand)
- Jährliche Analyse von P_{mpp} durch die im Outdoor-Betrieb gemessene UI- Kennlinie (mit Umrechnung auf STC-Bedingungen)

- Jährliche Analyse von Pmpp durch drei Indikatoren:
 - Modul-Leistungsverhältnis
 - Operative Effizienz
 - Spezifischer Energieertrag

Tabelle 17: Überblick über die Analyse-Methoden der Pmpp Beträge der Module

Methode	Daten- quelle	Anforderungen	Vorteile	Nachteile
1. UI – KL Labor-messung	UI-Kennlinie unter STC	<ul style="list-style-type: none"> • Vergleichbare Messbedingungen über mehrere Jahre (STC) 	<ul style="list-style-type: none"> • Präzision • Begleitende Messungen EL und IR möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Mehrfacher Abbau des Moduls • Reversible Vorgänge werden nicht erkannt (z. B. Mikrorisse)
2. UI - Kennlinie	UI - Kennlinie (10 min Auflösung im Betrieb)	<ul style="list-style-type: none"> • Temperaturkoeffizienten des Moduls • Modultemperatur • Bestrahlungsstärke 	<ul style="list-style-type: none"> • Reale Messungen werden auf STC umgerechnet (nach IEC 60891) • Datenlücken werden erkannt 	<ul style="list-style-type: none"> • Genauigkeit und Aufwand • Korrekturen zu STC werden unter bestimmten Bedingungen vorgenommen, daher sind Filter erforderlich.
3. Performance Indikatoren	30-Sek Pmpp	<ul style="list-style-type: none"> • PMPP, STC (Etikett oder gemessen im Labor) • Bestrahlungsstärke • Fläche des Solarmoduls 	<ul style="list-style-type: none"> • Schneller Überblick über die Modulleistung 	<ul style="list-style-type: none"> • Messlücken werden nicht erkannt (müssen manuell herausgefiltert werden)

Die Ergebnisse aller Methoden zusammen erlauben eine sehr gute Beurteilung der Modulperformance.

Zusammenfassung der Ergebnisse UAP 3.1

In den STC-Leistungsmessungen im TÜV Rheinland Solarlabor wurden im Messzeitraum 2013 bis 2017 für drei der fünf Testmuster mit Degradationsraten von ca. -1 % eine gleichmäßige, allerdings doppelt so hohe Degradation wie im Allgemeinen bisher für kristalline Module angenommen wurde, festgestellt. Dies betrifft das Modul, welches als Referenz ohne besondere Merkmale vermessen wurde, ein Modul mit mehreren nicht intakten Querverbindungen der Busbars und ein Modul mit Grid-Fehlern. Ein weiteres Modul mit dem Merkmal Mikrorisse (inkl. isolierter Zellbereiche) zeigte sprunghafte Veränderungen in der STC-Leistung, während ein Modul mit mehreren Zellkurzschlüssen zwischenzeitlich eine Verbesserung zeigte, die mit einer im EL-Bild sichtbaren Selbstheilung einer Kurzschlusszelle einherging. Die Entwicklung der gemessenen STC-Leistung ist zusammenfassend in nachfolgender Grafik dargestellt:

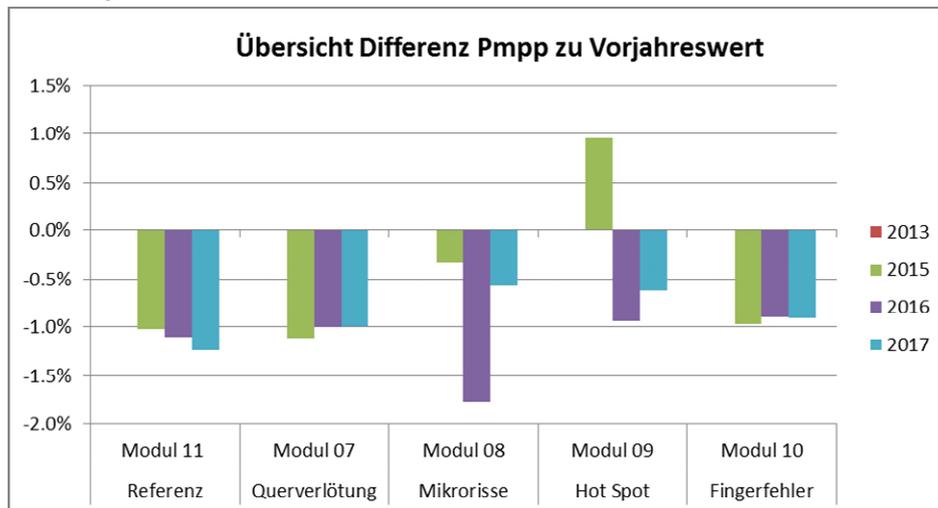


Abbildung 54: Leistungsdifferenzen bei den 5 Testmustern (Messdifferenz 2013 ist Null)

Als ursächlich für sprunghafte Veränderungen in der STC-Leistung sowohl positiv als auch negativ werden instabile Verbindungen in den Zellen angenommen. Frühere Untersuchungen haben Auswirkungen in dieser Art bereits bei Modulen mit Mikrorissen belegt [Sepanski 15].

Der Vergleich zwischen Pmpp-Messungen im Labor und durch das Energy Yield Monitoring zeigte durchweg negative Abweichungen der Monitoring Leistungen gegenüber Labormessungen zwischen 2 % und 4 %. Diese sind einerseits der Unsicherheiten bei den Messungen selbst geschuldet, andererseits auch Wettereinflüssen und Verschmutzungen beim Außenbetrieb. Module mit instabilen Verbindungen zeigen vergleichsweise größere Abweichungen. Hier gibt die Labormessung nur einen Augenblickswert wider.

Der Vergleich der relativen Differenzen der Leistungswerte und der Ertragswerte zum Referenzmodul ergab bei den Testmustern keinen Hinweis auf eine erhöhte Degradation aufgrund eingebrachter Fehlermerkmale.

Insgesamt wurde eine höhere Degradation der Module als erwartet im Messzeitraum festgestellt. Es ergeben sich aus den aufgenommenen Daten im Zeitraum von 3 Jahren keine Hinweise auf eine signifikante Beeinflussung der Performance der untersuchten PV-Module aufgrund der eingebrachten Fehlermerkmale. Eine langfristige Prognose lässt sich daraus nicht ableiten.

Die Fehlerentwicklung und Fehlerauswirkung ist maßgeblich von den Stressfaktoren abhängig. Somit könnten bei anderen Umweltbedingungen und eiergehenden Stressfaktoren durchaus negative Beeinflussung der Performance und Funktionalität auftreten.

Instabile Verbindungen in den Zellen können sprunghafte Veränderungen in der Performance bewirken. Sind nur einige wenige Zellen im Modul betroffen, so ist die Auswirkung auf die Modulleistung als sehr gering und innerhalb der Messgenauigkeit einzustufen.

Aufbau des Teststandes



Abbildung 55: Installation der 5 Testmuster zur Außenbelichtung mit Leistungsmonitoring



Abbildung 56: Temperatursensoren auf der Modulrückseite



Abbildung 57: Messdatenaufnahme / elektronische Lasten für Mpp-Tracking

Datenverfügbarkeit Methoden 2 und 3

Die Außenbelichtungszeit für die Module differiert aus diversen Hardwareverfügbarkeits-Gründen im Vergleich zwischen den Jahren und auch zwischen den Modulen untereinander. Die Daten für die Methoden 2 und 3 mussten daher synchronisiert werden.

Es ergab sich danach folgende Datenverfügbarkeit für alle Module in den einzelnen Messjahren 2014 – 2017 / 1. HJ:

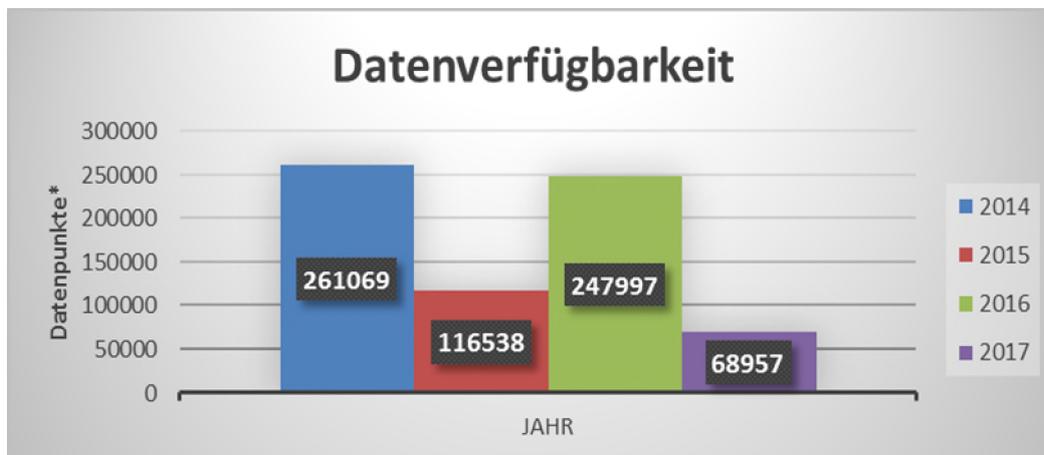
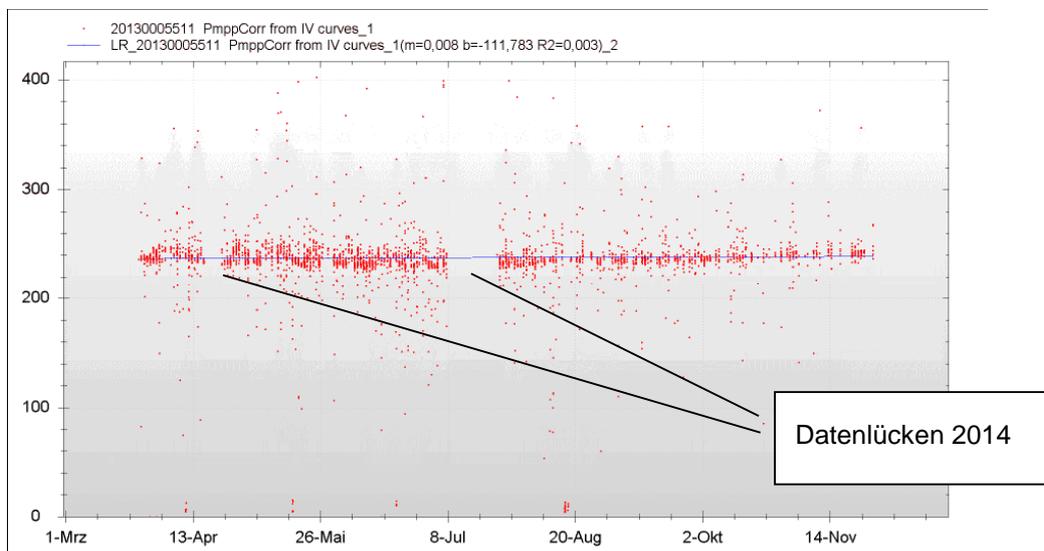


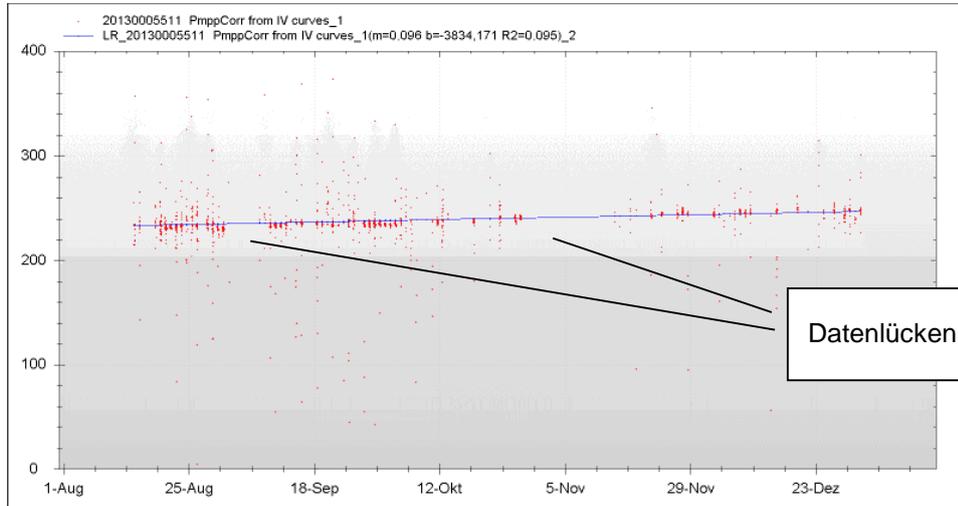
Abbildung 58: Verfügbare Datenpunkte (synchronisiert) entsprechen 30 Sekunden-Messungen der maximalen Ausgangsleistung (Pmpp)

Beispielhaft sind nachfolgend verfügbare Messpunkte / Pmpp-Werte des Referenz-Moduls (Nr. 11) im Messzeitfenster der Jahre 2014 bis 2017 visualisiert:

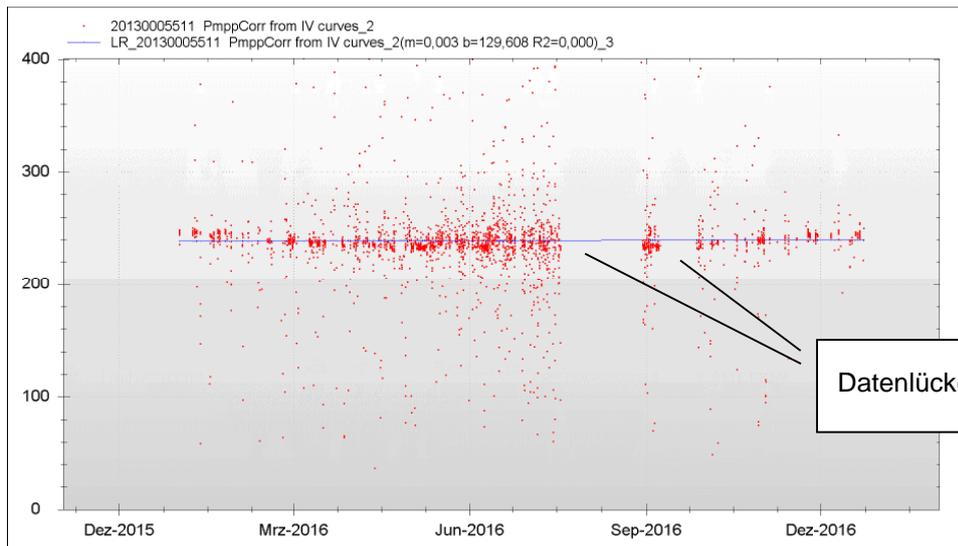
2014



2015



2016



2017

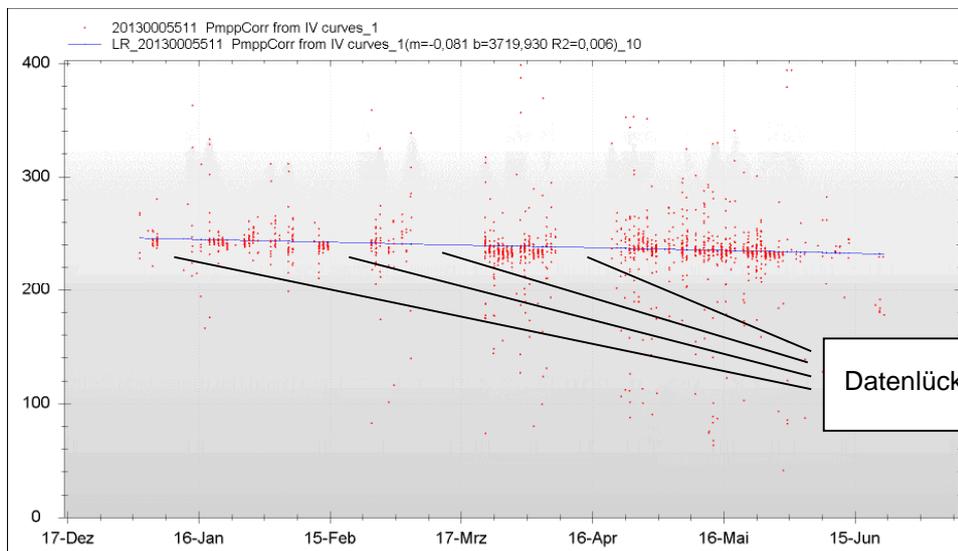


Abbildung 59: Aufgezeichnete Messungen für das Referenzmodul Nr. 11 für 2014 bis 2017

Neben der Verfügbarkeit ist auch die Streuung der Pmpp Werte ersichtlich. Es gibt Ausreißer mit Abweichungen von mehr als $\pm 100\%$ des Mittelwertes, die softwareseitig ebenfalls gefiltert werden.

Bezug für die Auswertung

Es werden die Messwerte der Initialmessung im Solarlabor Köln als Startwerte für die Entwicklungen der Pmpp Werte eingesetzt:

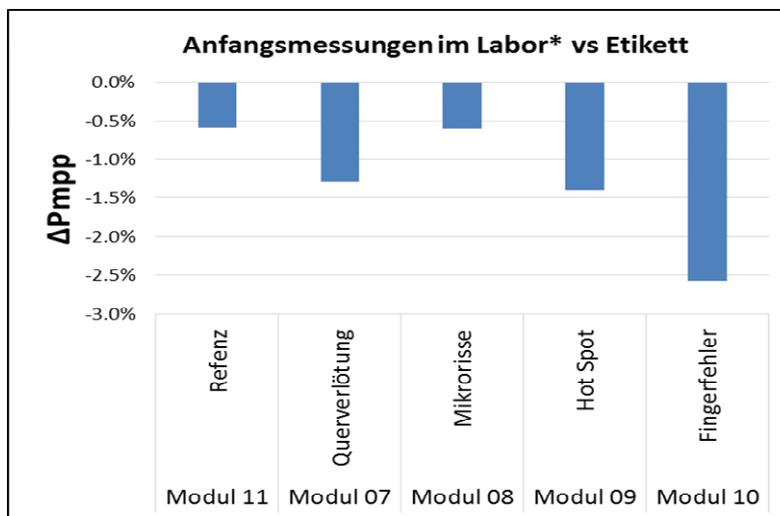


Abbildung 60: Anfangsdifferenz Messung am 18.12.2013 vs. Pnom (Datenblatt)

Methode 1: Jährliche Labormessungen

Bei dieser Messmethode wurden neben der Initialmessung im Dezember 2013 zwei Wiederholungsmessungen mit je ca. einem Jahr Abstand in 2015 und 2016 durchgeführt. Es wurden neben der visuellen Begutachtung die STC-Leistung (U-I Kennlinien) gemessen und EL-Messungen durchgeführt.

Visuelle Inspektion

Alle 5 Module wurden visuell auf besondere Merkmale untersucht. Die absichtlich eingebrachten Fehler sind visuell nicht detektierbar!

Folgende Testmuster wiesen darüber hinaus nicht beabsichtigte Merkmale auf:

Modul 08 (Mikrorisse – nicht erkennbar mit bloßem Auge)

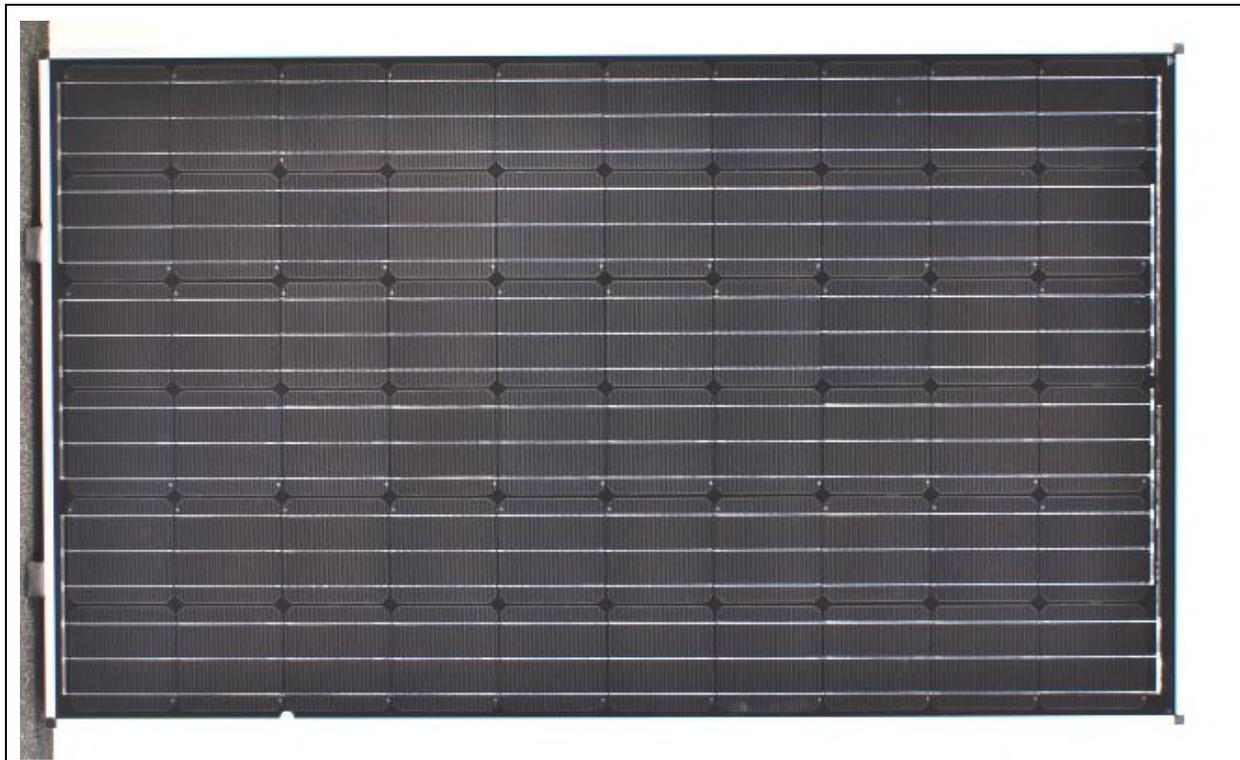


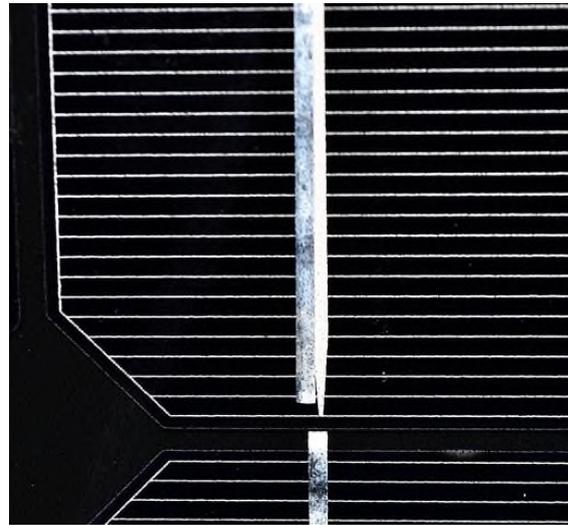
Solarstrommodul Photovoltaic module	
Modell - Type	Premium L poly
Seriennummer - Serial number	13 - 3522 - 0600 0817 4844
Nennleistung - Max. power	P_{max} 255 W _p -0/+5 W
Spannung - Voltage at max. power point	V_{MPP} 29,95 V
Leerlaufspannung - Open circuit voltage	V_{OC} 37,65 V
Strom - Current at max. power point	I_{MPP} 8,50 A
Kurzschlussstrom - Short circuit current	I_{SC} 8,90 A
Max Systemspannung - Max system voltage	1000 V
Nennwert bei STC - Electrical performance at STC Standard Test Conditions: 1.000 W/m ² , 25°C, AM 1,5)	
Made in Germany	Solar-Fabrik AG Munzinger Straße 10 79111 Freiburg/Germany Tel. +49-(0)761-4000-0 Fax +49-(0)761-4000-199 www.solar-fabrik.de
	
	Achtung Bei Installation, Inbetriebnahme oder Wartung die Installations- und Bedienungsanleitung befolgen. Steckkontakte niemals unter Laststrom trennen oder stecken. Warning: For installation, starting-up or servicing, please refer to the installation and operation manual before proceeding. Do not connect or disconnect plug contacts while system is under current load.
B	



- Kratzer an der Rückseitenfolie (nicht bei Herstellerauslieferung vorhanden)
- Keine Spuren der Cracks auf Vorderseite

Modul 09 (Monokristallines Modul mit 3 eingebrachten Zellkurzschlüssen verschiedener Schweregrade) – visuell intakt.



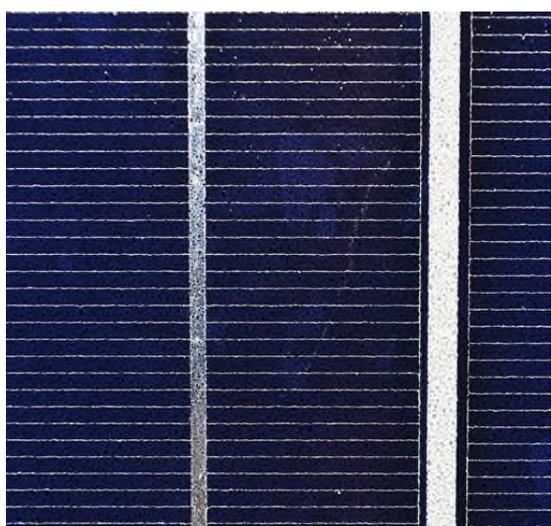
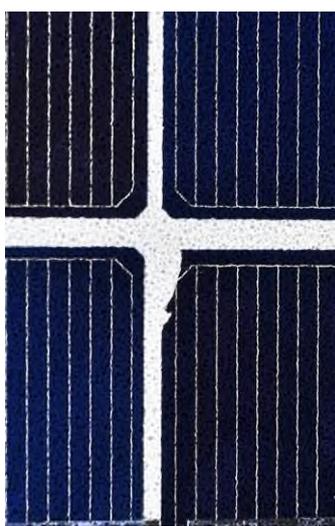


Dieser Busbar (Zellverbinder) ist seitlich versetzt

Datenblatt fehlt

Modul 10 (Merkmal Fingerfehler, fehlende Verbindungen der Gridfinger)

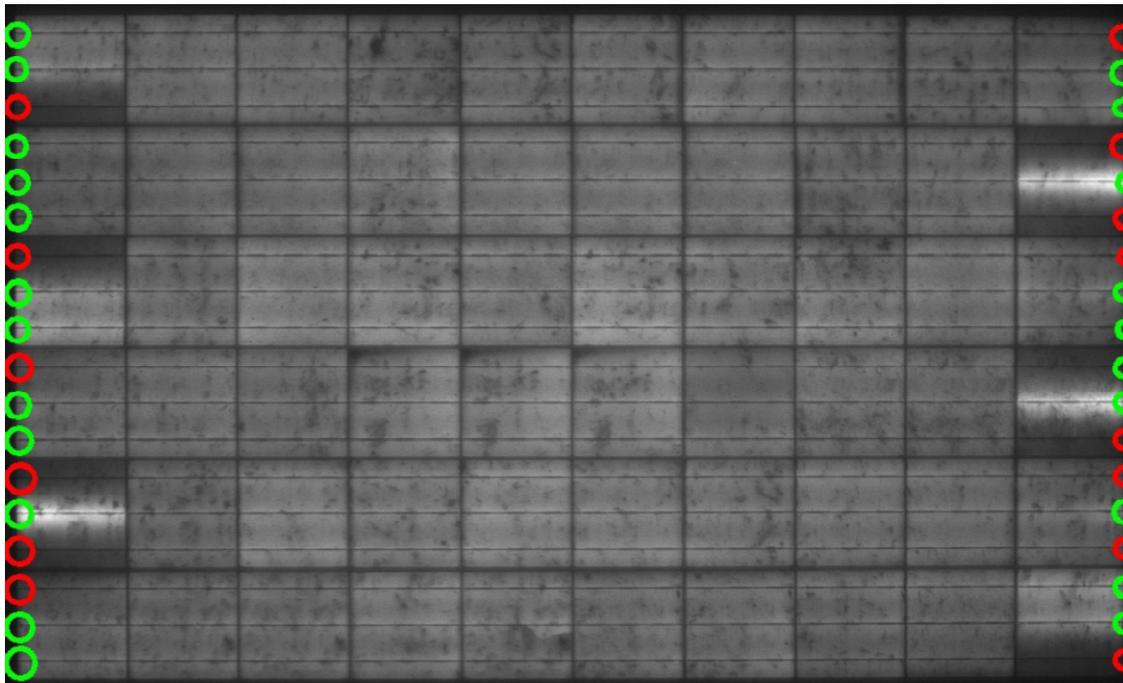
	Solarstrommodul Photovoltaic module	
	Modell • Type Seriennummer • Serial number	Premium L poly 13-3521-00060 2517 5
Nennleistung • Max. power	P_{max} 250 W _p	-0/+5 W
Spannung • Voltage at max. power point	V_{MPP}	29,90 V
Leerlaufspannung • Open circuit voltage	V_{OC}	37,60 V
Strom • Current at max. power point	I_{MPP}	8,35 A
Kurzschlussstrom • Short circuit current	I_{SC}	8,80 A
Max. Systemspannung • Max. system voltage		1000 V
Nennwerte bei STC • Electrical performance at STC (Standard Test Conditions: 1.000 W/m ² , 25°C, AM 1,5)		
Made in Germany		
	Solar-Fabrik AG Münzinger Straße 10 79111 Freiburg/Germany Tel. +49-(0)761-4000-0 Fax +49-(0)761-4000-199 www.solar-fabrik.de	
	Achtung: Bei Installation, Inbetriebnahme oder Wartung die Installations- und Bedienungsanleitung befolgen. Steckkontakte niemals unter Laststrom trennen oder stecken.	
	Warning: For installation, starting-up or servicing please refer to the installation and operation manual before proceeding. Do not connect or disconnect plug contacts while system is under current load.	
		

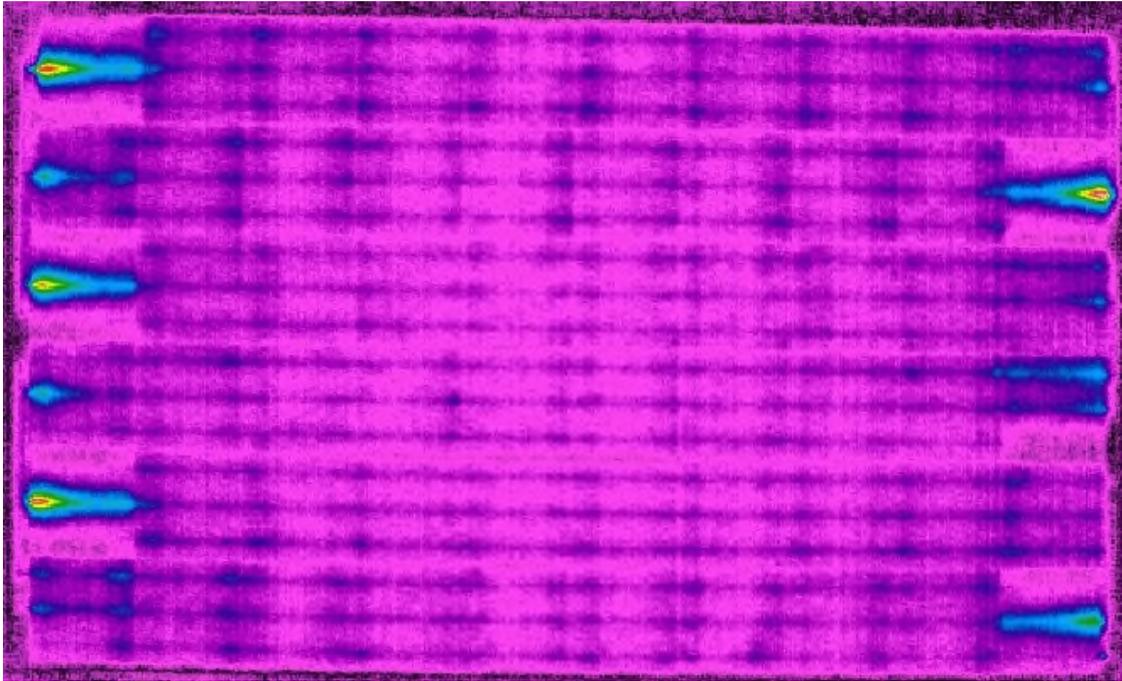
	
Busbar-Detail	Zell-Ecke ist abgesplittert

Labor- Messungen der Testmuster im Jahres-Vergleich (STC, EL)**Modul Nr. 7 Merkmal: Fehlende Querverlötung**

Bei der Herstellung wurden gezielt nur die mittleren der drei Zellverbinder mit den String-Verbindern verlötet. Das inline EL-Bild vor dem Laminieren zeigt zufallsbedingt elektrische Unterbrechungen, Wackelkontakte oder Verbindungen.

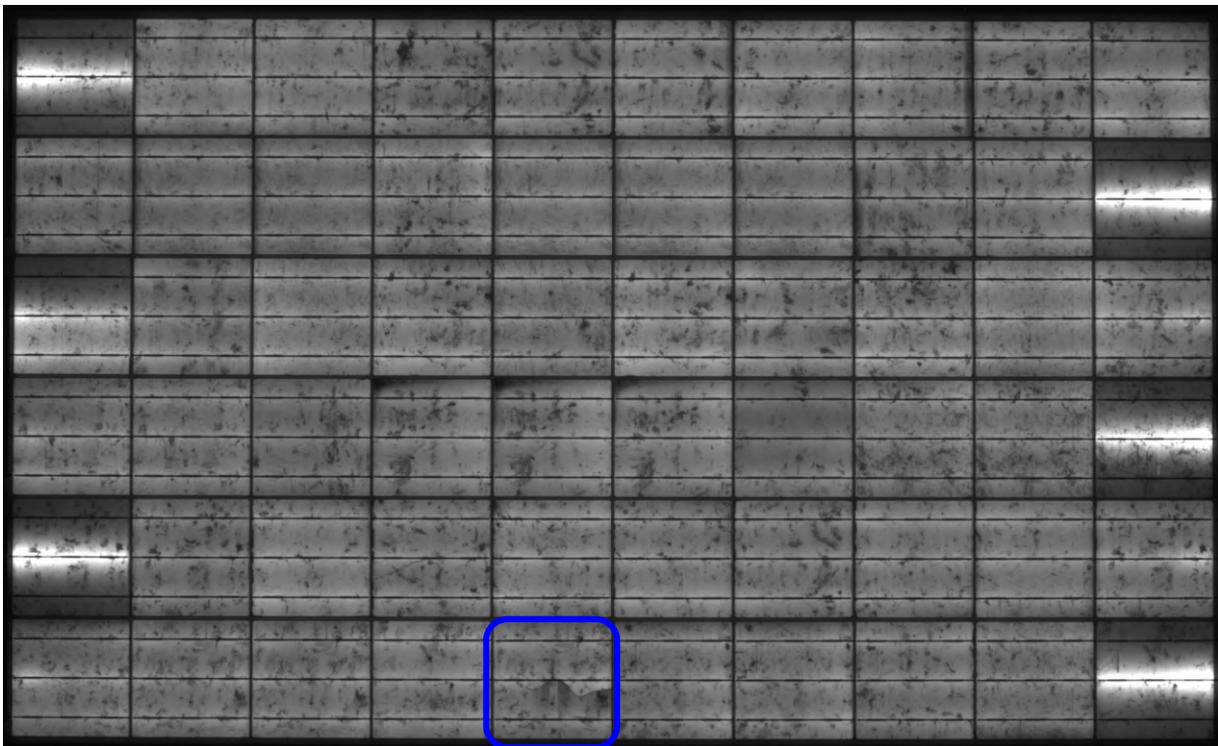
EL-Bild nach dem Laminieren: Grün = Kontakt, Rot = Unterbrechung (Quelle: Solarfabrik)





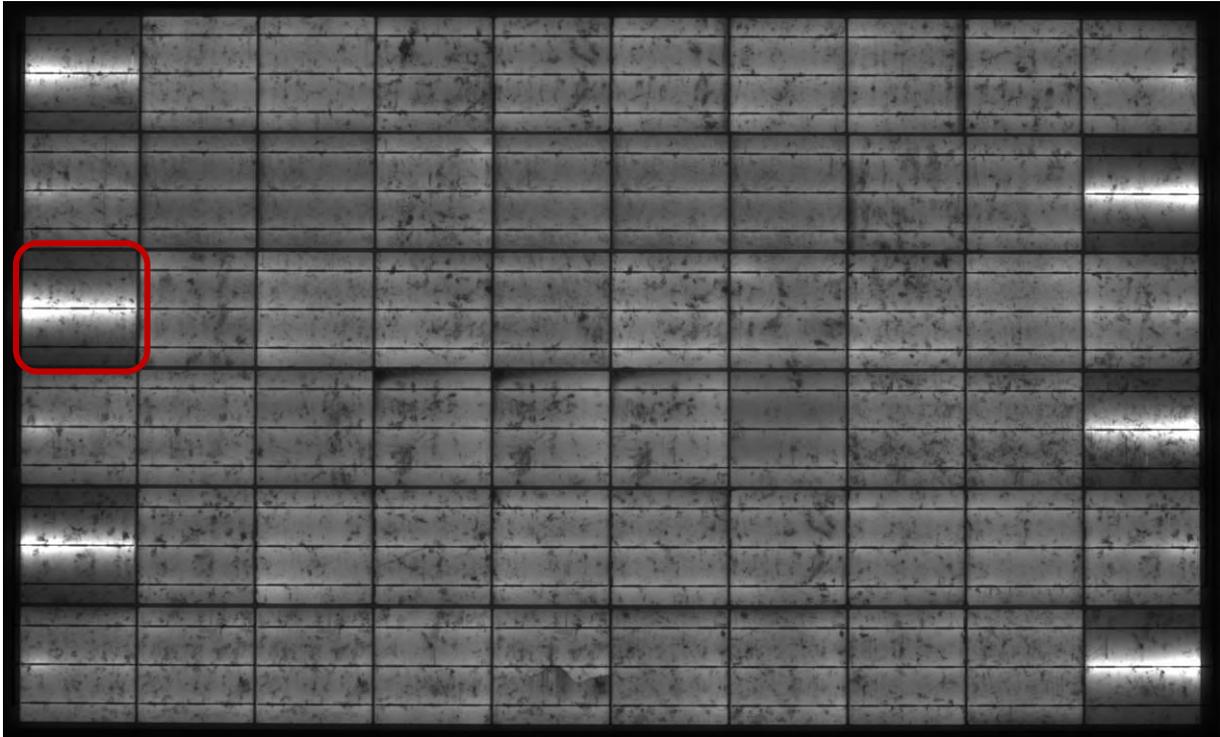
- Die asymmetrisch fließenden Ströme in den Randzellen sind in EL und IR-Aufnahmen deutlich zu sehen.

2013:



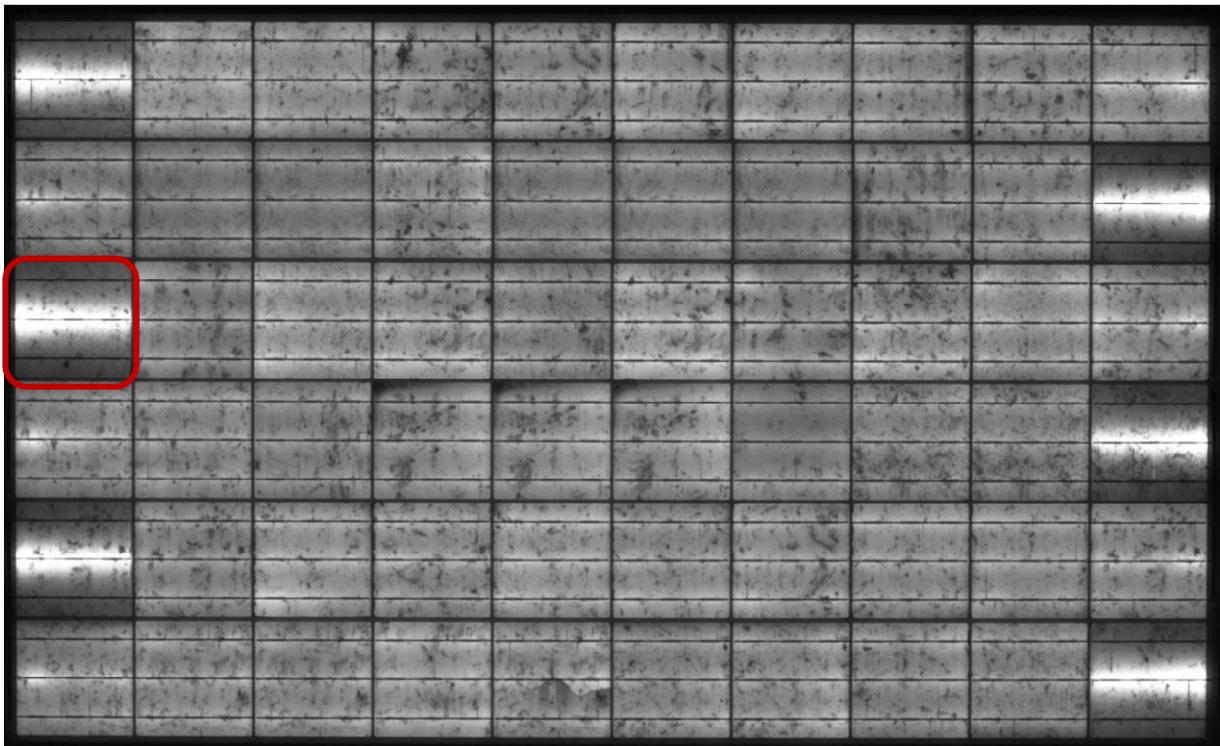
- 1 Zelle (blau) mit Mikroriss, Zelle teilweise leistungsgemindert (Merkmal war bereits nach dem Laminieren existent)

2015:



– Optische Verschlechterung der markierten Randzelle, Wackelkontakt oder Alterung

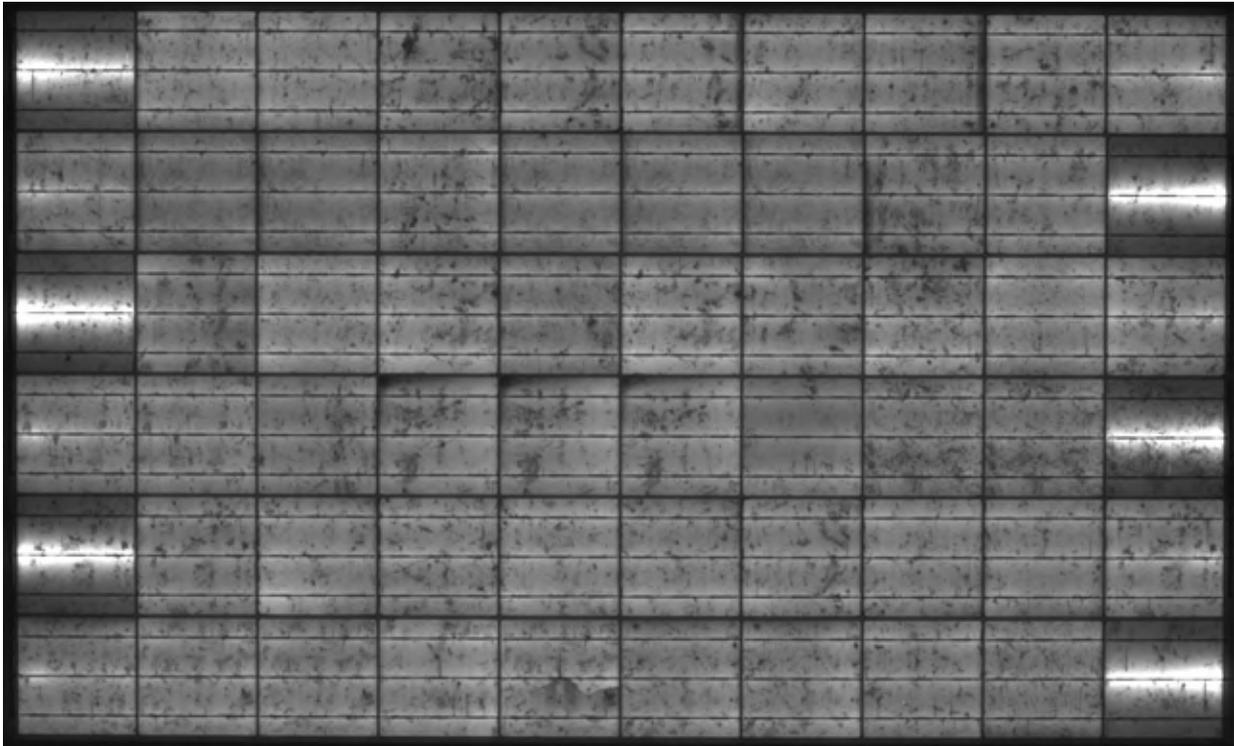
2016:



– Alle 6 Zellen mit überwiegendem Stromfluss im mittleren Leiter erscheinen verschlechtert gegenüber 2015 / 2013, d.h. die Asymmetrie ist größer geworden

- Die Zelle mit Mikroriss erscheint unverändert

2017:



- Minimale Veränderungen, die hellen Bereiche in den fehlerhaften Randzellen sind schmaler geworden
- Risszelle erscheint unverändert

Tabelle 18: Leistungsmessungen bei Modul Nr. 07 (Kurzschluss / Hotspot)

Mes- sung	Ppp in Wp	Degradati- onsrate	Differenz zu Erstmessung
2013	246.79		
2015	244.04	-1.11 %	-1.11 %
2016	241.59	-1.00 %	-2.11 %
2017	239.2	-0.99 %	-3.07 %

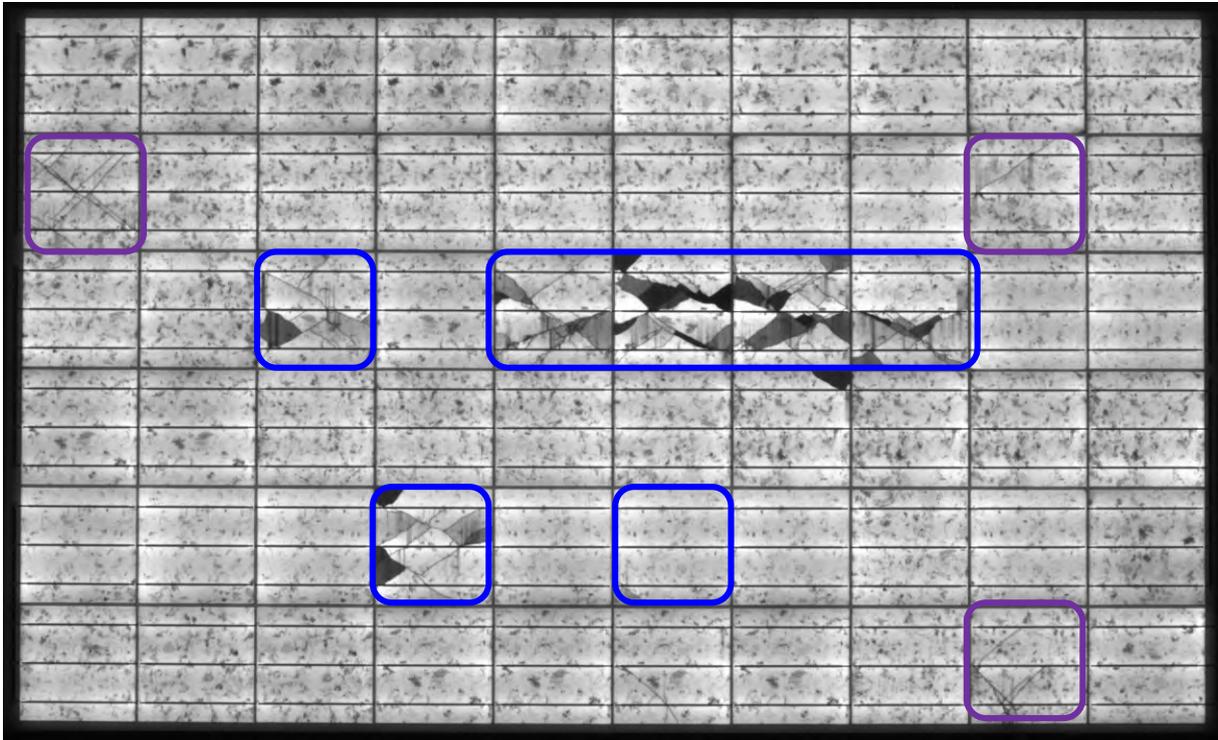
Prozentuale Diff. Pmpp zum Vorjahr

Jahr	Prozentuale Diff. Pmpp zum Vorjahr
2013	0.0%
2015	-1.11%
2016	-1.00%
2017	-0.99%

Korrelation EL-Bild mi Leistungsmessungen

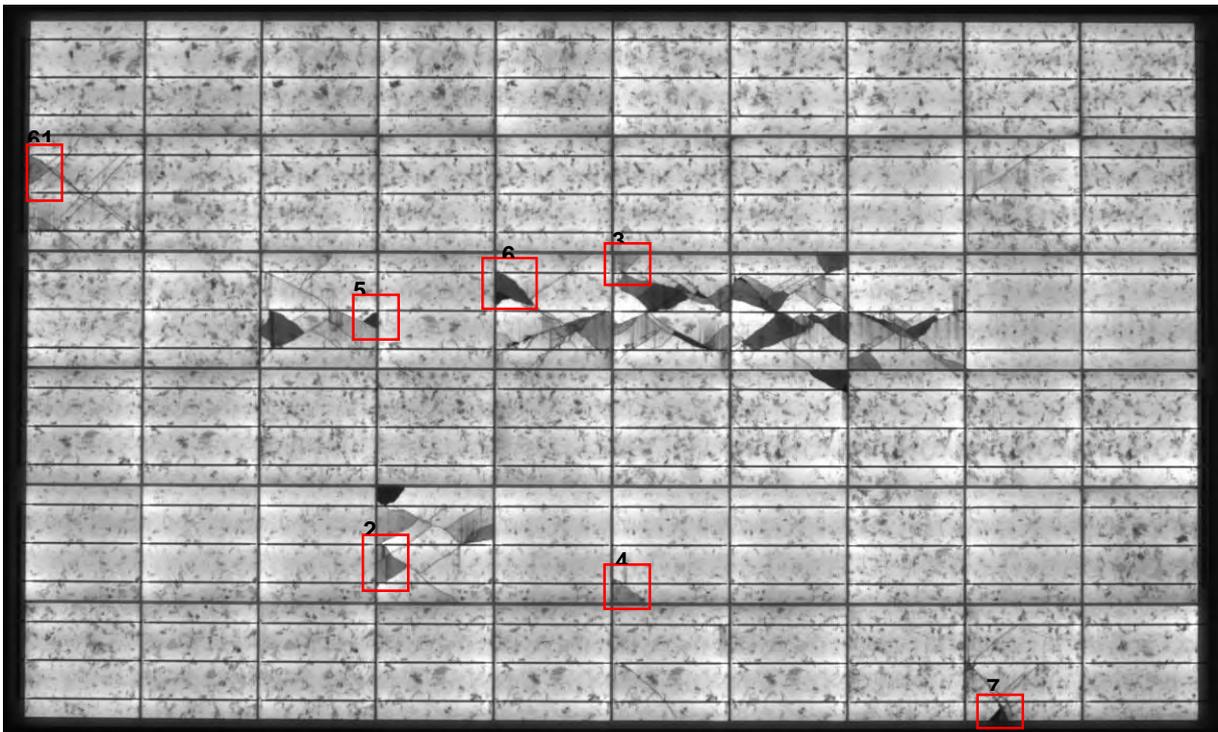
Die Messungen zeigen eine annähernd gleichbleibende höhere Degradationsrate von ca. 1 %. Es wird davon ausgegangen, dass die höheren Temperaturen in 6 Randzellen ggf. einen sich allmählich vergrößernden Serienwiderstand bedingen. Veränderungen der Stromflüsse sind qualitativ erkennbar.

Modul Nr. 08: 20130005508 - Merkmal: Cracks
2013:



- 7 Zellen mit Mikrorissen und Brüchen inklusive isolierter Bereiche (blau)
- 3 weitere Zellen mit Multi-Mikrorissen (lila)

2015:

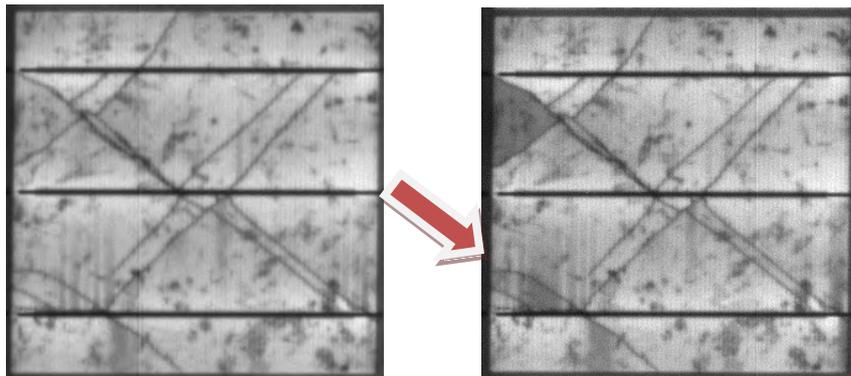


- Sichtbare Veränderungen in 7 Mikroriss-Zellen, davon erholten sich 3 Zellen und 4 Zellen verschlechterten sich gegenüber 2013:

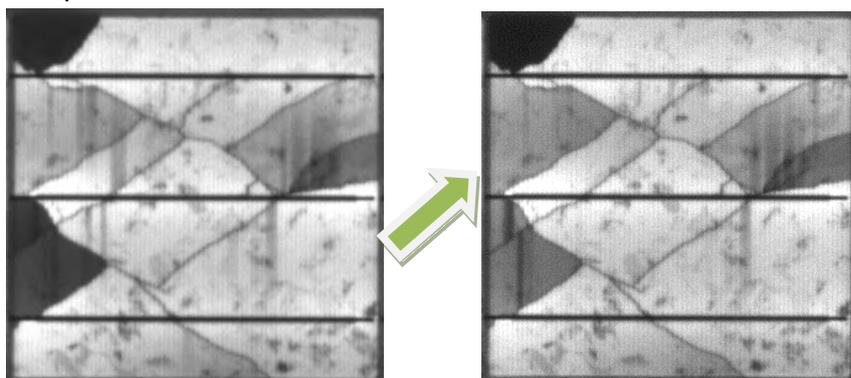
Wurden schlechter: 2-1, 3-3, 5-6, 6-11

Wurden besser: 3-5, 3-6, 5-4

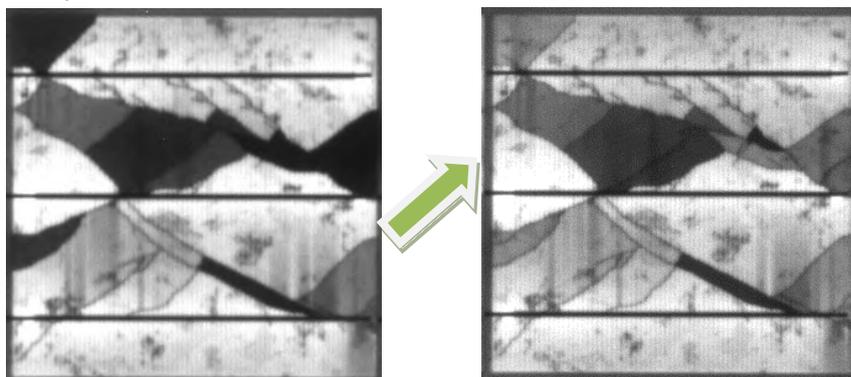
Beispiel: 2-1



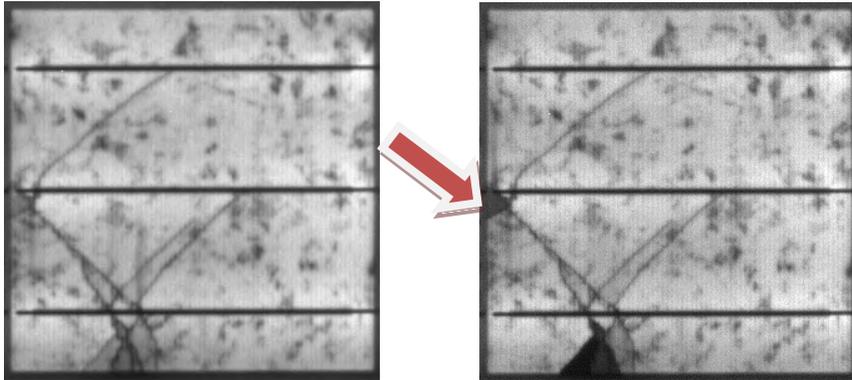
Beispiel 3-5



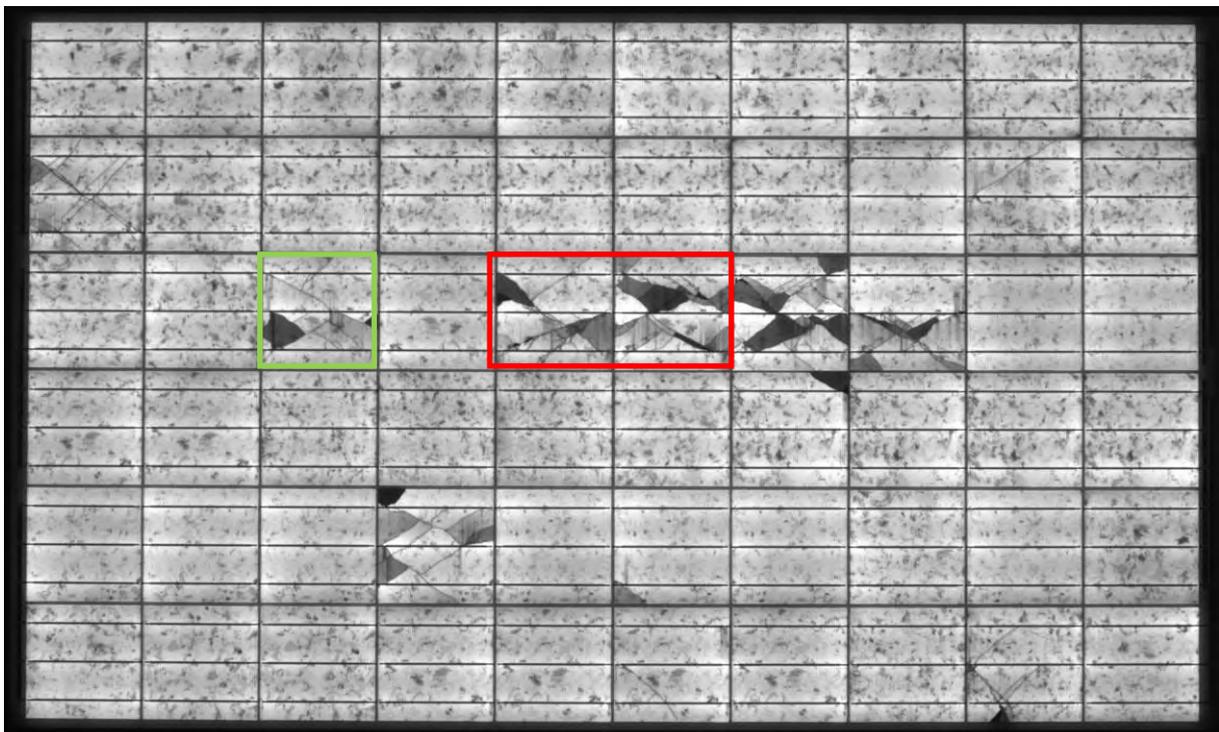
Beispiel 3-6



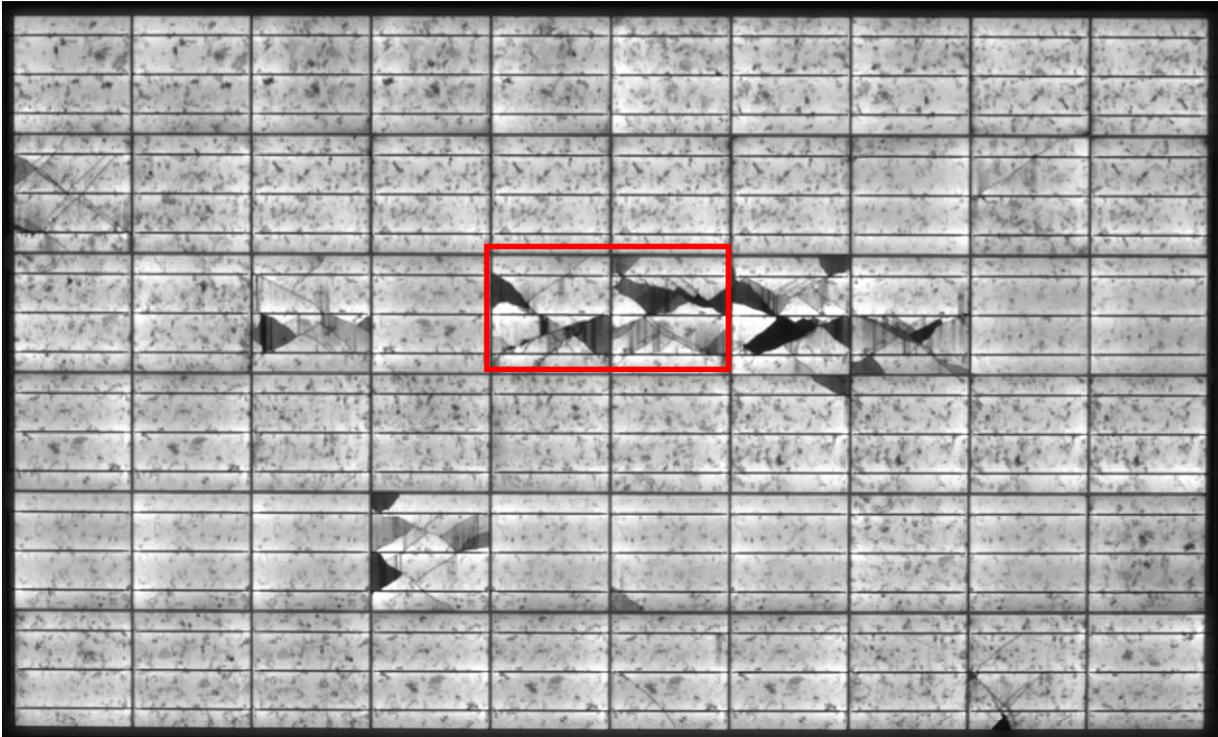
Beispiel 6-11:



2015

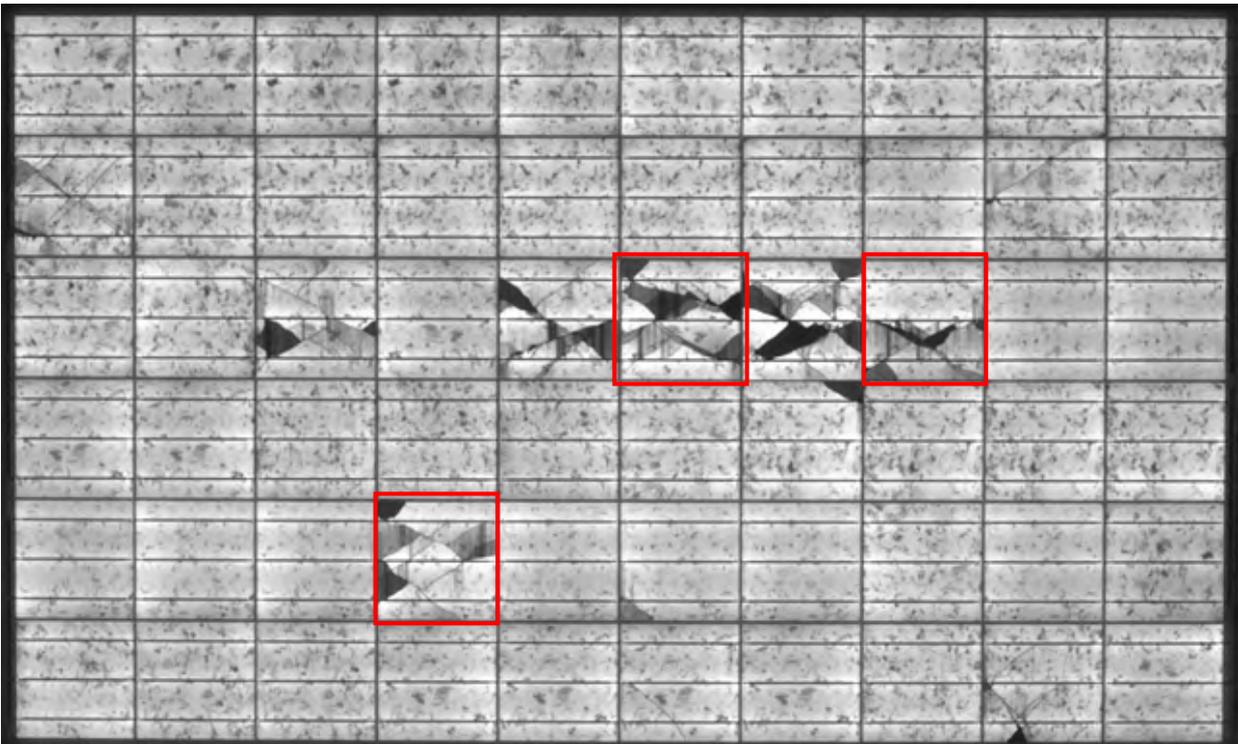


2016



- 2 Zellen verschlechterten sich gegenüber 2015: 3-5, 3-6

2017



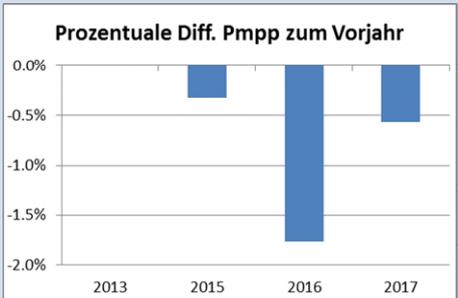
- 3 Zellen verschlechtern sich geringfügig gegenüber 2016: 3-6, 3-8, 5-4

Damit zeigt sich, dass Mikrorisszellen temporär durchaus auch Verbesserungen aufweisen können. Dies sind jedoch instabile Verbindungen. Diskrete Messungen können daher bei Mikrorissen nicht immer die Qualität wiedergeben, die die Zellen (Modul) letztlich über eine längere Zeitspanne aufweisen.

Die gemessenen Pmpp Werte dieses Moduls werden zur Demonstration gegenübergestellt. (Alle 5 Testmuster werden im nächsten Abschnitt verglichen)

Tabelle 19: Modul Nr. 08 - Leistungsmessungen

Messung	Pmpp in Wp	Degradationsrate	Differenz zu Erstmessung
2013	253,5	-	-
2015	252,7	-0,3 %	-0,3 %
2016	248,2	-1,8 %	-2,1 %
2017	246,8	-0,6 %	-2,6 %

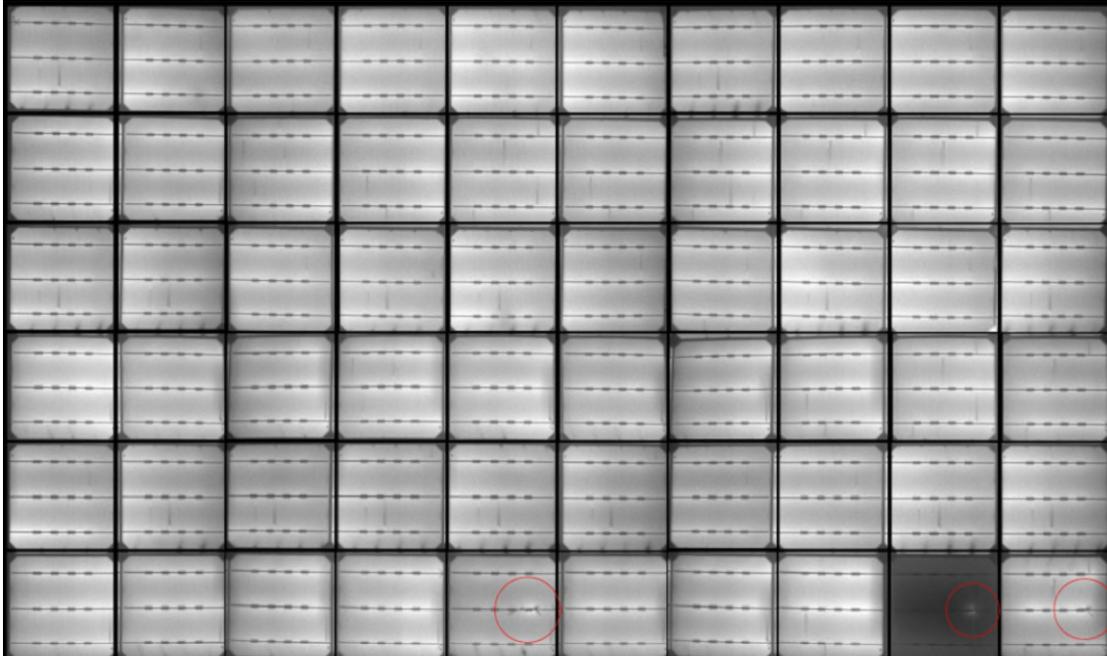


Jahr	Prozentuale Diff.
2015	-0,3 %
2016	-2,1 %
2017	-0,6 %

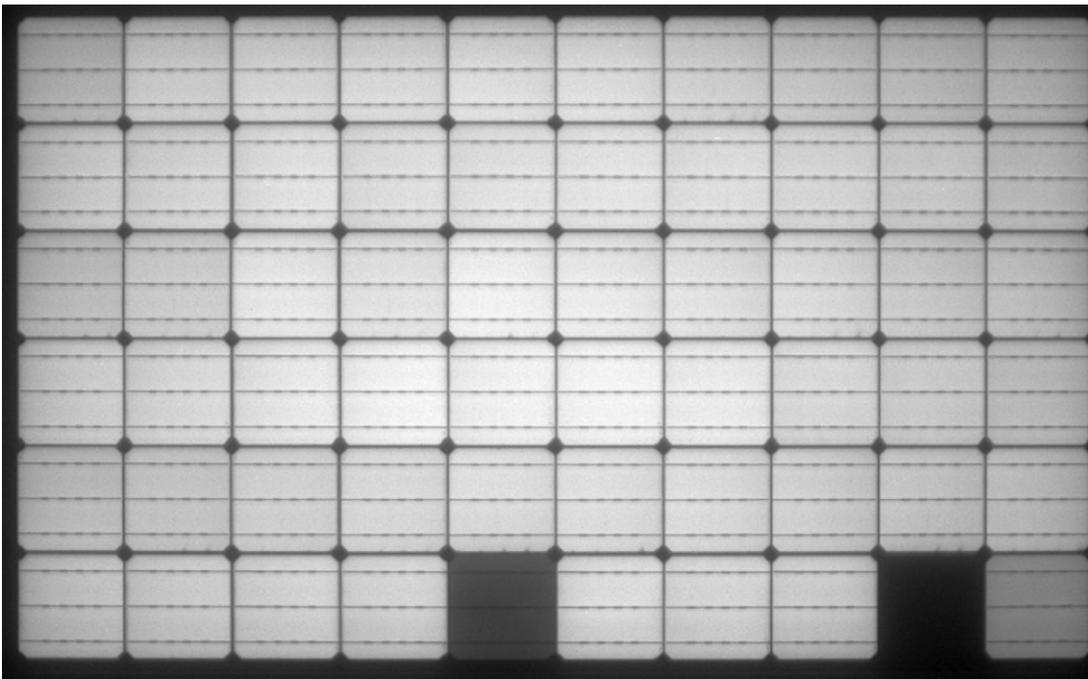
Während in 2015 und 2017 Leistungsminderungen im grob üblichen Rahmen verzeichnet werden, ist in 2016 ein 3-facher Leistungsverlust gemessen worden. Im EL-Bild sind visuell bei 2 Zellen negative Veränderungen detektiert worden (2 Zellen entsprechen 3 % von 60 Zellen im Modul). Es ist eher nicht wahrscheinlich, dass diese geringfügigen Veränderungen allein für 1 % zusätzlichen Leistungsnachlass verantwortlich sind.

Modul Nr. 09 - Merkmal: Kurzschlüsse

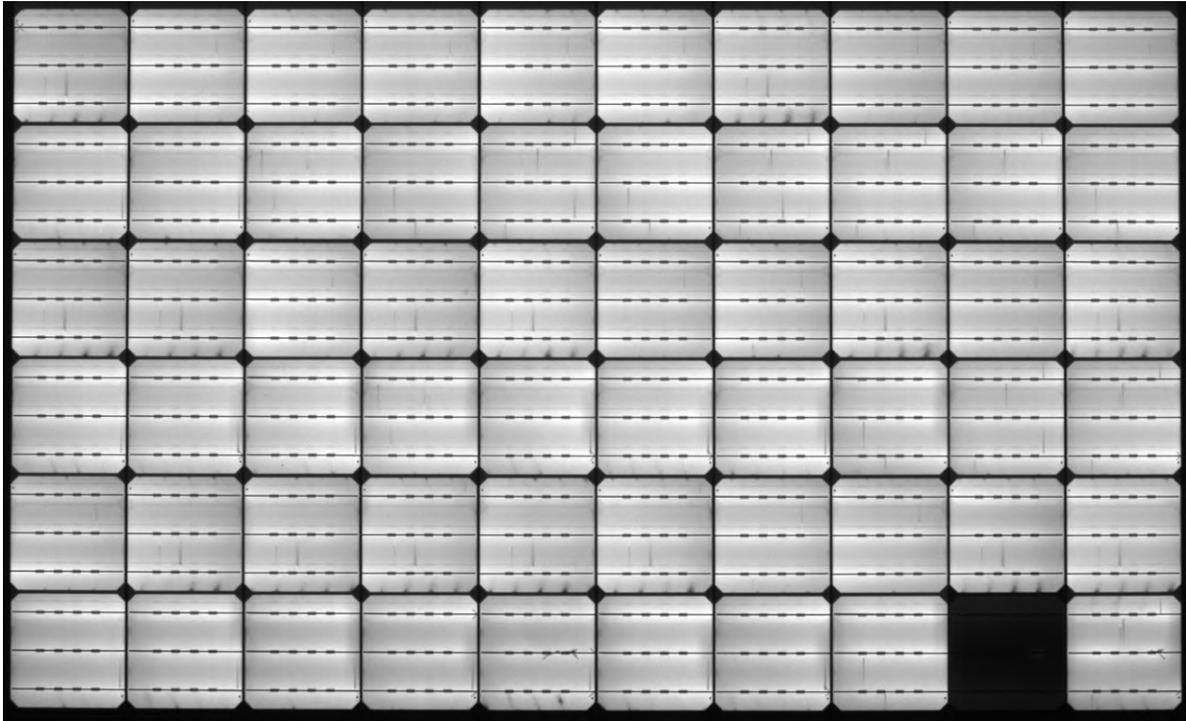
Bei der Produktion sind einzelne Zellen beim verlöten der Strings durch den Lötkepf beschädigt worden und dadurch partiell kurzgeschlossen. Im inline EL-Bild sind die Beschädigungen an den Busbars zu sehen. 1 Zelle ist schwer geschädigt.



Bei höherem Stromdurchfluss (1,6 A) sieht man auch die 2 weiteren unterschiedlich stark geschädigten Zellen im EL-Bild

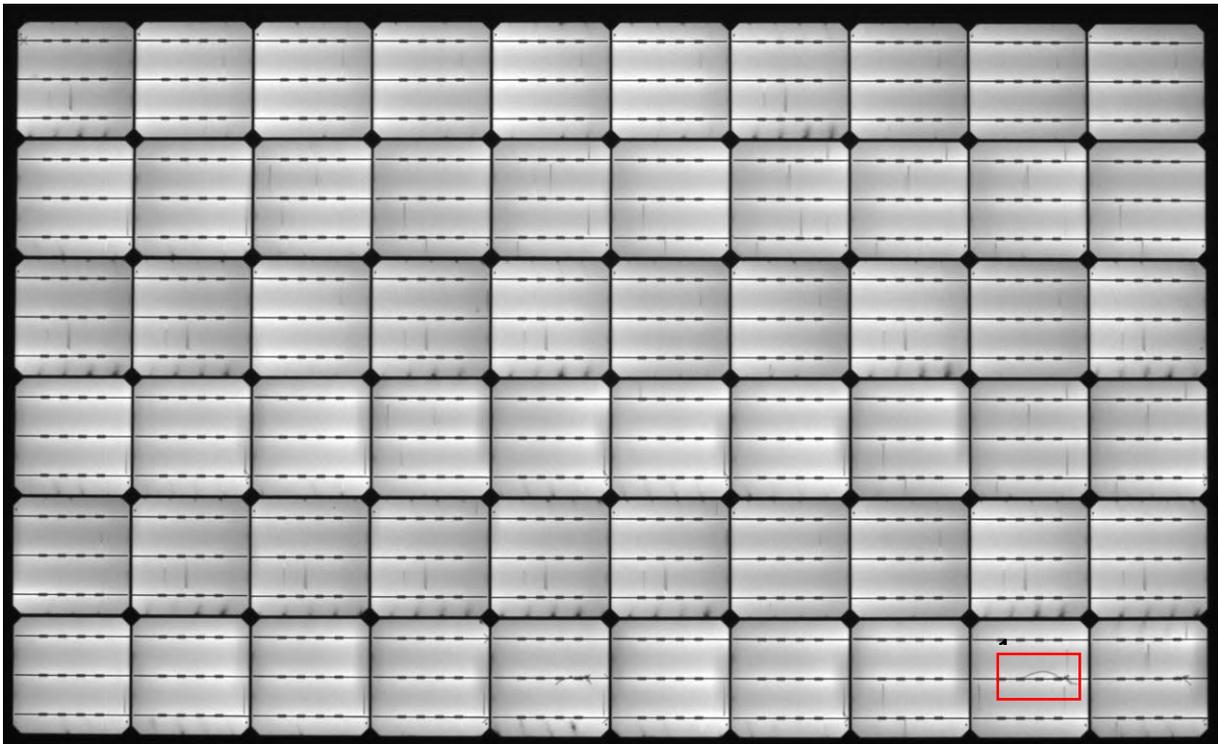


2013:



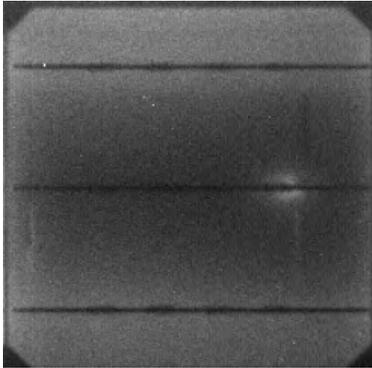
-EL-Aufnahme im Labor entspricht Herstellungs-Zustand

2015:

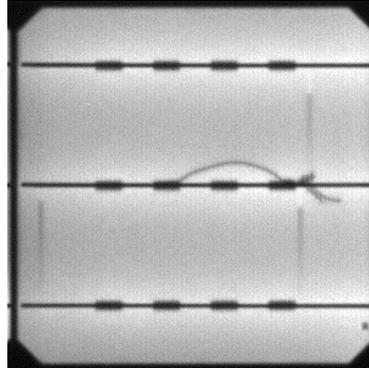


- Markante Veränderung in 1 Zelle: 6-9, der partielle Kurzschluss ist „geheilt“,
- Andere Zellen erscheinen unverändert

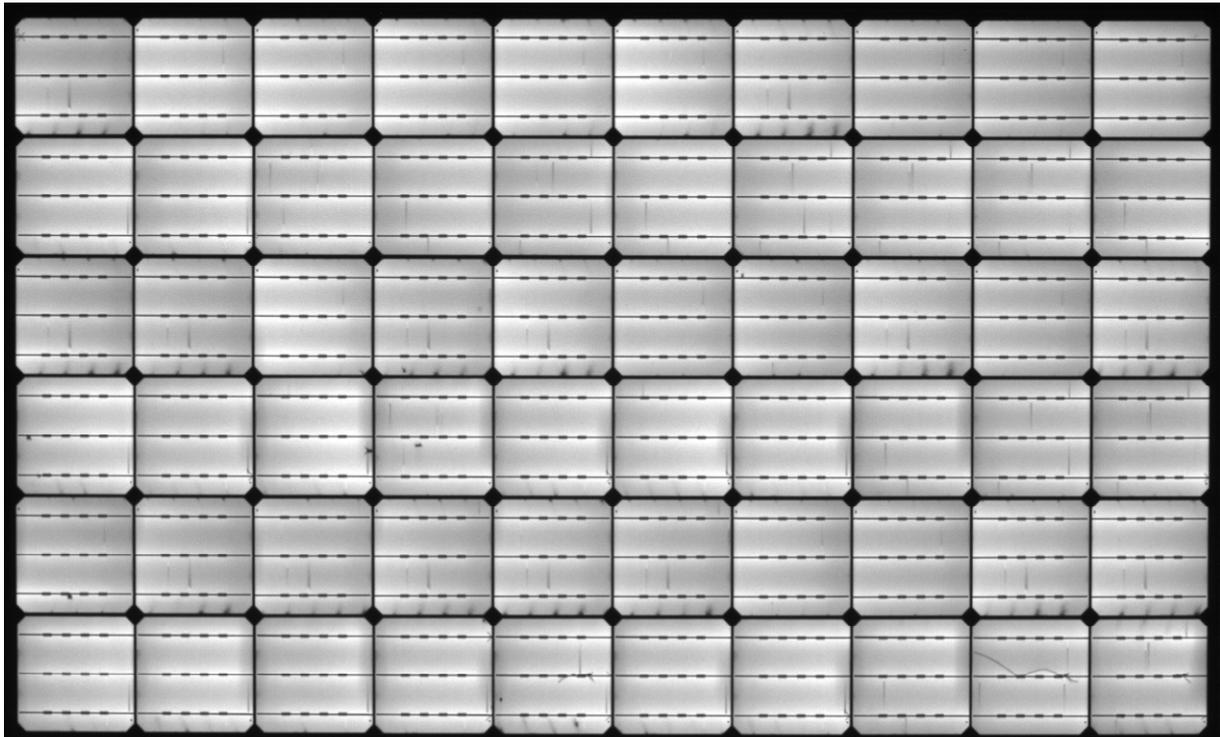
6-9: Links 2013 aufgeheilt



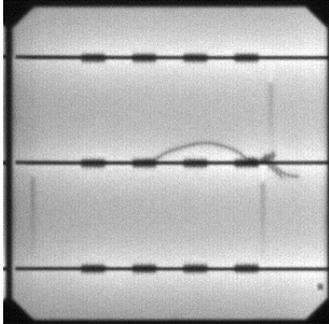
Rechts: 2015



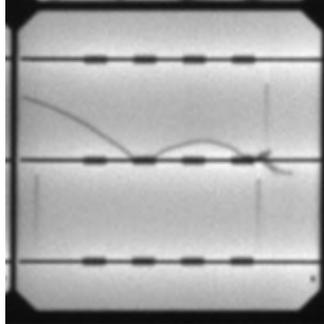
2016



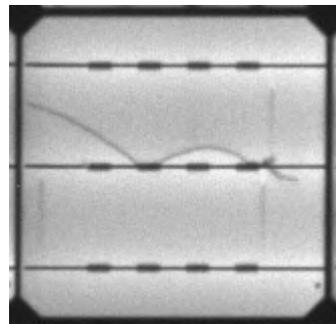
- Ehemalige Kurzschlusszelle 6-9 weist eine Riss-Vergrößerung auf.

2015
6-9

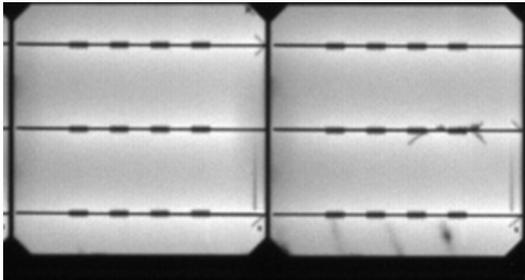
2016



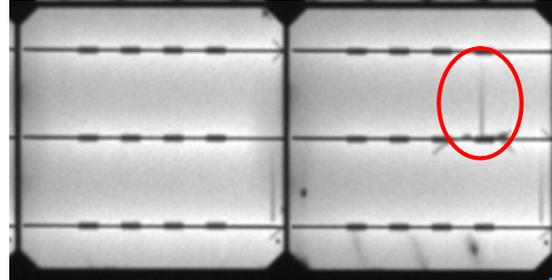
2017



Kurzschlusszelle 6-5 zeigt in 2016 einen zusätzlichen Riss, in 2017 ist diese Zelle unverändert. Zusätzlich wurde auch Zelle 6-4 abgebildet, die rechtsseitig das Merkmal „Krähenfüße“ aufweist. Es wurden hier keine Veränderungen erkannt.

2015
6-4 / 5

2016



2017

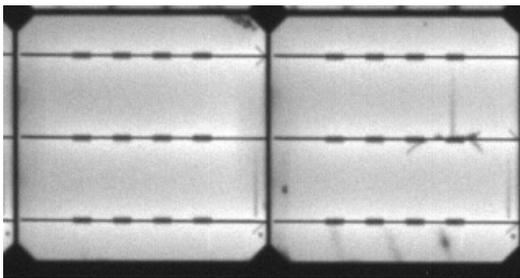
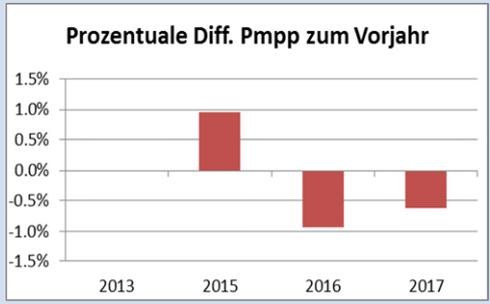


Tabelle 20: Modul Nr. 09 - Leistungsmessungen

Mes- sung	Pmpp in Wp	Degradati- onsrate	Differenz zu Erstmessung
2013	246.50	-	-
2015	248.86	0.96 %	0.96 %
2016	246.54	0.02 %	-0.93 %
2017	245	-0.61 %	-0.62 %

Prozentuale Diff. Pmpp zum Vorjahr



Jahr	Prozentuale Diff. Pmpp zum Vorjahr
2013	0.00 %
2015	0.96 %
2016	-0.93 %
2017	-0.62 %

Korrelation zur Leistungsmessung

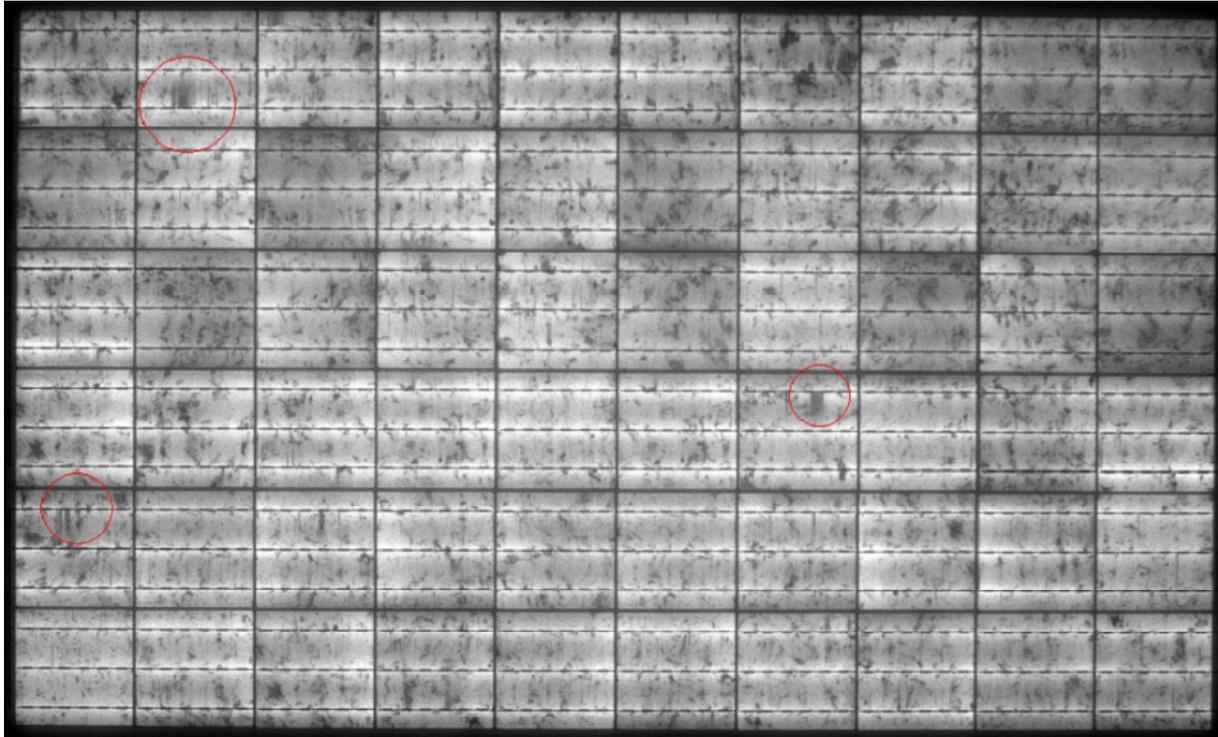
Die Leistungsmessungen spiegeln die „Selbsteilung“ in 2015 ebenfalls wider. Der am stärksten ausgeprägte Defekt (Kurzschluss) in der Zelle 6-9 war im EL-Bild nicht mehr zu sehen, die Leistung des Moduls nach 1 Jahr Außenbetrieb im Mpp stieg um ca. 1 %. Das ist plausibel, setzt man den Totalausfall von 1 Zelle anteilig mit ca. 1,5 % an.

Die Messung in 2017 zeigt eine Leistungsminderung von 0,9 % gegenüber Vorjahr an. Es wurden im EL-Bild bei 2 geschädigten Zellen Rissvergrößerungen erkannt.

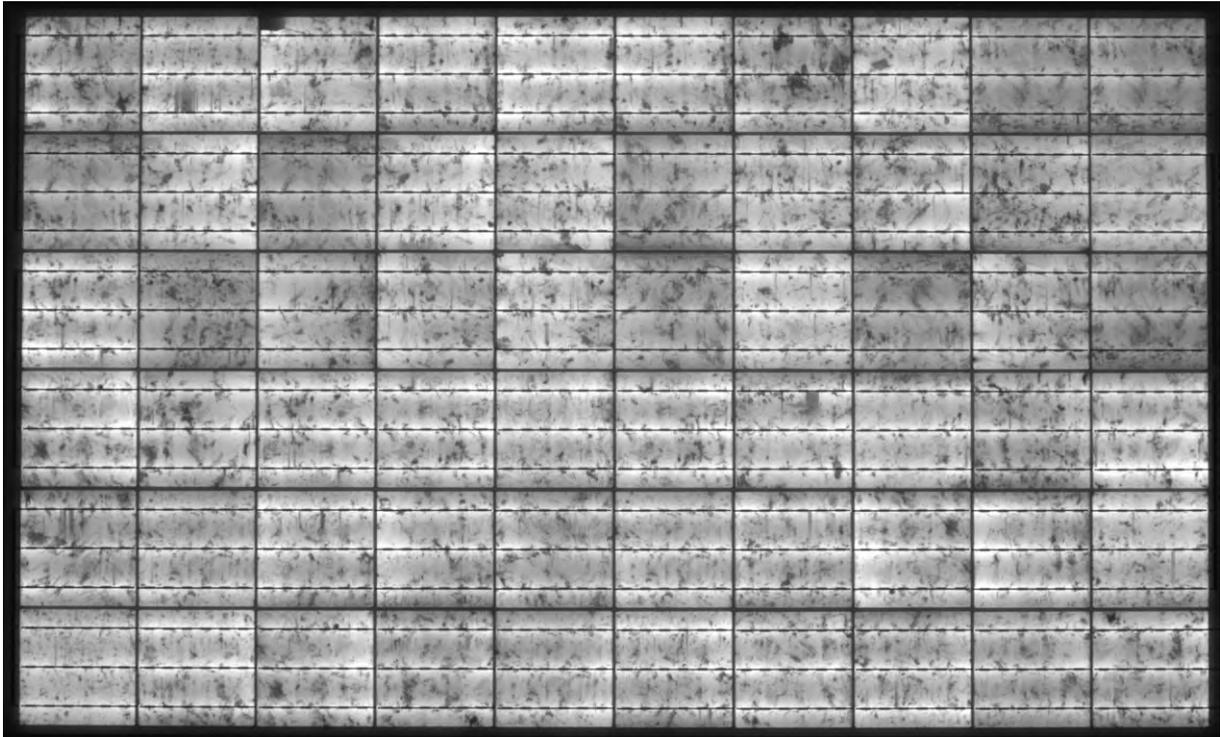
In 2017 wurden 0,6 % Leistungsminderung gemessen, im EL-Bild wurden in keiner der 60 Zellen Veränderungen erkannt. Damit korreliert bei diesem Modul zumindest qualitativ die EL-Bildanalyse mit der Langzeit-Leistungsmessung.

Modul 10 - Merkmal: Fingerfehler

Bei der Produktion wurden gezielt die Parameter der Lötköpfe verändert. Dadurch kam es zu Lötfehlern, sodass einzelne Grid-Linien mit den Zellverbindern keinen Kontakt haben.

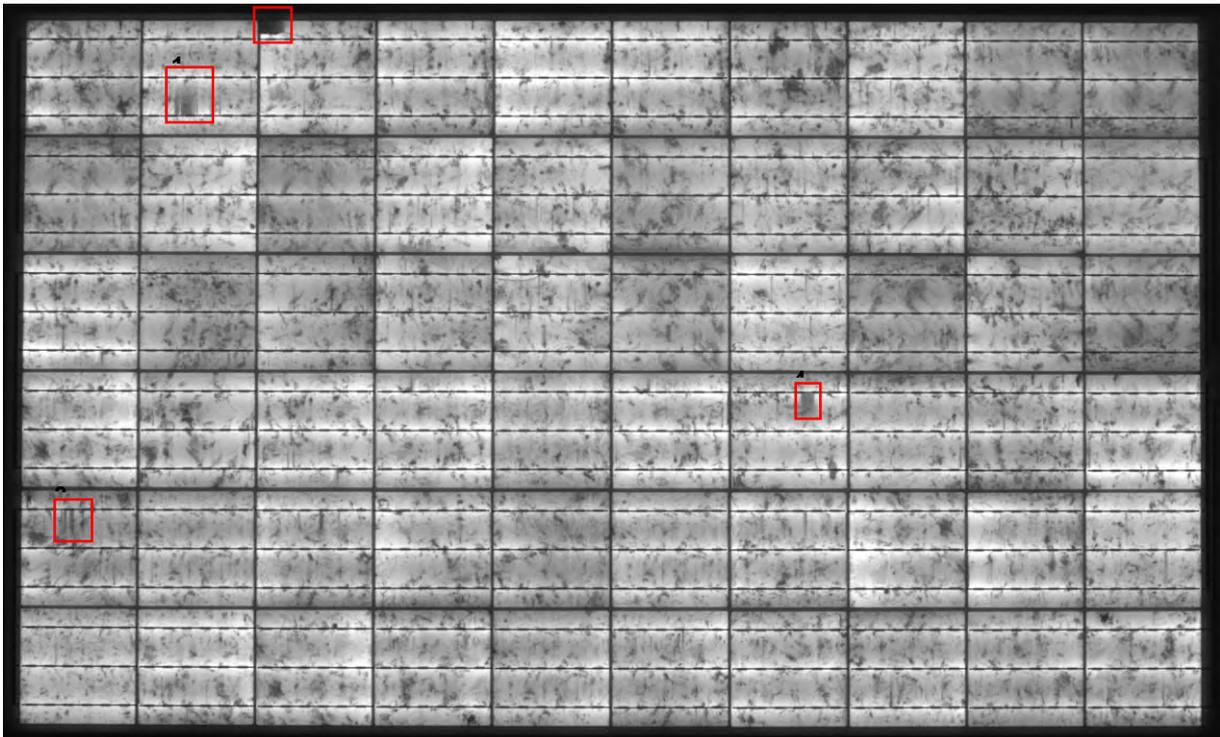


2013:



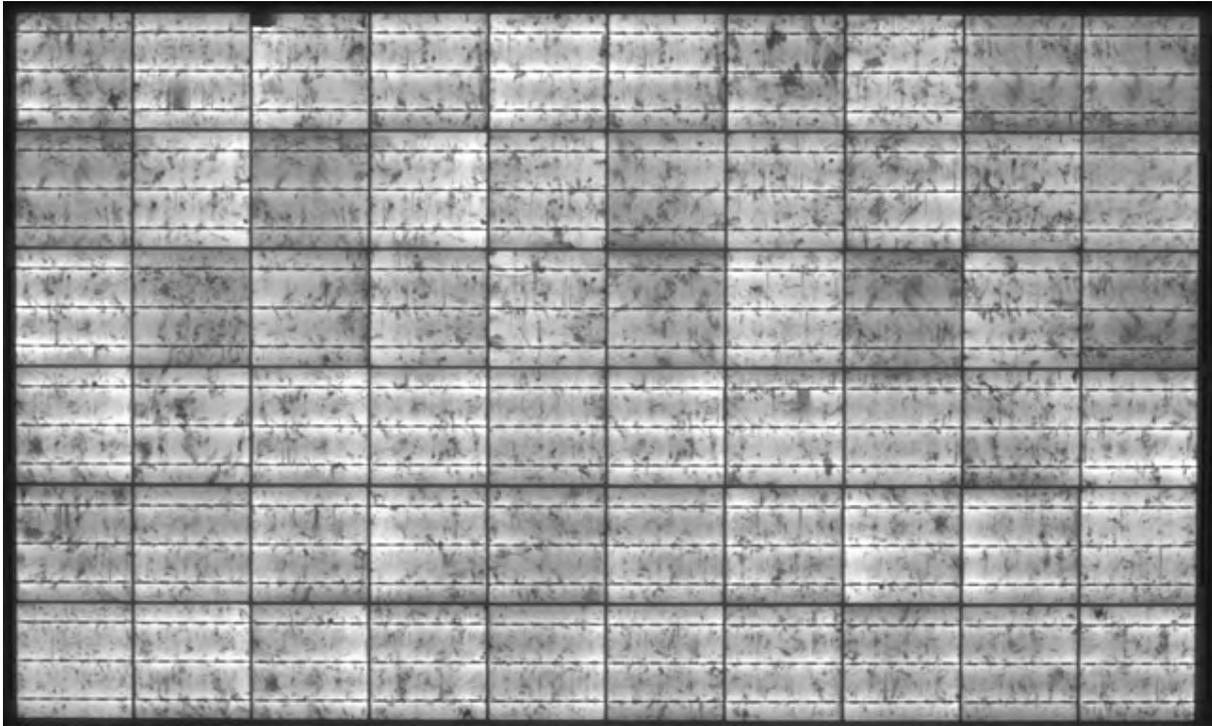
- EL-Bild passt zu Herstellerbild, 3 Zellen weisen Fingerabrisse auf (1-2, 4-7, 5-1)
- 1 Zelle (1-3) weist einen Mikroriss auf
- Zell-Mismatch in den oberen 3 Reihen

2015:



- Keine markanten Veränderungen, die Fingerabrisse haben sich nicht vergrößert

2017



- Keine markanten Veränderungen, die Fingerabrisse haben sich nicht vergrößert

Tabelle 21: Leistungsmessungen für Modul 10 (Fingerfehler)

Messung	Pmpp in Wp	Degradationsrate	Differenz zu Erstmessung
2013	248.43	-	-
2015	246.02	-0.97 %	-0.97 %
2016	243.81	-0.90 %	-1.86 %
2017	241.60	-0.90 %	-2.75 %

Prozentuale Diff. Pmpp zum Vorjahr

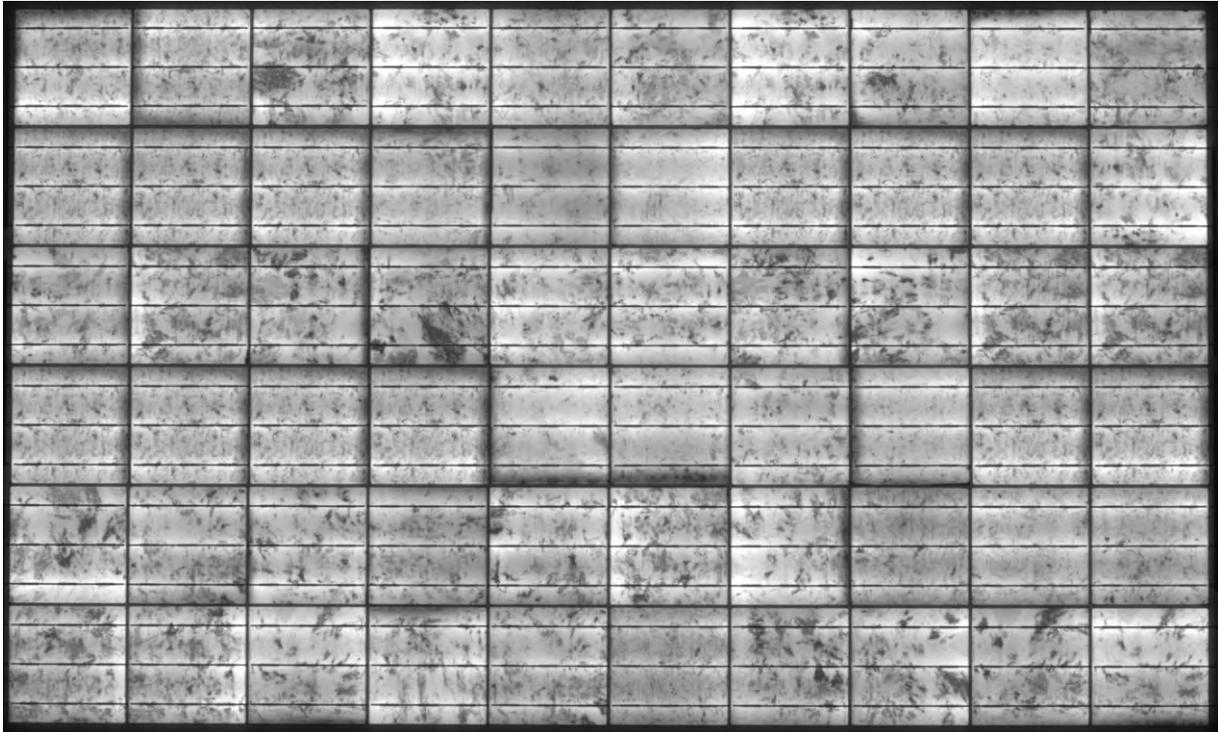
Jahr	Prozentuale Diff. Pmpp zum Vorjahr
2013	0.00 %
2015	-0.97 %
2016	-0.90 %
2017	-0.90 %

Korrelation EL-Bild zu Leistungsmessungen

Dieses Modul weist über die 4 Messungen eine gleichbleibend hohe Degradationsrate von ca. 0,9 % auf. Im EL-Bild sind keine Veränderungen, weder in den fehlerbehafteten Zellen noch in den unauffälligen Zellen registriert worden. Lediglich ein Zell-Mismatch ist als Auffälligkeit des Moduls im EL-Bild zu erkennen. Wie auch in anderen Untersuchungen vermutet wird, erscheint dieser Zell-Mismatch als eine mögliche Ursache für erhöhte (hier gleichmäßig) Degradationen in Frage zu kommen.

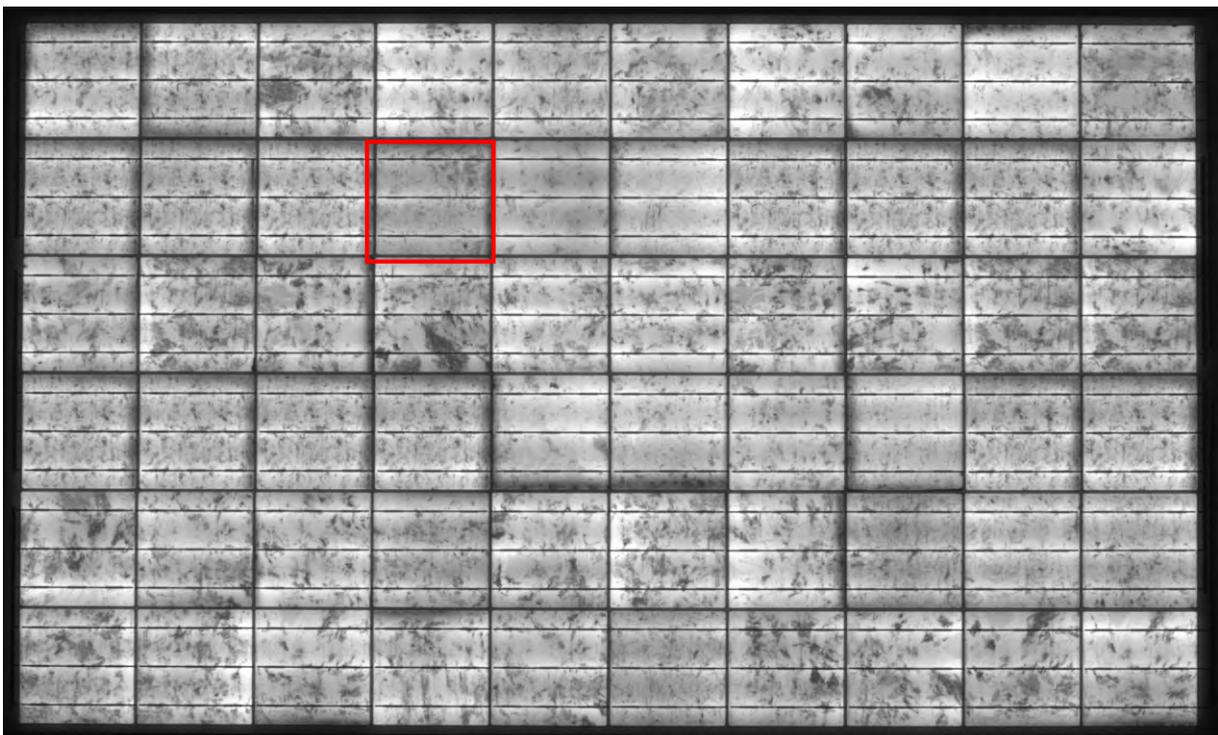
Modul 11 - Referenzmodul

2013:



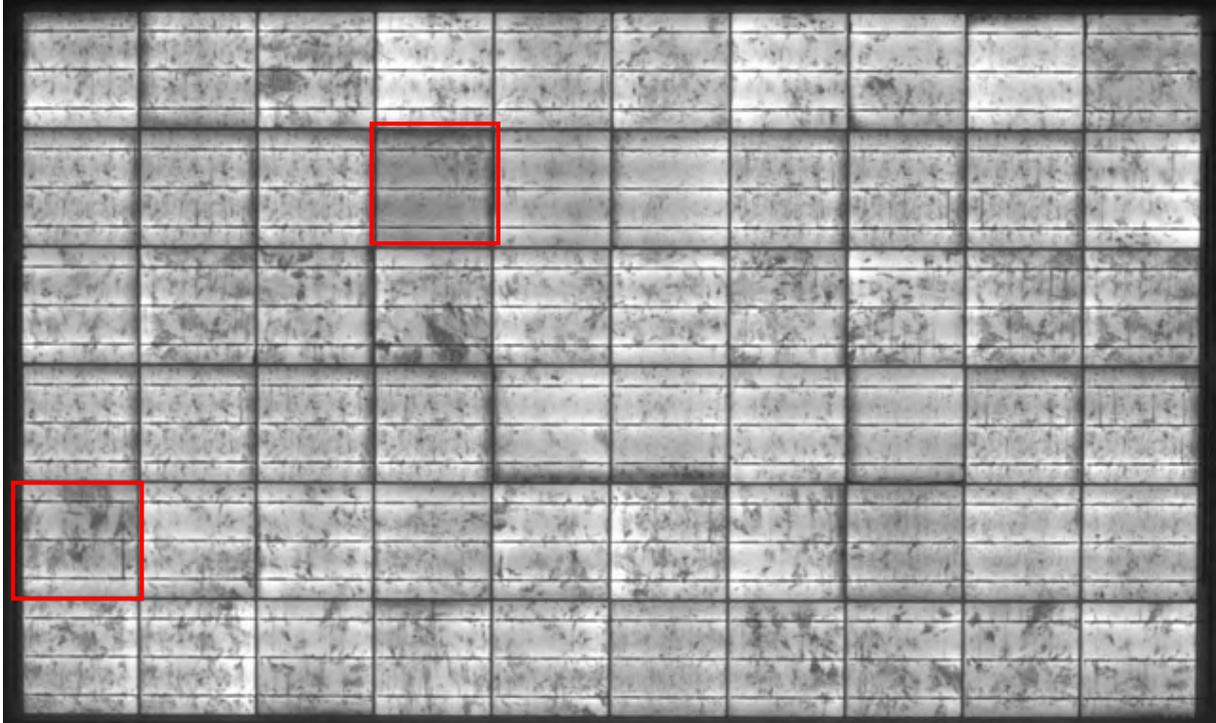
- Verwendung von mehreren Randzellen und verschiedene Zellstrukturen

2015:



- Keine markanten Veränderungen

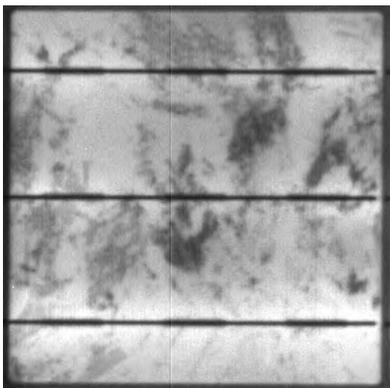
2017



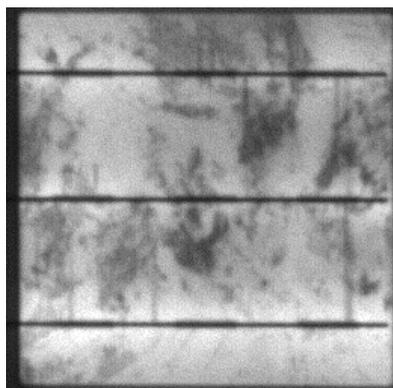
- Neu Merkmal in Zelle 5-1 – Gridfingerfehler
- Zell-Mismatch: Zelle 2-4 entwickelt vergleichsweise eine schlechtere Performance

Zelle 5-1 Entwicklung des Merkmals

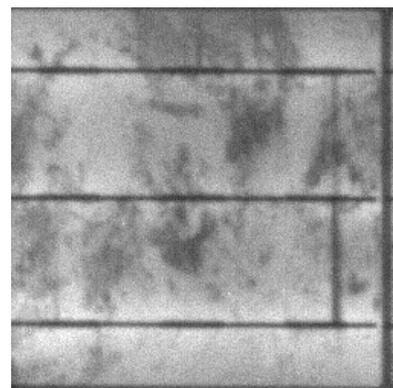
2015



2016



2017



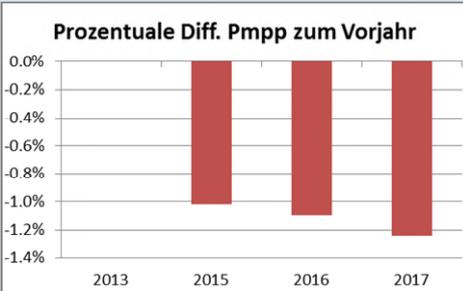
Es ist eine allmähliche Verschlechterung der Verbindung der Gridfinger im rechten Zellbereich erkennbar, eine mögliche Fehlerentwicklung ist somit beispielhaft nachgewiesen. Weitere, kleinere Gridfingerfehler - in 2015 erkennbar - haben sich dagegen bis 2017 wieder verbunden. Es ist zu erwarten, dass auch hier ähnlich wie bei Mikrorissen instabile Verbindungen entstehen können. Eine Vorhersage des weiteren Verhaltens ist daher nicht eindeutig möglich.

Typischerweise gelten Fingerabrisse als stabil und sich nicht fortentwickelnd, wie anhand der EL-Bilder von Modul 10 auch gezeigt werden konnte.

Tabelle 22: Leistungsmessungen für Modul 11 (Referenz)

Messung	Pmpp in Wp	Degradationsrate	Differenz zu Erstmessung
2013	248.54	-	-
2015	246.02	-1.02 %	-1.02 %
2016	243.31	-1.10 %	-2.10 %
2017	240.3	-1.24 %	-3.32 %

Prozentuale Diff. Pmpp zum Vorjahr



Korrelation Leistungsmessung und EL-Bilder

Die Leistungsdegradation erfolgt beim Referenzmodul im Messzeitraum vergleichsweise doppelt so hoch wie üblicherweise angenommen wird und dazu konstant leicht zunehmend von 1 % im Jahr 2015 bis auf 1,2 % im Jahr 2017.

Das Referenzmodul weist im EL-Bild Zellen unterschiedlicher Kristallstruktur, 25 % Randzellen und generell leicht differierende Zelleistungen auf. In 2017 wurde in 1 Zelle ein sich neu gebildeter einzelner Gridfingerfehler entdeckt, der als nicht leistungsrelevant eingestuft wird. Die festgestellte höhere Degradationsrate wird hier ebenfalls in Verbindung mit Zell-Mismatch und allgemeiner Zellqualität gesehen.

Für das Referenzmodul wurde eine Grafik zur Entwicklung der Modulkenngößen über den Messzeitraum erstellt:

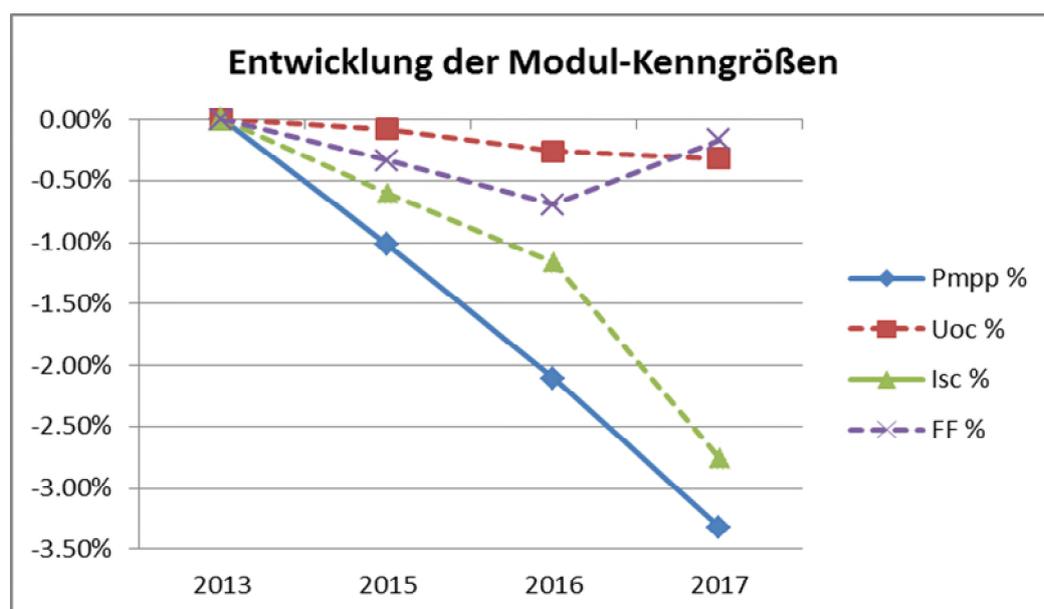


Abbildung 62: Modulkenngößen Referenz Modul Nr. 11

Es zeigt sich, dass der Leistungsnachlass mit einem annähernd proportionalen Abfall des Isc einhergeht. Damit sind vergrößerte Serienwiderstände im Modul wirksam. Diese können in den Zellen selbst oder den Zellverbindern begründet sein.

Entwicklung des Pmpp im Modul-Vergleich

Die Ergebnisse der insgesamt 4 Labormessungen STC-Leistungen der 5 Testmuster sind nachfolgend grafisch und tabellarisch dargestellt:

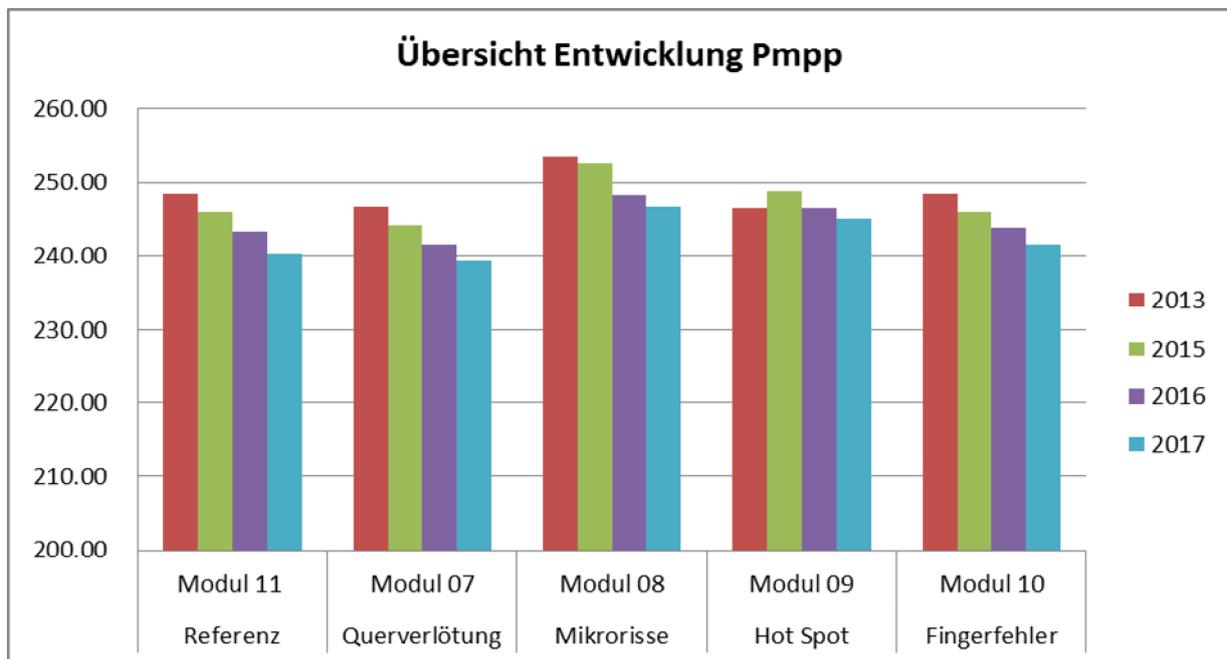


Abbildung 63: Pmpp Entwicklung der 5 Testmuster über 4 Messungen

Tabelle 23: Pmpp Entwicklung der 5 Testmuster über 4 Messungen nach jeweils 1 Jahr

Pmpp in Wp	Referenz	Querverlötung	Mikrorisse	Hot Spot	Fingerfehler
Messung	Modul 11	Modul 07	Modul 08	Modul 09	Modul 10
2013	248.5	246.8	253.5	246.5	248.4
2015	246.0	244.0	252.6	248.9	246.0
2016	243.3	241.6	248.2	246.5	243.8
2017	240.3	239.2	246.8	245.0	241.6

Die Leistungsentwicklung ist anhand der Differenzen zum Startwert in 2013 verdeutlicht:

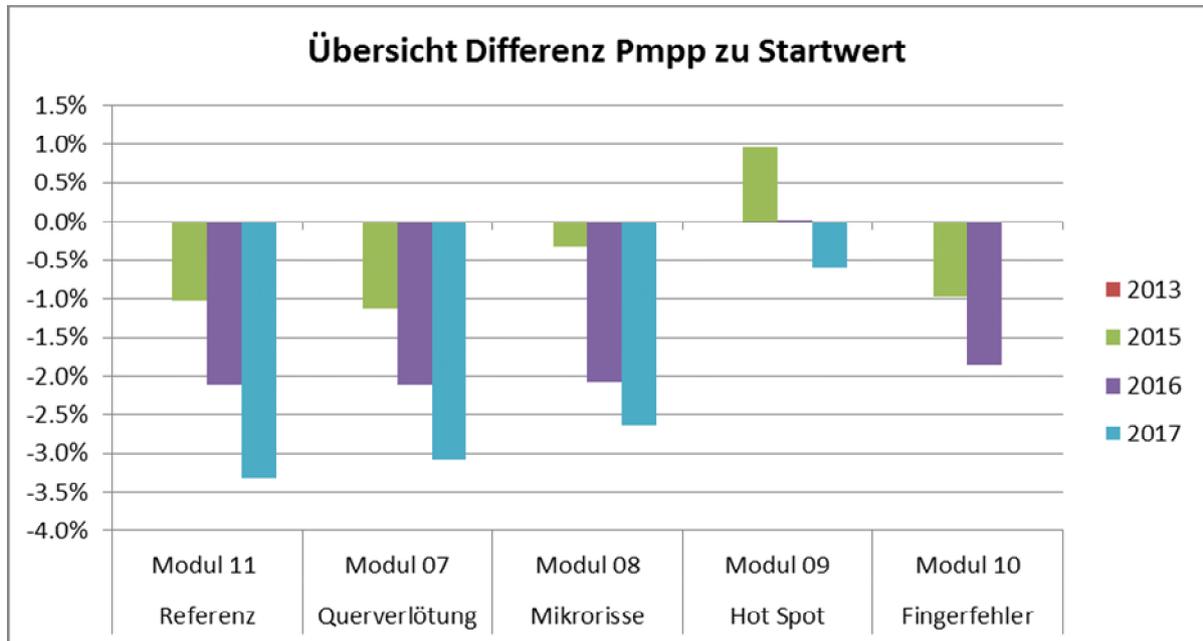


Abbildung 64: Differenzen der Pmpp Werte zum Startwert (Labor) (Pmpp Differenz in 2013 ist Null)

Die jährlichen Differenzen der Leistungswerte sind in der folgenden Grafik dargestellt:

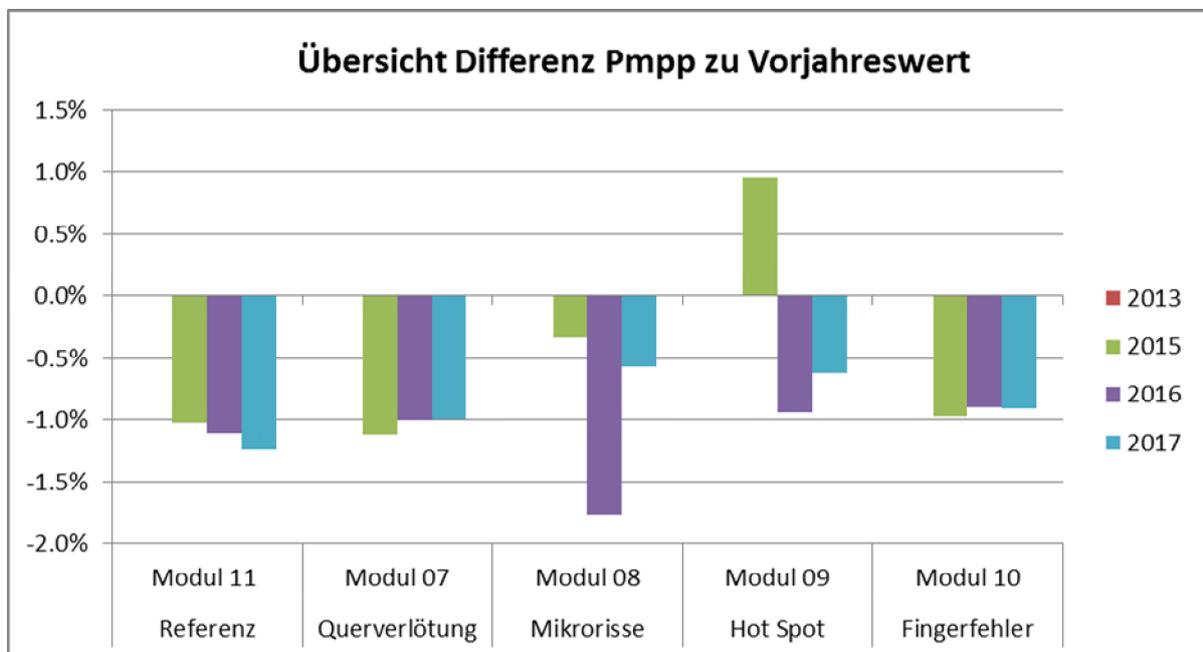


Abbildung 65: Differenz der Pmpp Werte zum Vorjahreswert (Pmpp Differenz in 2013 ist Null)

Zusammenfassung und Bewertung:

Alle 5 Testmuster weisen mit ca. 1 % eine vergleichsweise erhöhte Degradation gegenüber üblichen Annahmen auf.

Bei den 4 polykristallinen Modulen wurde Zell-Mismatch festgestellt. Nicht nur verschiedene Zelleistungen, auch verschiedene Strukturen und teilweise Randzellen mit inhomogener Zelleistung wurden verbaut. Im Ergebnis der verschiedenen Messungen im Rahmen des Vorhabens wird angenommen, dass die differierende Zelleistung innerhalb eines Moduls einen mittelfristig größer werdenden Einfluss auf die Modulleistung besitzt.

Das Referenzmodul weist über den Messzeitraum eine gleichmäßige jährliche Degradation von ca. 1 % auf – das ist in etwa doppelt so hoch, wie allgemein für kristalline Module angenommen wird. Die Module mit den Fehlerbildern Verbinderfehler (Lötfehler) und Gridfinger-Fehler verhalten sich analog.

Das Modul mit den Microcracks zeigt sprunghafte Leistungsänderungen in beide Richtungen, während dem Modul mit dem Zellkurzschluss eine „Spontanheilung“ in 2015 widerfährt und nachfolgend etwas geringere Degradationsraten als das Referenzmodul zw. 0,6 und 0,9 % aufweist. Bei diesem Modul handelt es sich um das einzige monokristalline Modul unter den Testmustern, sodass hier eine abweichende Zellqualität und -eigenschaften zu erwarten sind.

Zusammenfassend ist durch die Messungen im Jahresabstand kein Hinweis auf eine generell erhöhte Degradation der Module mit den eingebrachten Auffälligkeiten gegenüber der Referenz festzustellen. Ein als wahrscheinlich geltender sehr geringer Einfluss wird durch die Messtoleranz überlagert.

Methode 2: Jahresanalyse von Pmpp durch die I-V Kennlinie

Grundlagen

Die Langzeitleistung wurde mit I-U-Kurven Messungen (elektronischen Lasten), den gemessenen Werten der Bestrahlungsstärke, der Spannung, der Stromstärke und der Modultemperatur Moduls (TBoM) bewertet. Die Verarbeitung und Plausibilitätsprüfung der Daten erfolgte mit Hilfe der von TÜV Rheinland entwickelten Auswertesoftware.

Alle I-U-Kurven wurden in der TÜV-Software auf STC automatisch korrigiert, unter Verwendung der folgenden Gleichungen [1] und [2] gemäß der Methode 2 aus der IEC 60891:

$$I_{target} = I_{meas} \cdot \left(1 + \alpha_{rel} \cdot (T_{target} - T_{meas})\right) \cdot \frac{G_{target}}{G_{meas}} \quad [1]$$

$$V_{target} = V_{meas} + V_{OC,meas} \left(\beta_{rel} \cdot (T_{target} - T_{meas}) + \alpha \cdot \ln\left(\frac{G_{target}}{G_{meas}}\right) \right) - R'_s \cdot (I_{target} - I_{meas}) - \kappa' \cdot I_2 \cdot (T_{target} - T_{meas}) \quad [2]$$

I_{target}, V_{target}	Strom und Spannung korrigiert bei Zieltemperatur und Bestrahlungsstärke;
I_{meas}, V_{meas}	Strom und Spannung gemessen unter Betriebsbedingungen;
G_{target}	Ziel-Bestrahlungsstärke für die korrigierte I-U-Kurve;
G_{meas}	Gemessene Bestrahlungsstärke unter Betriebsbedingungen;
T_{target}	Zieltemperatur des Moduls;
T_{meas}	Gemessene Temperatur des Moduls;
$\alpha_{rel}, \beta_{rel}$	Kurzschlussstrom und Leerlaufspannung relative Temperaturkoeffizienten bei 1000 W / m ² .
α	Einstrahlungskorrekturfaktor für die Leerlaufspannung, bezogen auf die Diodespannung und die Anzahl der in Serie geschalteten Zellen R'_s Serieninnenwiderstand
κ'	Temperaturkoeffizient des Serieninnenwiderstandes R'_s

Die verwendeten I-U-Temperaturkoeffizienten und Korrekturfaktoren (gemäß Datenblatt bzw. angenommen nach Technologietyp) sind der folgenden Tabelle zu entnehmen:

Faktor	poly	mono
α [1 / K]	0.0004	0.0003
β [1 / K]	-0.0032	-0.0033
κ [1 / K]	0	0
a	0.06	0.06
R_s [mOhm]	450	450

Poly: Module 07,08,10 & 11; Mono: Modul 09

Datenverfügbarkeit

Die Datenverfügbarkeit für die Analyse ist in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Wie bereits erwähnt, wurde eine Synchronisierung vorgenommen, um die gleichen Zeiträume miteinander zu vergleichen. Eine tabellarische Übersicht zu den verfügbaren Datensätzen ist in der Anlage auf S. 214 einzusehen.

Datenfilterung

Die Daten wurden darüber hinaus auf Messungen zwischen 300 und 1300 W / m² und Einfallswinkel (AoI) unter 45° beschränkt, da I-U-Kurven bei niedriger Bestrahlungsstärke nicht für STC-Korrekturen geeignet sind.

Datenverfügbarkeit nach Filterung:

Jahr	Analysierte I-U-Kurven
2014	3424
2015	1277
2016	2899
2017	1556

Ergebnisse -Entwicklung Pmpp im Modul-Vergleich

PMMP (W)		2014	2015	2016	2017
Referenz	Modul 11	238.96	233.8	238.75	232.11
Querverlötung	Modul 07	237.1	233.87	239.07	234.03
Mikrorisse	Modul 08	243.08	238.24	240.65	233.64
Hot Spot	Modul 09	240.56	238.1	245.5	236.55
Fingerfehler	Modul 10	240.1	234.04	237.6	228.38

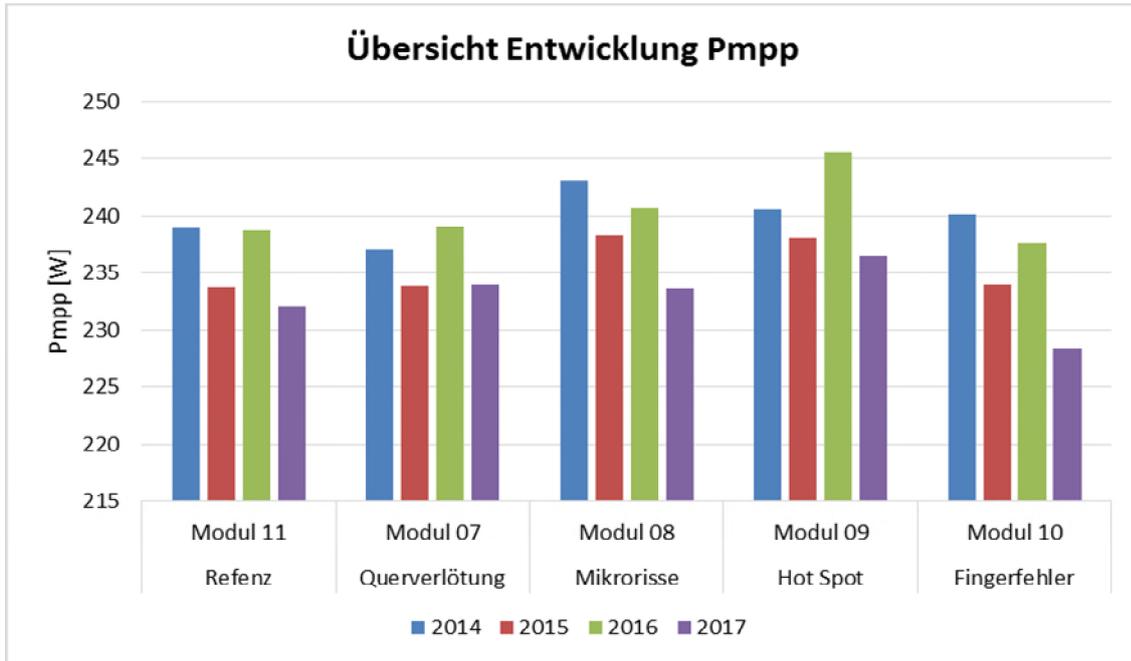


Abbildung 66: Pmpp über die Messzeit 2014 bis 2017 / 1. HJ (Methode2)

Beispielhaft sind einige sonnige Tage im Frühjahr 2017 herausgegriffen worden, um die Leistung der Module auch im Vergleich zum Einstrahlungsverlauf zu sehen. Mittags am 09. März 2017 alle 5 Module.

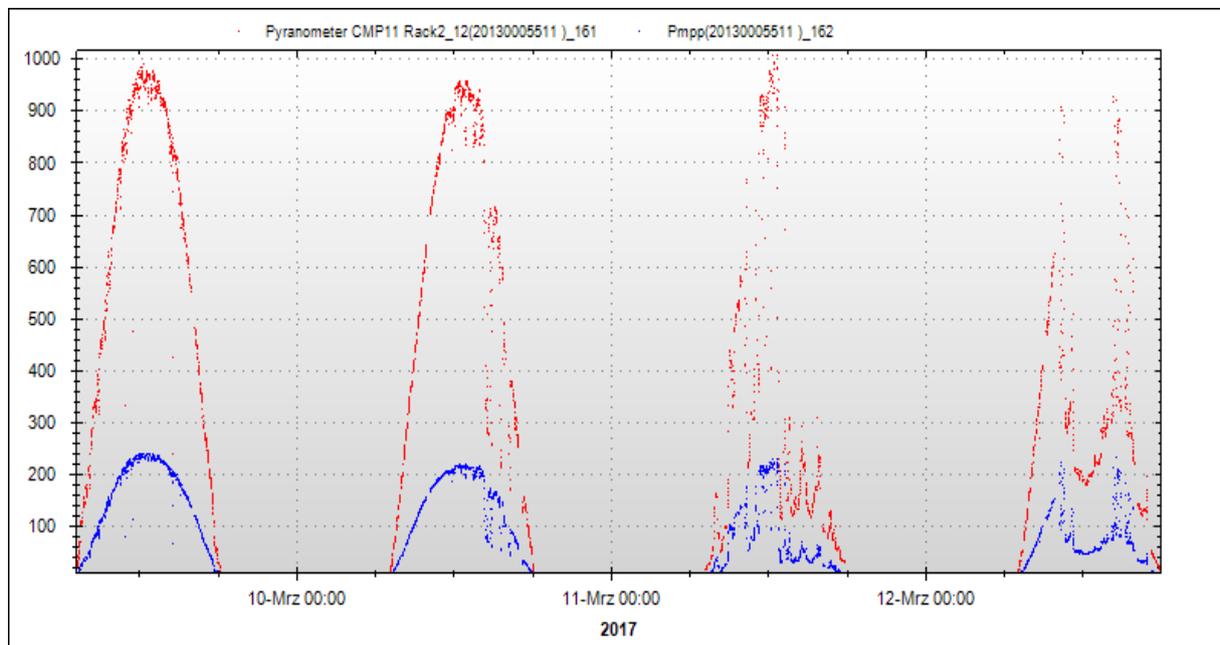


Abbildung 67: .4 Tage im März und mit dem Leistungsverlauf des Referenzmoduls

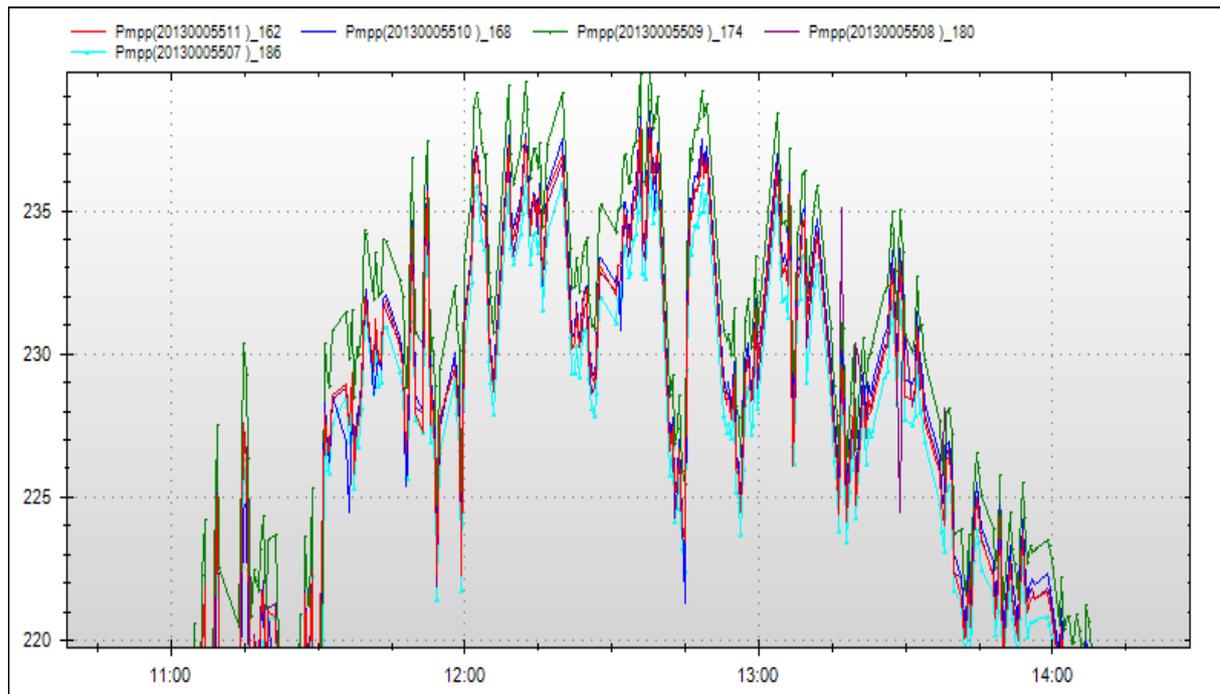


Abbildung 68: Leistungen aller 5 Module um die Mittagszeit am 09.März 2017

Ranking:

1. Modul: Nr. 09 ... 5. Modul Nr. 07

Betrachtet man die Labormessungen am 18.12.2013 als Startwerte für jedes PV-Modul, zeigt sich die Entwicklung der Pmpp wie folgt:

	Referenz	Querverlötung	Mikrorisse	Hot Spot	Fingerfehler
	Modul 11	Modul 07	Modul 08	Modul 09	Modul 10
2014	-3.9 %	-3.9 %	-4.1 %	-2.4 %	-3.4 %
2015	-5.9 %	-5.2 %	-6.0 %	-3.4 %	-5.8 %
2016	-3.9 %	-3.1 %	-5.1 %	-0.4 %	-4.4 %
2017	-6.6 %	-5.2 %	-7.8 %	-4.0 %	-8.1 %

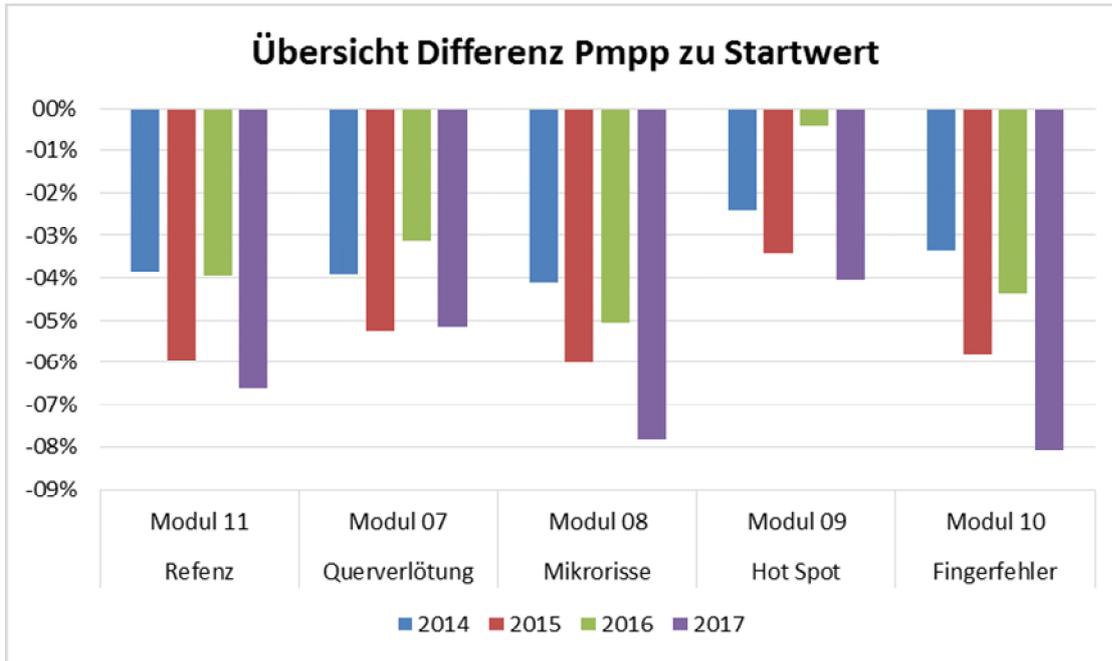


Abbildung 69: Relative Differenzen der Pmpp Werte (Methode 2)

Methode 3: Operative Effizienz und Spezifischer Energieertrag

Grundlagen

- Modul-Leistungsverhältnis (Module Performance Ratio - MPR)

Das Verhältnis zwischen der tatsächlichen PV-Energieproduktion und dem erwarteten Ertrag für jedes Solarmodul während des vierjährigen Feldeinsatzes ist im folgenden Abschnitt dargestellt. Die Berechnung basiert auf:

$$MPR = \frac{\left(\sum_{1Jahr} P_{MPP} \right) / P_{MPP,STC}}{\left(\sum_{1Jahr} G_{PoA} \right) / 1000Wm^{-2}} \cdot \% \quad [3].$$

Dabei wird im Zähler die Summe der 30-Sekunden-Werte der nachgeführten Ausgangsleistung (PMPP) durch die maximale Ausgangsleistung unter Standardtestbedingungen (PMPP, STC) dividiert, während im Nenner die Summe der gemessenen Globalstrahlung in der Ebene (GPoA) durch die Standardstrahlung dividiert wird.

Die Werte, die von P_{MPP,STC} in Gleichung [3] genommen werden, entsprechen der Anfangsmessung am 18.12.2013. Diese Messungen werden für den weiteren Vergleich herangezogen, da die PV-Module zu diesem Zeitpunkt bereits unterschiedliche, geringere Leistung aufwiesen als die in ihrem Label angegebene (vgl. Abbildung 60).

- Operative Effizienz / Betriebseffizienz

Die Berechnung der Operativen Effizienz / Betriebseffizienz basiert auf folgenden Faktoren:

$$\eta_{operational} = \frac{\sum_{months} P_{MPP}}{\left(\sum_{months} G_{PoA} \right) * A_m} \cdot \% \quad [4].$$

Dabei wird die Summe der 30-Sekunden-PMPP-Werte (Tracked Power Output) durch die Summe der gemessenen Globalstrahlung in der Ebene (GPoA) und der Fläche des Solarmoduls (A_m) dividiert.

Die genutzte Solarmodul-Fläche beträgt 1.66 m² (Datenblatt)

– Spezifischer Energieertrag

Hier wird die Gesamtenergie, die pro Wattpeak (EYspec) der 5 PV-Module bei den Outdoor-Energieertragsmessungen erzeugt wird, dargestellt.

Die Berechnung basiert auf

$$EY_{spec} = \frac{\sum_{months} P_{MPP}}{P_{MPP,STC}} \cdot \frac{Wh}{W_{peak}} \quad [5].$$

Dabei wird die Summe der 30-Sekunden-Werte (PMPP) durch die maximale Ausgangsleistung unter Standard-Testbedingungen (PMPP, STC) dividiert. Die Werte, die von $P_{MPP,STC}$ in Gleichung [5] genommen werden, entsprechen auch der Anfangsmessung am 18.12.2013.

Datenverfügbarkeit

Die Anzahl der zur Verfügung stehenden Datenpunkte ist identisch mit dem vorigen Abschnitt (synchronisiert und gefiltert).

Jahr	Analysierte I-U-Kurven
2014	3424
2015	1277
2016	2899
2017	1556

Ergebnis

Entwicklung der Modul-PR (MPR) im Modul-Vergleich untereinander und über die Messjahre:

		MPR (%)			
		2014	2015	2016	2017
Referenz	Modul 11	92.91	94.57	94.55	92.29
Querverlötung	Modul 07	93.42	95.60	95.67	93.04
Mikrorisse	Modul 08	93.51	94.01	94.16	91.44
Hot Spot	Modul 09	95.23	96.94	97.24	94.38
Fingerfehler	Modul 10	93.18	94.24	93.83	83.47

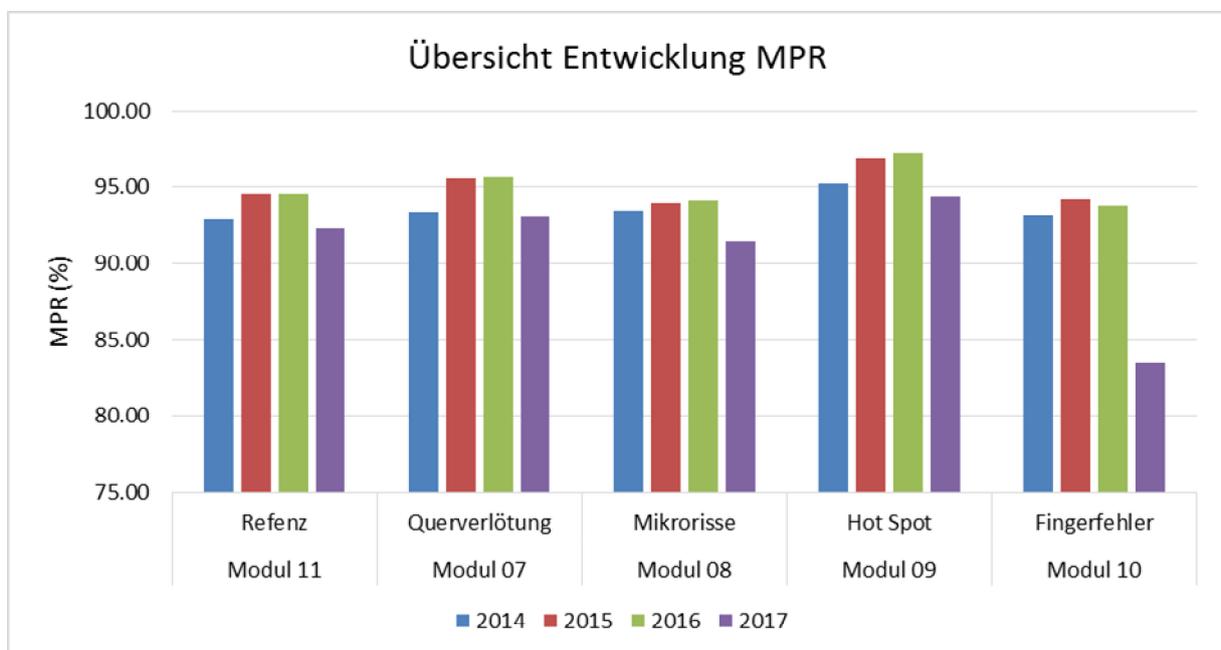


Abbildung 70: Entwicklung der Modul-PR (Methode 3)

Beim Vergleich mit dem Referenz-Modul Nr. 11 ergeben sich folgende Ergebnisse

Differenzen MPR (%)

		2014	2015	2016	2017
Querverlötung	Modul 07	0.6 %	1.1 %	1.2 %	0.8 %
Mikrorisse	Modul 08	0.6 %	-1.7 %	-0.4 %	-0.9 %
Hot Spot	Modul 09	2.5 %	3.1 %	2.8 %	2.3 %
Fingerfehler	Modul 10	0.3 %	-2.8 %	-0.8 %	-9.6 %

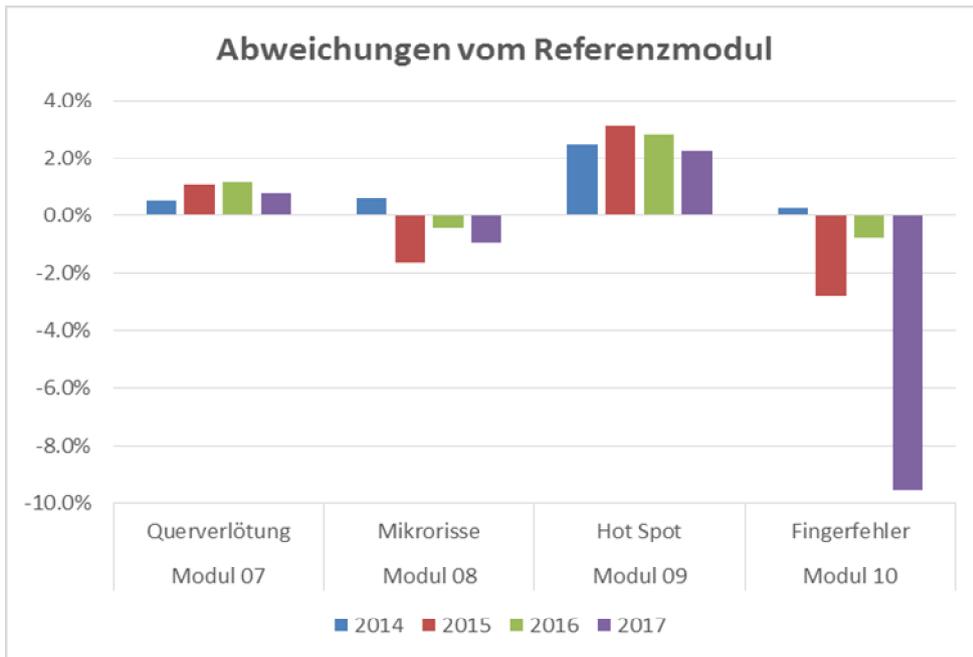


Abbildung 71: Relative Differenzen der Modul-PR (Methode 3)

Entwicklung der EYspec im Modul-Vergleich

	EY spec	In Wh / Wp			
		2014	2015	2016	2017
Referenz	Modul 11	644.80	248.80	550.60	181.60
Querverlötung	Modul 07	643.80	249.70	553.10	181.70
Mikrorisse	Modul 08	648.90	247.30	548.20	179.90
Hot Spot	Modul 09	655.40	252.90	561.60	184.10
Fingerfehler	Modul 10	646.40	247.80	546.10	164.10

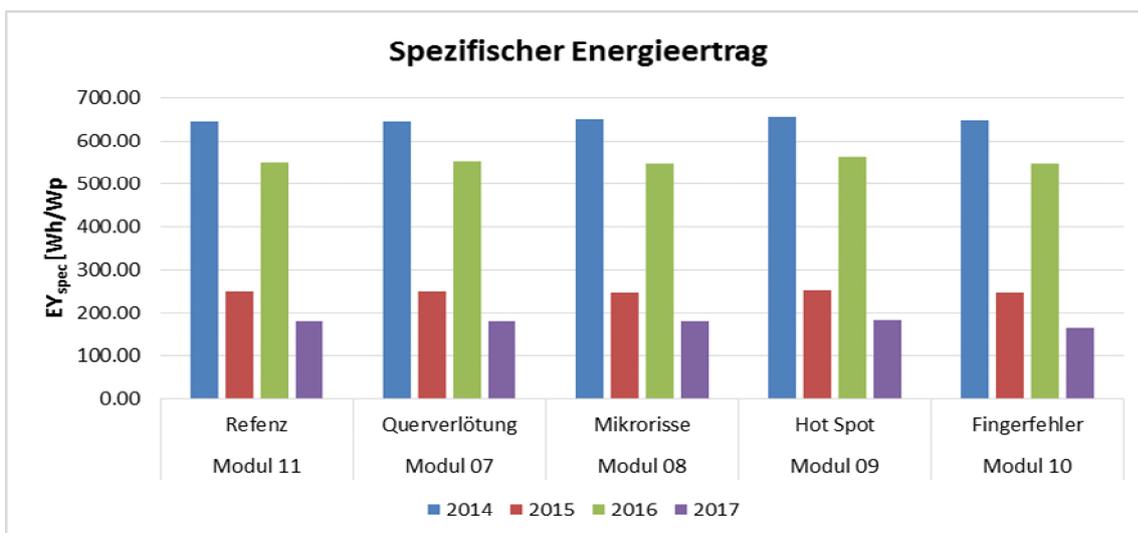


Abbildung 72: Spezifischer Modul-Energieertrag (Methode 3)

Beim Vergleich Referenz-Modul Nr. 11 ergeben sich folgende Ergebnisse

Differenzen EY spec

		2014	2015	2016	2017
Modul 07	Querverlötung	-0.2 %	0.4 %	0.5 %	0.1 %
Modul 08	Mikrorisse	0.6 %	-1.0 %	-0.4 %	-0.9 %
Modul 09	Hot Spot	1.6 %	2.3 %	2.0 %	1.4 %
Modul 10	Fingerfehler	0.2 %	-2.0 %	-0.8 %	-9.6 %

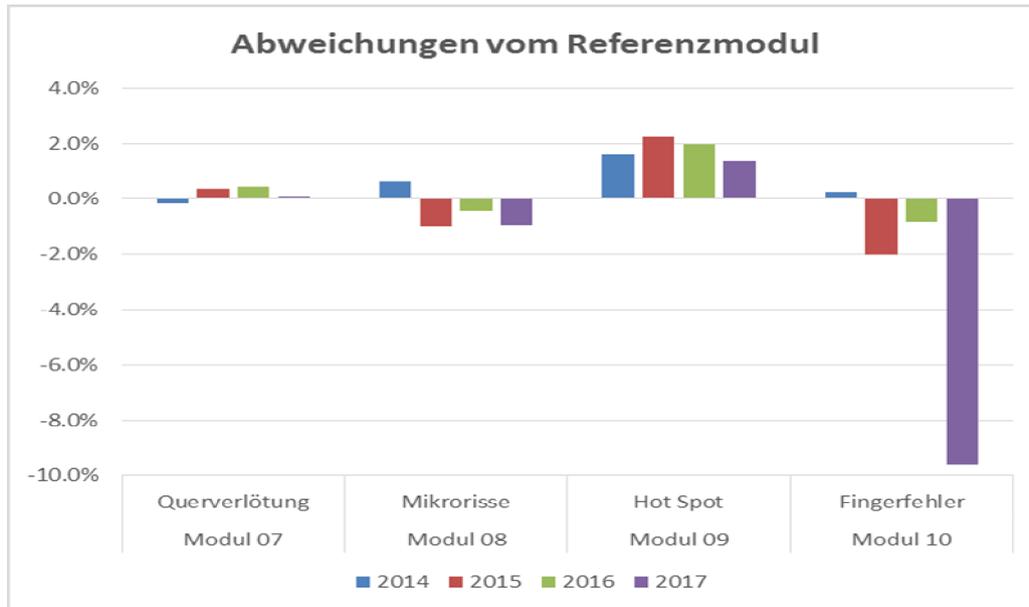


Abbildung 73: Relative Differenzen Modul-Energieertrag (Methode 3)

Bewertung und Ergebnisse

Die Langzeit-Leistungsfähigkeit der 5 Testmuster wird einerseits durch die gemessene STC-Leistung (Pmpp) und andererseits durch den ermittelten jährlichen Energieertrag (Energy Yield-Messung) und die Modul-PR (MPR) bewertet.

STC-Leistung:

Die Module wurden im Prüflabor von TÜV Rheinland annähernd im Jahresabstand insgesamt viermal vermessen, wobei neben der visuellen Kontrolle die STC-Leistung und die EL-Bilder als Bewertungskriterien genommen wurden.

Mittels eines Langzeit-Leistungsmonitorings wurden die U-I Kennlinien für die Module im Mpp-Betrieb auf dem Gelände von TÜV Rheinland in Köln gemessen und die Pmpp bestimmt. Die Differenzen der gemessenen Leistungswerte wurden bestimmt.

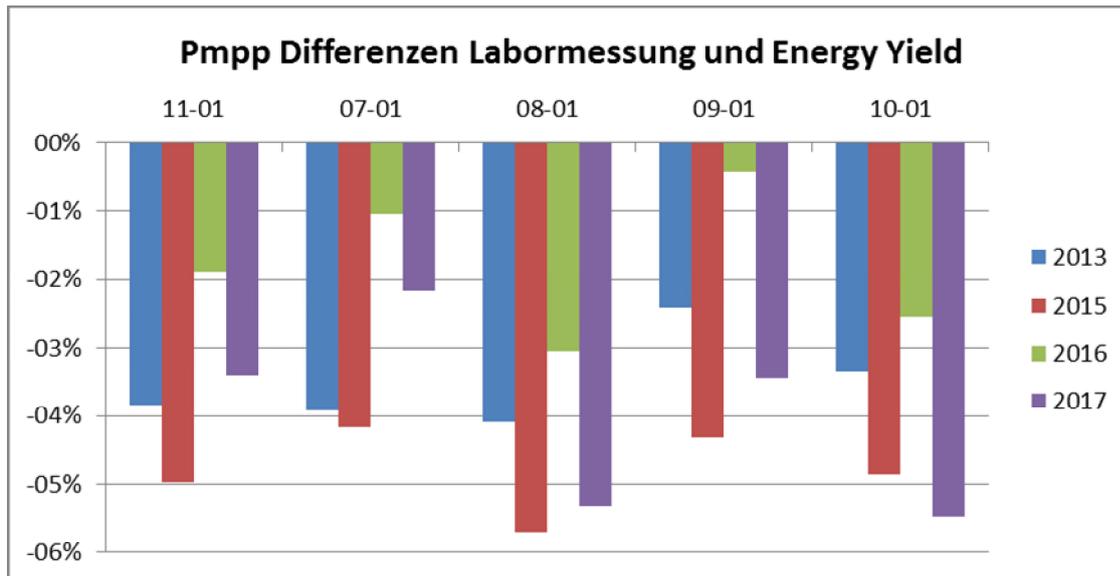


Abbildung 74: Vergleich Pmpp Labor und Energy yield

Tabelle 24: Werte Pmpp Labor und Energy yield

Modul Nr.	11	07	08	09	10	Mittelwerte je Jahr
2013	-3.9 %	-3.9 %	-4.1 %	-2.4 %	-3.4 %	-3.5 %
2015	-5.0 %	-4.2 %	-5.7 %	-4.3 %	-4.9 %	-4.8 %
2016	-1.9 %	-1.0 %	-3.0 %	-0.4 %	-2.5 %	-1.8 %
2017	-3.4 %	-2.2 %	-5.3 %	-3.4 %	-5.5 %	-4.0 %
Mittelwerte je Modul	-3.5 %	-2.8 %	-4.5 %	-2.7 %	-4.1 %	

Es zeigt sich, dass generell die Leistungswerte, die im Betrieb gemessen wurden, etwas geringer sind als die Labormesswerte. Die mittleren Differenzen für die Module hängen von den konkreten Wetterbedingungen im Messjahr (inkl. Verschmutzungen) im Betrieb ab und bewegen sich zwischen 2 % und 4 %, was unter Berücksichtigung der Messgenauigkeit plausibel erscheint.

Aber auch zwischen den Modulen gibt es Unterschiede. Die höchsten Abweichungen mit maximal 5,7 % in 2015 gab es bei Modul Nr. 08 mit dem Merkmal Mikrorisse. Wie bereits oben erläutert, wurden durch die diskreten Labormessungen Augenblicksbefunde erhoben. Die Performance kann sich zwischendurch wegen instabiler Verbindungen in den Zellen verändern, was sich im Leistungsmonitoring dann niederschlägt.

Ebenso ergab das Modul Nr. 10 mit dem Merkmal Fingerabrisse höhere Werte bis max. 5,5 % in 2017. In der Labor-Leistungsmessung inklusive EL-Bildern ergibt sich keine Auffälligkeit, die ein deutliches Absinken der Performance in 2017 erklären könnte. Ein Blick Richtung Datenverfügbarkeit beim Monitoring zeigt, dass nur Werte bis Juni 2017 verwendet wurden. Das Frühjahr 2017 war durch ein außergewöhnlich feuchtes Wetter gekennzeichnet.

Es wird vermutet, dass durch diffundierte Feuchtigkeit ggf. kleinere Leckströme im Modul die Performance negativ beeinflusst haben könnten.

Insgesamt muss daher die Aussagekraft beider Messmethoden zur Leistungsbestimmung im Rahmen der erreichbaren Genauigkeit gesehen werden, wenn man sehr kleine Abweichungen wie die jährliche Degradation betrachten möchte.

Dies betrifft dann auch die aus den Monitoring-Daten berechnete Modul-PR, die für alle Module in 2015 und 2016 um ca. 1,5 – 2 % höher liegt als 2014.

Vergleich der fehlerbehafteten Module mit dem Referenzmodul

Zur Fragestellung hinsichtlich einer messbaren höheren Degradation der Module mit den eingebrachten Merkmalen werden die prozentualen Leistungs-Differenzen der Module 07 – 10 (vgl. Tabelle 25 sowie Abbildung 75).

Tabelle 25: Leistungsdifferenzen der Module 07, 08, 09, 10 zum Referenzmodul 11

Pmpp	Querverlötung	Mikrorisse	Hot Spot	Fingerfehler
Messung	Modul 07	Modul 08	Modul 09	Modul 10
2013	-0.71 %	1.98 %	-0.82 %	-0.04 %
2015	-0.80 %	2.70 %	1.16 %	0.00 %
2016	-0.71 %	2.01 %	1.33 %	0.20 %
2017	-0.46 %	2.70 %	1.96 %	0.54 %

MPR	Querverlötung	Mikrorisse	Hot Spot	Fingerfehler
Messung	Modul 07	Modul 08	Modul 09	Modul 10
2014	0.60 %	0.60 %	2.50 %	0.30 %
2015	1.10 %	-1.70 %	3.10 %	-2.80 %
2016	1.20 %	-0.40 %	2.80 %	-0.80 %
2017	0.80 %	-0.90 %	2.30 %	-9.60 %

EYspez	Querverlötung	Mikrorisse	Hot Spot	Fingerfehler
Messung	Modul 07	Modul 08	Modul 09	Modul 10
2014	-0.20 %	0.60 %	1.60 %	0.20 %
2015	0.40 %	-1.00 %	2.30 %	-2.00 %
2016	0.50 %	-0.40 %	2.00 %	-0.80 %
2017	0.10 %	-0.90 %	1.40 %	-9.60 %

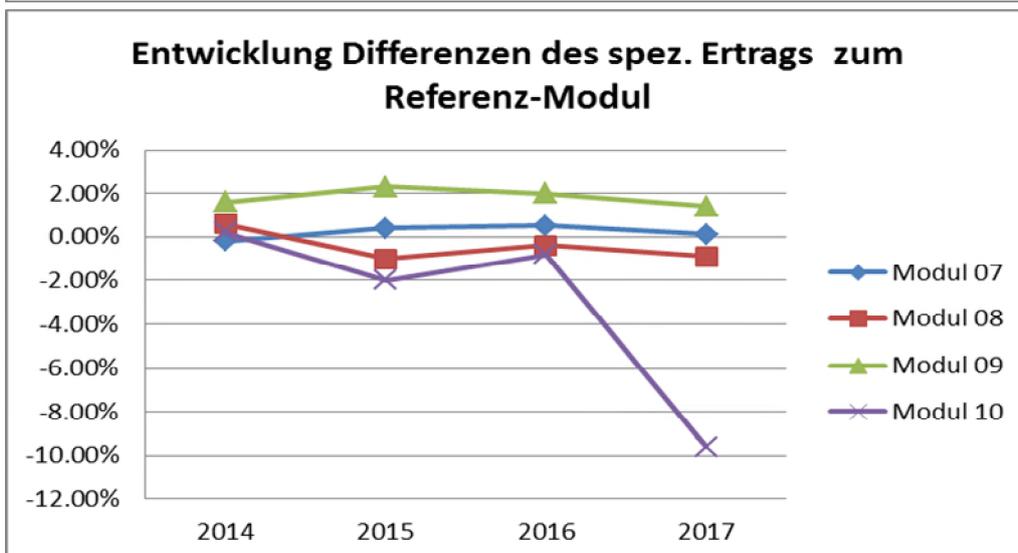
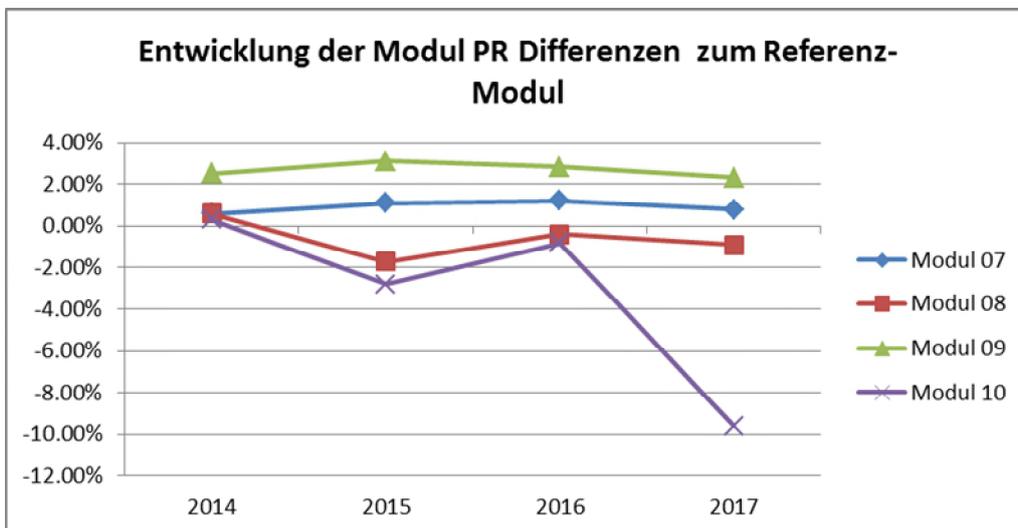
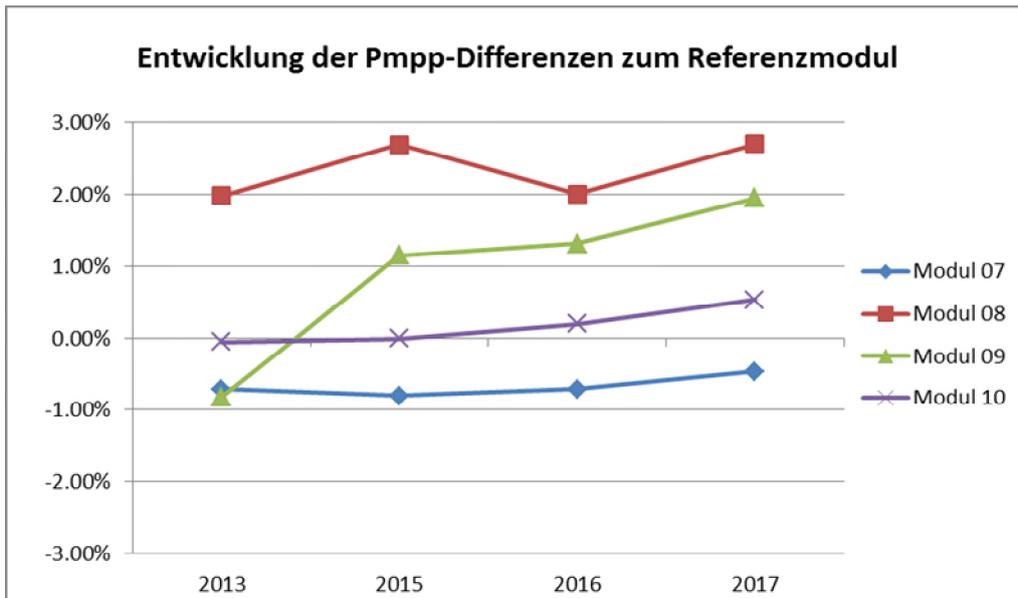


Abbildung 75: Langzeit-Differenzen der Pmpp (Labor), MPR und EYspez zum Referenz-Modul

In den Pmpp-Labormessungen (vgl. Abbildung 64) wurde für die Module Nr. 11, 07 und 10 eine gleichmäßige, recht hohe, Degradation über den Messzeitraum festgestellt, während die Degradation von den Modulen Nr. 08 und 09 sprunghafter verliefen. Einerseits werden in Nr. 08 instabile Verbindungen in den Zellen mit Mikrorissen und andererseits die Veränderungen in den Kurzschlusszellen bei Nr. 09 ursächlich vermutet. Bei Modul Nr. 10 mit Verbindungsfehlern im Grid wurde im Messzeitraum 2017 durch das Monitoring ein deutlicher Leistungsabfall festgestellt, der mit in der Labormessung (nach Ende der Messperiode, vgl. S. 148) nicht korrelierte. Weder EL-Bild noch STC - Messung zeigten eine analoge Veränderung zum Vorjahr.

Im Vergleich mit der Referenz zeigt das Modul Nr. 09 eine bessere Performance, was mit dem vorliegenden monokristallinen Modultyp erklärt werden kann. Der „positive“ Sprung in 2015 im Pmpp – Wert zum Vorjahr beruht auf der „Selbstheilung“ des Zellkurzschlusses.

Insgesamt ergeben sich aus den aufgenommenen Daten im Messzeitraum von 3 Jahren keine Hinweise auf eine signifikante Beeinflussung der Performance der untersuchten PV-Module aufgrund der eingebrachten Fehlermerkmale. Eine langfristige Prognose lässt sich daraus nicht ableiten.

Instabile Verbindungen in den Zellen können sprunghafte Veränderungen in der Performance bewirken. Sind nur einige wenige Zellen im Modul betroffen, so ist die Auswirkung auf die Modulleistung als sehr gering und innerhalb der Messgenauigkeit einzustufen.

UAP 3.2 Paralleltest Degradation im Feld und beschleunigte Alterung im Labor

Erfahrungen von TÜV Rheinland zeigen, dass festgestellte Fehler in PV-Modulen betreffs einer Leistungsminderung üblicherweise eine sehr geringe Dynamik aufweisen. Während im EL-Bild deutliche Entwicklungen über 1-3 Jahre erkennbar sind, zeigen sich diese Änderungen nicht oder nur gering (Messunsicherheiten) im Leistungsverhalten.

Gerade aber die Langzeitauswirkungen z. B. von Hagelschäden oder Delaminationen sind für Betreiber und Versicherer einer PV-Anlage von Interesse.

Zur Unterstützung einer Prognose sollen daher aufgenommene Messreihen von Klimadaten am Standort Köln genutzt werden. Mittels thermomechanischer Stresseinwirkungen auf die Module, wie sie bei Temperaturschwankungen (Tag / Nacht / Dynamische Einstrahlungen) auftreten und mittels rein mechanischer Belastung, wie sie bei Windeinwirkungen vorkommen, sollen die Belastungen einer Außen-Exponierung simuliert werden. Dabei wirken nur die dynamischen Vorgänge auf die Module ein, d.h. Zeiten ohne besondere Belastung werden ausgeklammert.

So könnte man deutlich kürzere Prüfzeiten erreichen. Parallel sollten Module mit sehr ähnlichen Fehlerbildern im Feld verbleiben und nach 1 bis 2 Jahren vergleichend untersucht werden.



Abbildung 76: Klimakammer mit Modulen für thermomechanischen Stress



Abbildung 77: „Mechanical Load“- Tisch für dynamische Zug- und Druckbelastungen

Nachfolgend sind die Prüfzyklen schematisch dargestellt.

Dafür wurden Modulpaare entsprechend der im Anlagen-Scan (siehe UAP 2.3 ab S. 48) vorgefundenen Fehlerpräsenz bestimmt. Jeweils 2 Module mit ähnlichen Fehlerbildern bildeten ein Modulpaar. Ein Modul wird im Labor den Stresstests unterzogen während das andere Modul in der Anlage verbleibt und zu Vergleichszwecken im Jahresabstand gemessen wird.

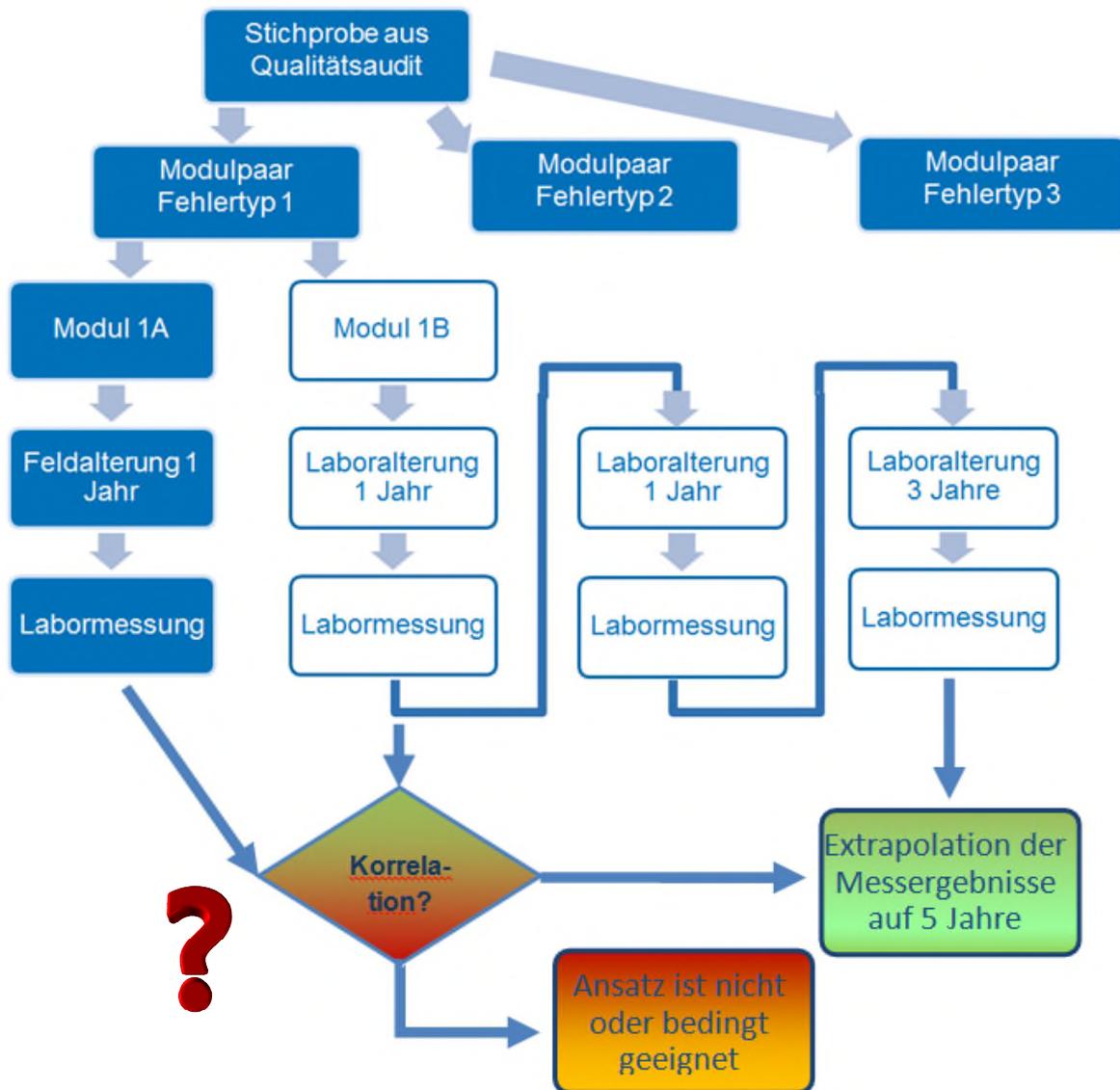


Abbildung 78: Schematischer Ablauf der „Parallelalterung“ in der Anlage und im Labor

Der detaillierte Prüfbaum für 5 Jahre Umweltsimulation ist in der vertraulichen Anlage auf Seite 214 beigefügt.

Zusammenfassung der Ergebnisse

Die auf Messungen der Umweltfaktoren Temperatur und Wind am Standort Köln beruhende eigens entwickelte Stressprozedur zur beschleunigten Labor-Simulation einer Alterung unter realen Betriebsbedingungen wurde mittels 23 Testpaaren auf ihre Eignung untersucht. Diese Paare wurden aus zwei der Referenzanlagen entnommen.

Jeweils 2 typgleiche Module mit sehr ähnlichen Fehlermerkmalen wurden gegenübergestellt. Es wurden Fehlermerkmale ausgesucht, die häufig in den Referenzanlagen festgestellt wurden und auch aus anderen PV-Anlagen bekannt sind. Für diese Fehlertypen war generell die Relevanz für die aktuelle und zukünftige Leistungsfähigkeit des betroffenen Moduls auch unter Experten unklar. Insbesondere galt die Aufmerksamkeit den unvermeidbaren Mikrorissen in verschiedenen Varianten und Schweregraden:

- Mikroriss
- Mikroriss – „Krähenfuß“ (speziell diagonal vom Busbar (Zellverbinder) ausgehend paarweise auftretende, meist sehr kurze Risse)
- Mikroriss mit Zellbruch (leistungsgeminderte bis isolierte Bereiche)
- Fingerunterbrechungen
- Randzelle – Zellen mit verminderter Randleistung
- Lötfehler (Querverbinder)

Im Ergebnis dieser aufwändigen Untersuchungen wurde für alle Fehlermerkmale entweder keine mit bloßem Auge im EL-Bild sichtbare oder nur für einzelne Zellen eine Weiterentwicklung festgestellt. Ebenfalls entstanden nur vereinzelt neue Fehlermerkmale.

Somit kann analog zu den Ergebnissen in UAP 2.3 und UAP3.1 als positives Resultat eine große Stabilität der PV-Module auch mit fehlerbehafteten Zellen gegenüber mechanischen und thermomechanischen Einwirkungen registriert werden.

Nach 1 Jahr Outdoorsimulation im Labor wurden Differenzen zwischen +0,7 % und -1 % gemessen. Die gemessenen Leistungsverluste der Module im Anlagenbetrieb verringerten sich unter realen Umweltbelastungen nach ca. 1 Jahr ebenfalls differenziert von 0 % bis >2 %. Die Leistungsverluste der Module nach Labor-Stressung fielen somit vergleichsweise deutlich geringer aus.

Im paarweisen Vergleich konnte keine Korrelation zwischen beiden Partnermodulen festgestellt werden.

Nicht betrachtete Degradationseffekte, die z. B. durch UV-Belastung oder Niederschläge einerseits und unvermeidliche Messtoleranzen andererseits beeinflussen die Messergebnisse.

Die relativ große Bandbreite bei den Degradationswerten einzelner Module gleichen Typs, mit und ohne besondere Fehlermerkmale, die auch in den detaillierten Untersuchungen zu den Referenz-Strings in UAP 2.3 festgestellt wurde, zeigt die enorme Schwierigkeit für eine verlässliche Verhaltensprognose. Die fehlerspezifisch zu erwartenden geringen Degradati-

onsbeiträge gehen sozusagen im „Rauschen“ der modulspezifischen Degradationsraten unter.

Die entsprechend den komprimierten Klimaaufzeichnungen am Standort Köln aufgestellten Testzyklen für Stresstests im Labor zur beschleunigten Simulation und Extrapolation von realen Outdoor-Belastungen eignen sich nicht als Grundlage einer Prognose des mittel- oder Langfristverhaltens der Modulperformance von PV-Modulen.

Testzyklen

Die ausgewählten fehlerbehafteten Test-Module wurden im Prüflabor mit definierten Stresszyklen beaufschlagt, die eine Simulation über die 3-jährige Projektlaufzeit hinaus für eine natürliche Umwelt-Belastung im Feld ersatzweise darstellen sollen. Das Ziel dieses Arbeitspaketes war zu untersuchen, ob eine Aussage über eine mittelfristige Entwicklung der Modulperformance mit bestimmten, in den Anlagen häufig vorkommenden Fehlermerkmalen, möglich ist.

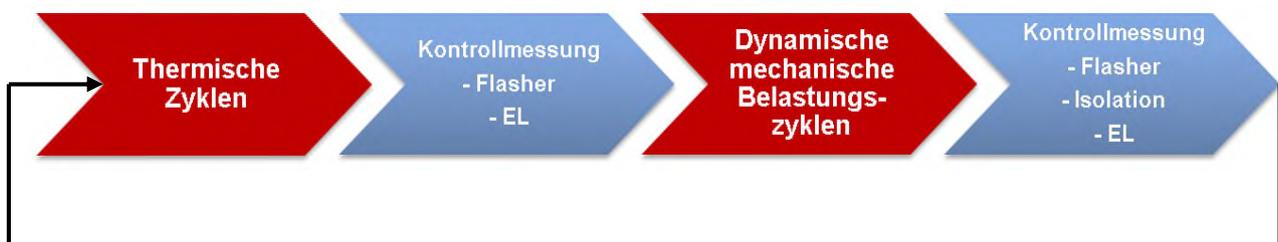
Als Grundlage dienen über 1 komplettes Jahr aufgezeichnete Umweltdaten am Standort Köln. Es werden die Stressfaktoren

1. Außentemperaturdifferenzen mit thermomechanischer Belastung der Module und
2. Windbelastungen mit mechanischer Biegebeanspruchung

simuliert. Filtert man alle Zeiten dieser Datenreihen über 1 gesamtes Jahr heraus, während denen nur sehr geringe Änderungen der Umgebungsbedingungen erfolgten, so bleiben nur die „dynamischen Zeiten“ übrig, die für die Stressbelastung und die darauf basierende Degradation der Komponenten ausschlaggebend sind. Diese dynamischen Anteile wurden geclustert.

Damit erreicht man eine zeitliche Komprimierung der starken Stressoren auf ca. 6,5 % der natürlichen Beanspruchungszeit. Somit bedarf eine gewünschte Simulation von 10 Jahren natürlicher Bewitterung einer Laborprüfzeit von ca. 8 Monaten zuzüglich Maschineneinrichtung, Handling und Wartezeiten zwischen den Tests.

Der Prüfumfang für jeweils 1 Jahr Belastungssimulation setzt sich aus folgenden Komponenten zusammen, wobei die Anzahl der Zyklen von der zu simulierenden Zeit abhängt:



Zwischen den einzelnen Belastungsstufen sind jeweils Messungen vorgesehen, um eine Entwicklung hinsichtlich visueller Veränderungen, im EL-Bild sichtbarer Änderungen und Änderungen in der Nennleistung (STC-Messung) zu erfassen.

Die Einrichtung der 2 Prüfstände Klimakammer und Mechanical Load-Tisch erfolgte projektspezifisch.

Temperaturzyklen

Für die Klimakammer wurden Temperaturkurven programmiert, deren optimale Dimensionierung versuchstechnisch ermittelt wurde. Diese Testläufe mit Wärmelast in der zur Verfügung stehenden Kammer ergaben, dass die ursprünglich geplanten Temperaturrampen in dieser Kammer technisch nicht realisierbar waren. Somit verlängerte sich die real aufzubringende Nutzungszeit der Klimakammer und damit der Gesamtablauf des UAP 3.2 gegenüber der ursprünglichen Planung.

In Abbildung 79 ist zu erkennen, dass die Klimakammertemperatur beispielhaft bei 15 min - Zyklen aufgrund der Trägheit die Sollvorgaben bei 30 K – Sprüngen nicht erreicht.

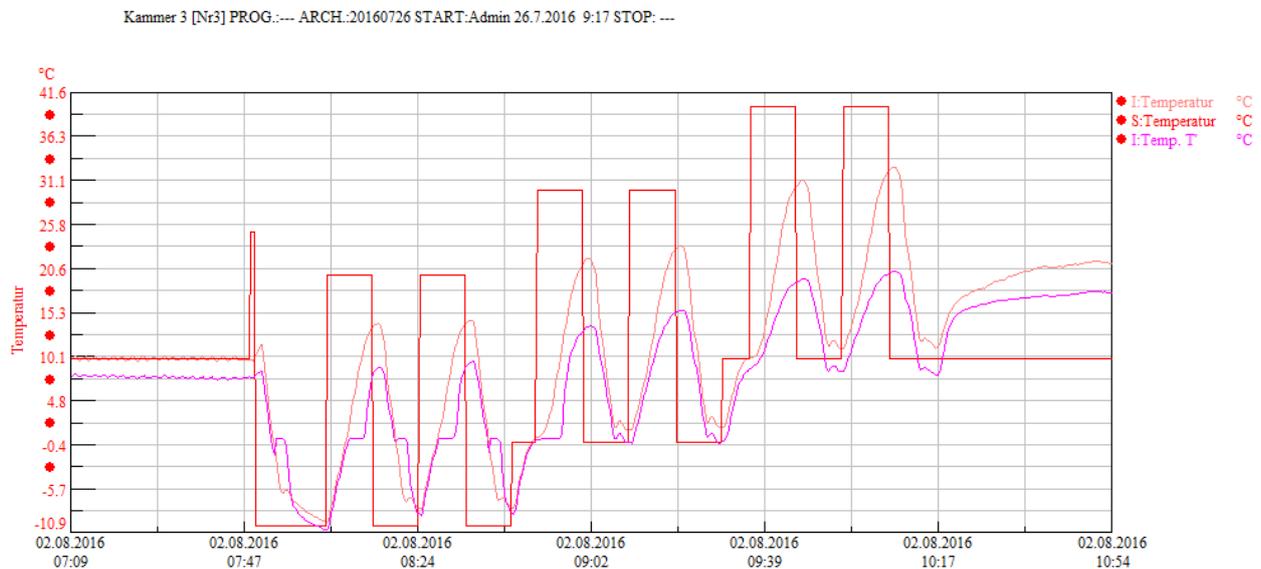


Abbildung 79: Klimakammer Temperaturzyklen 15 min, Soll-Sprünge 30 Grad und Ist-Verlauf

Bei Zyklenzeiten von ca. 1h werden dagegen die Temperaturvorgaben real erreicht, wie in Abbildung 80 zu sehen ist. Die Abkühlphasen können kürzer angesetzt werden als die Phasen zur Aufwärmung der Kammer. Zur sicheren Erwärmung der Module in der Kammer werden zusätzliche Wartezeiten eingebracht.

Kammer 3 [Nr3] PROG:--- ARCH.:20160726 START:Admin 26.7.2016 9:17 STOP: ---

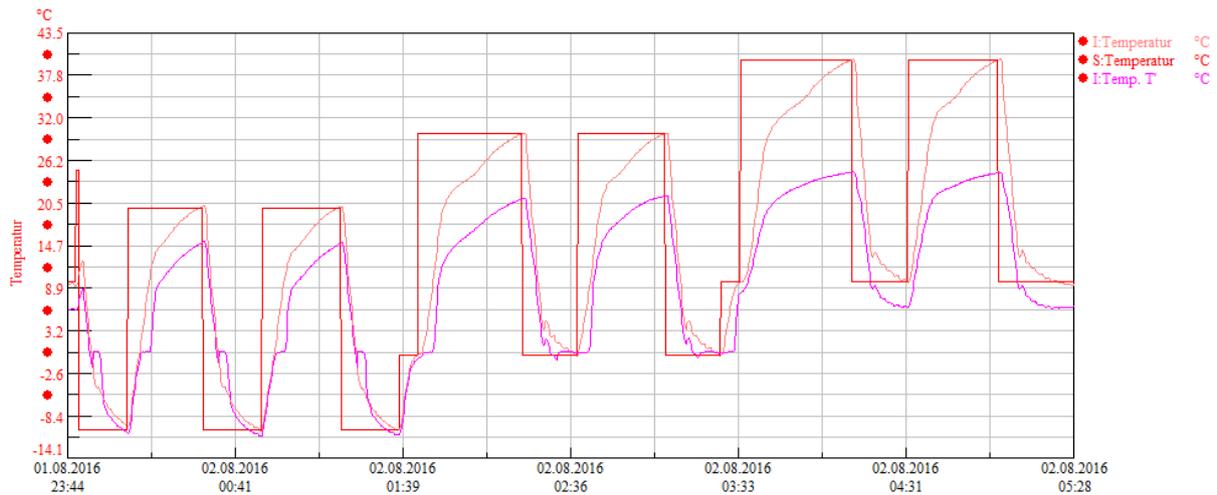


Abbildung 80: Klimakammer Temperaturzyklen 60 min, Soll-Sprünge 30 Grad und Ist-Verlauf

Die tatsächlich erforderlichen Nutzungszeiten der Klimakammern verdoppeln sich je simuliertes Jahr gegenüber der ursprünglichen Planung! Die Umweltsimulation wurde deshalb auf 5 Jahre begrenzt.

1 Jahr Umweltsimulation

- Thermische Zyklen (TC) mit jeweils 30 K für 1 Jahr:

- 1) -10°C...+20°C Anzahl: 88
- 2) 0°C...+30°C Anzahl: 88
- 3) +10°C...+40°C Anzahl: 189

Die Gesamtanzahl für die Jahressimulation lag bei 365 Zyklen, welches bereits für 1 Jahr Umweltsimulation einen mehrwöchigen Zyklenbetrieb für die Klimakammer bedeutete.

Mechanische Zyklen (ML) mit verschiedenen Belastungsstufen

Entsprechend der Wetterdatenaufzeichnung wurden Kategorien von 150 Pa bis 600 Pa Belastung definiert, deren Häufigkeit mit zunehmender Intensität abnimmt, wie in Abbildung 81 dargestellt ist.

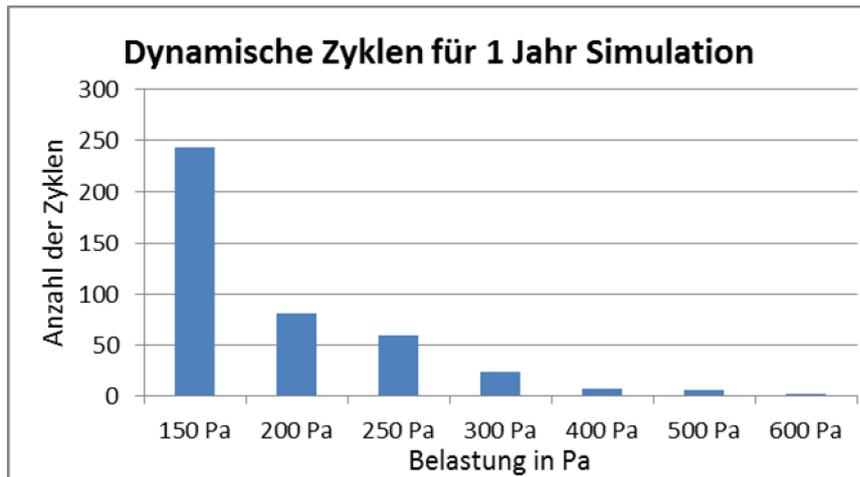


Abbildung 81: Gesamtanzahl: 418 Zyklen

Mit dem vorhandenen Teststand für Zug- und Druckbelastungen konnten die geringen Belastungsstufen aufgrund der des Eigengewichts der Stempel nicht äquivalent abgebildet werden. Während die reale Zugbelastung auch bei geringen Belastungsstufen eingestellt werden konnte, entsprach die minimale Druckbelastung dem Eigengewicht der Stempel von 580 Pa. Demnach wurden bei allen Stufen Worst case - Druckbelastungen von ca. 600 Pa gefahren.

Auch diese höchste in den Aufzeichnungen gemessene Belastungsstufe stellt für PV-Module keine besondere Härte dar, müssen diese doch in der Bauart-Prüfung nach IEC 61215 mindestens (statische) Belastungen von 2400 Pa überstehen.



Abbildung 82: Teststand zur dynamischen mechanischen Beanspruchung auf Druck und Zug

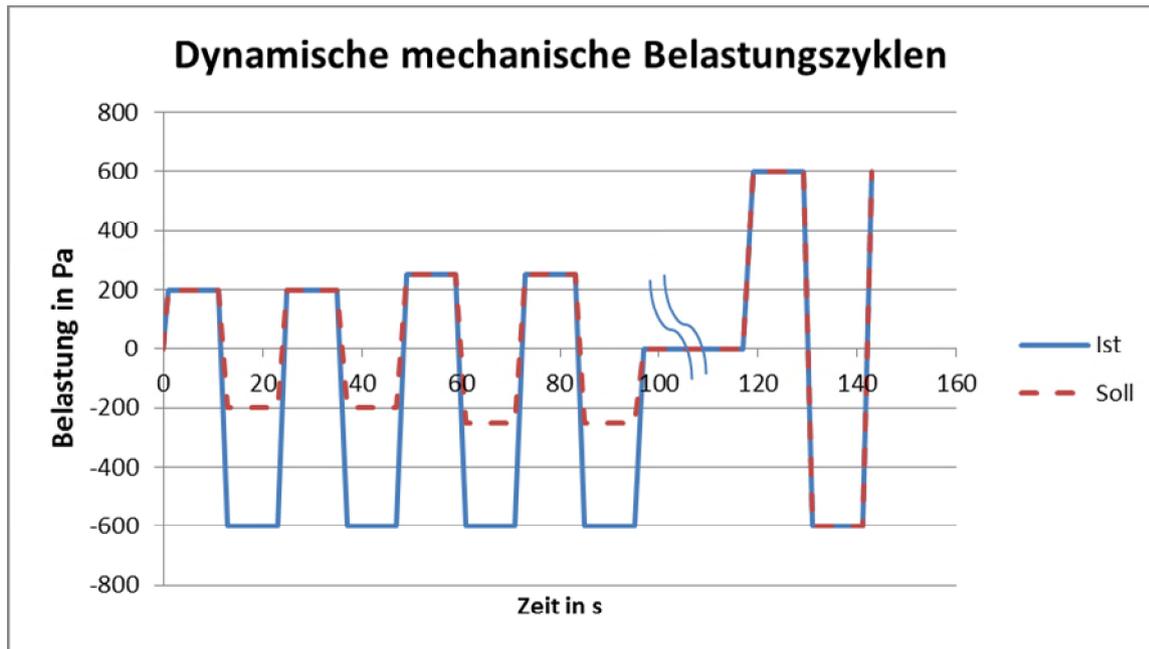


Abbildung 83: Schematische Darstellung der mechanischen Belastungen zur Umweltsimulation (Wind)

Diese 418 Zyklen beanspruchen ca. 4 h je Durchlauf (2 Module inkl. Montagearbeiten). Für alle 24 Module werden ca. 4 Tage benötigt.

Zwischen den einzelnen Testeinheiten wurden jeweils Modul-Messungen durchgeführt:

- IV-Kurve mit Leistungsmessung P_{mpp} bei STC
- EL-Bildaufnahmen
- ISO und Wet Leakage-Messungen (Isolationswiderstand gegenüber Rahmen mit trockener und benässter Oberfläche)

Der gesamte Test inklusive Messungen für die beschleunigte Alterung durch Umweltsimulation von 5 Jahren wurde im Zeitraum Ende August 2016 bis Mitte Februar 2017 durchgeführt.

Zum Abgleich mit den unter Freilandbedingungen über 1 Jahr gealterten Modulen wurden im Februar / März 2017 die Partnermodule aus den PV-Anlagen vermessen.

Festlegung der Fehlertypen und Modulauswahl

Kriterien waren neben der Detektierbarkeit mittels EL-Aufnahmen die erwartete Relevanz des Fehlers bezüglich Häufigkeit und Zelleistung sowie Sicherheit (Überhitzungsrisiko) und die erwartete Dynamik. Die bei der Erstuntersuchung festgestellte Fehlerhäufigkeit der dominierenden Fehlertypen in den Parks ist in UAP 2.3: Qualitätsaudits an 5 Großinstallationen auf 48f dargestellt.

Für die fehlerbezogenen Degradationsanalysen werden entsprechend der Fehlerdatenbank-Auswertung folgende Fehlertypen ausgewählt:

Fehler-Nr.(Katalog)	Fehlertyp	Schätzwerte		
		Häufigkeit	Zelleistungs-Relevanz	Dynamik
A1 Zellriss	Zellbruch	häufig	hoch	hoch
A1 Zellriss	Mikroriss	sehr häufig	mittel	hoch
A4 Fingerunterbrechungen	Fingerfehler	häufig	mittel	mittel
A6 Randzelle	Dunkler Rand	häufig	mittel	gering
A7 Verminderte Zelleistung	Dunkle Ecken	häufig	unbekannt	unbekannt
B5 Zellverbinder nicht mit Stringverbinder verlötet	Stringverbinder / Lötfehler	selten	hoch	mittel

Die Werte für die Relevanz der Fehler beruhen auf Experten-Einschätzungen zu Projektbeginn aufgrund Erfahrungswerten, auf deren Unsicherheit u.a. die Arbeitspakete zur Modulqualität beruhen.

Der Fehler B5 wurde aufgenommen, obwohl die festgestellte Häufigkeit nicht als bedeutend identifiziert wurde, da eine mittlere bis hohe Relevanz bezüglich Dynamik der Fehlerentwicklung und eines künftigen Leistungsabfalls erwartet wird.

Darüber hinaus ist wegen der als erfahrungsgemäß signifikant einzustufenden fortschreitenden Temperaturerhöhung ein Sicherheitsrisiko zu erwarten (verschmoren, Lichtbogenzündung, Brandgefahr).

23 Modulpaare mit folgenden Fehlermerkmalen wurden zusammengestellt:

Tabelle 26: Ausgewählte Fehlertypen für die Parallelalterung, Anzahl der Modulpaare

Fehlertyp	Referenzanlage	
	NRW Freiland	NRW Dach
A1, Mikroriss	2 Paare	2 Paare
A3, Mikroriss(Zellbruch)	2 Paare	2 Paare
A2, Krähenfuß	(Fehler nicht vorkommend)	4 Paare
A4, Fingerunterbrechungen	2 Paare	1 Paar
A6 Dunkler Rand	2 Paare	(Fehler nicht vorkommend)
A7 Dunkle Ecken	(Fehler nicht vorkommend)	1 Paar
B5 Lötfehler Zellverbinder	1 Paar	3 Paare

Bei den Modulpaaren mit den Fehlertypen A1, A2 und A4 wurden jeweils schwere und leichtere Fehlerausprägungen ausgewählt. Eine detaillierte Beschreibung der ausgewählten Module, der Zellen mit Fehlermerkmalen und deren Ausprägung liegt in der vertraulichen Anlage auf Seite 214ff vor.

Die Eignung der Module wurde nach Fehlerbildern beurteilt. Sie befanden sich einzeln verteilt auf dem gesamten Anlagenareal. Um den Ertragsverlust aufgrund der Modulentnahme zu minimieren, wurden Module aus einem gut erreichbaren String in die entstandenen Lücken montiert. Damit war letztlich je Anlage nur 1 String während der Messung nicht produktiv.

Es wurden vorerst je Fehlertyp zusätzliche Module ausgewählt und den Referenzanlagen entnommen, um möglichst ähnliche Leistungswerte als Ausgangsbasis benutzen zu können.

Die Module, die für die beschleunigte Laboralterung letztlich ausgewählt wurden, konnten nach dieser Prozedur den Betreibern der Anlagen nicht wieder zur Verfügung gestellt werden.

Da die ursprünglichen Module nach 7-jährigem Anlagenbetrieb nicht mehr in ausreichender Menge beim Betreiber als Ersatzmodule bereitstanden und auch nicht mehr lieferbar waren, wurden für beide Anlagen Ersatzmodule mit ähnlichen Kenngrößen ausgesucht und beschafft. Diese wurden in je 1 String in die Anlagen integriert. Es handelte sich um neue Module mit etwas mehr Leistung als Ausgleich für den logistischen und personellen Aufwand für den Betreiber bzw. dem zuständigen O&M Team.

Die Partnermodule, die nach der Erstmessung wieder in der Anlage montiert wurden zur natürlichen Alterung, wurden alle in einem String installiert zwecks Beobachtung und einfacherer Demontage für die Wiederholungsmessung nach 1 Jahr.

Ergebnisse PV Freiland-Park NRW

Zusammenfassend wurden für 5 Jahre Umweltsimulation vergleichsweise sehr geringe Differenzen der Modulleistungen (STC) festgestellt, die sich in der Spanne von +0,3 % bis -0,8 % bewegen. In nachfolgender Grafik ist eine Übersicht über die gemessenen STC-Leistungen der beanspruchten Module, gruppiert nach Fehlertyp, enthalten:

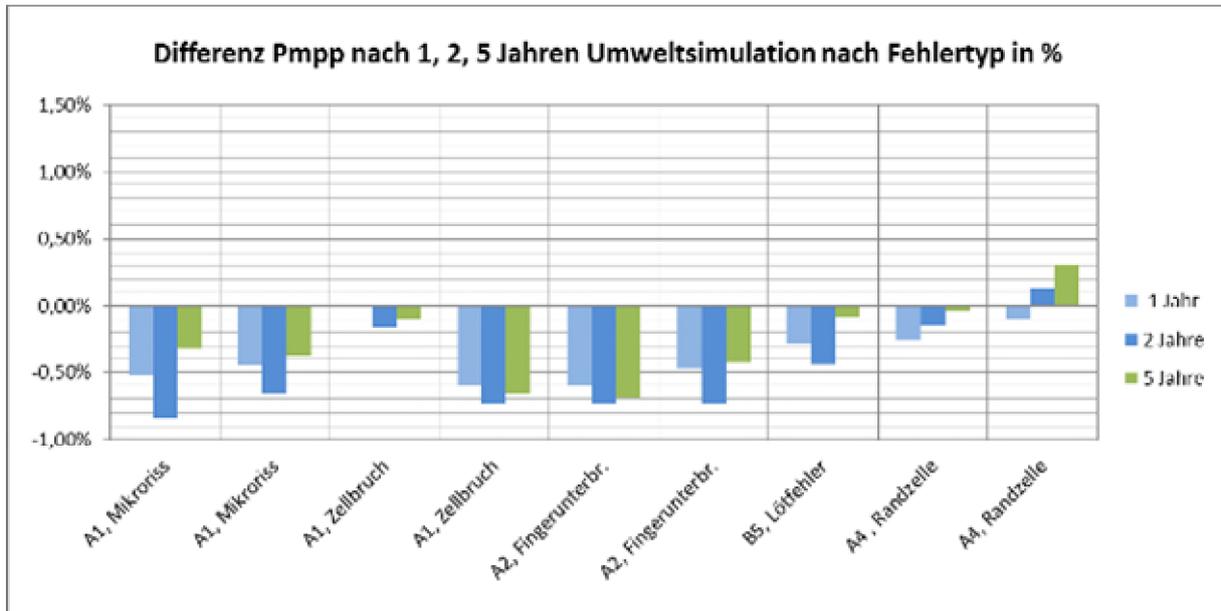


Abbildung 84: Leistungsdifferenzen nach bis zu 5 Jahren Umweltsimulation im Labor

Während die Messungen nach 1 und 2 Jahren Umweltsimulation eine Leistungs-Degradation zeigten, ergab sich nach den zusätzlichen Testzyklen für weitere 3 Jahre (ohne Zwischenmessung) bei allen Testmustern eine leichte Verbesserung der STC-Leistung.

Die Messunsicherheiten liegen bei wiederholenden Messungen im Labor unter gleichbleibenden Messbedingungen bei ca. $\pm 0,5\%$, sodass die gemessenen Ergebnisse entsprechend Abbildung 84 keine Rückschlüsse auf tatsächliche Degradationseffekte erlauben, da dieser auf einem sehr geringem Level (innerhalb der Messgenauigkeit) liegen. Festzustellen ist, dass keine außergewöhnliche Degradation $\gg 1\%$ stattgefunden hat.

Vergleich Labor und Outdoor-Degradation

Die Partnermodule mit ähnlichen Fehlerbildern, die in der Anlage verblieben waren, wurden nach 1 Jahr Anlagenbetrieb wieder im Labor vermessen und deren gemessene Leistungsdegradation den Messwerten der Module im Labor nach 1 Jahr Umweltsimulation gegenübergestellt:

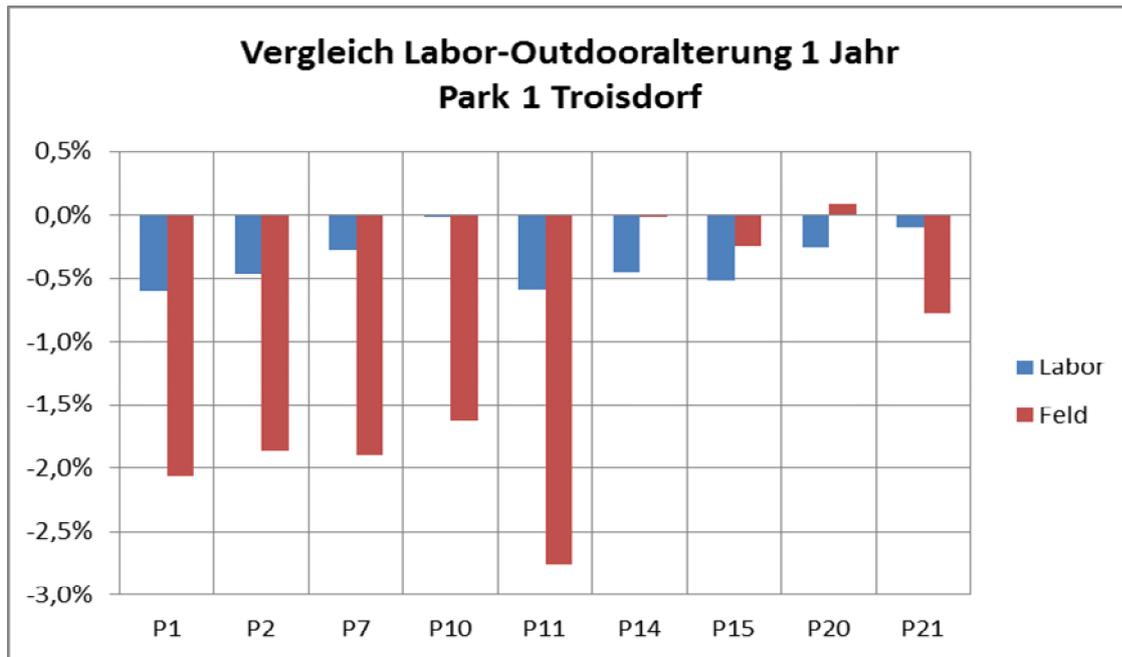


Abbildung 85: Leistungsdifferenzen im Vergleich Laborsimulation 1 Jahr und 1 Jahr realer Anlagenbetrieb

Zuordnung der Paare zu Fehlertypen:

P1, P2:	A4 Fingerfehler
P7:	B5 Lötfehler
P10, P11:	A3 Mikroriss (Zellbruch)
P14, P15:	A1 Mikrorisse
P20, P21:	A6 Randzelle

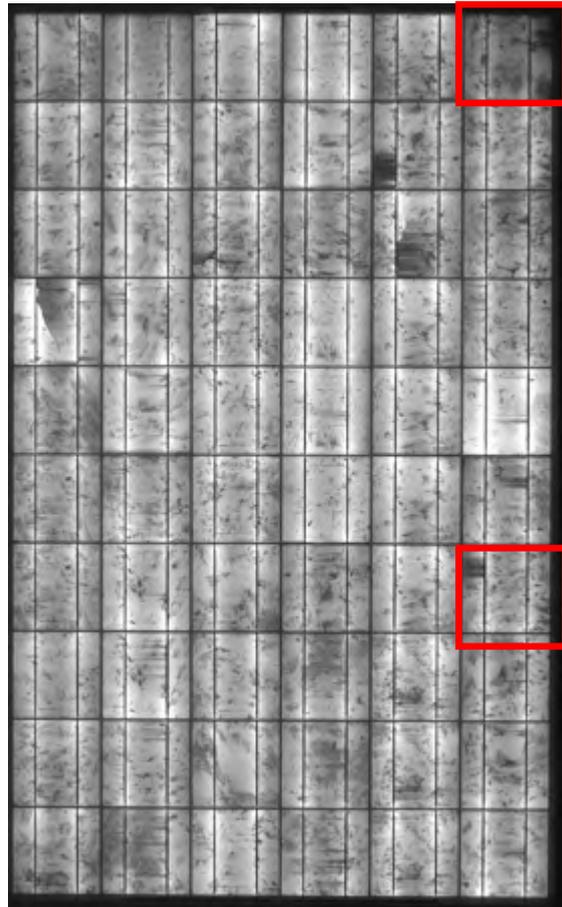
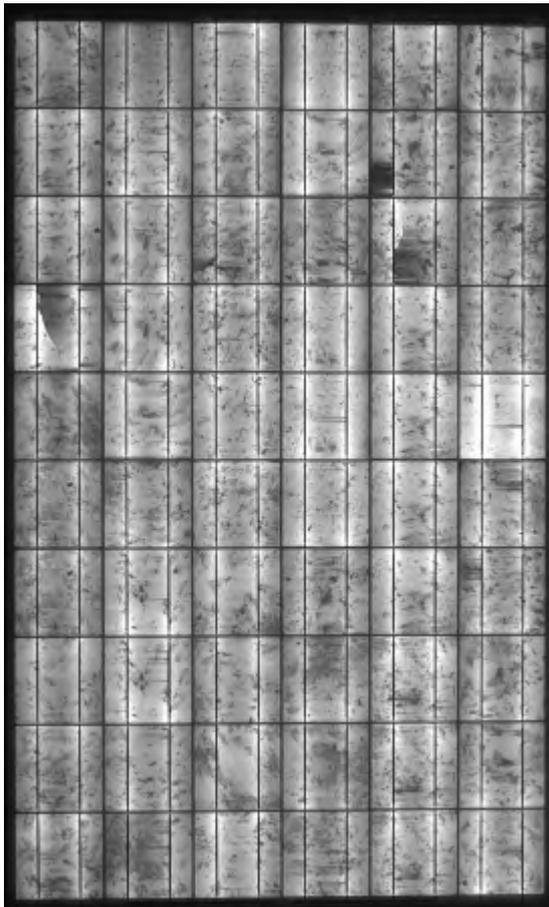
Für die Fehlertypen Fingerunterbrechungen, Zellbrüche und Lötfehler wurde eine signifikante Leistungsdegradation der im Feld verbliebenen Partnermodule festgestellt. Für die Fehlertypen Mikrorisse und Randzellen wurden dagegen keine wesentlichen Veränderungen gemessen.

Die Vorher- und Nachher-EL-Bilder der Outdoor-Module wurden visuell verglichen. Es konnten dabei keine Verschlechterungen identifiziert werden, die nach Erfahrungswerten von Experten eine Leistungsänderung in der gemessenen Größenordnung von ca. 2 % erklären.

Nachfolgend ein Beispiel: Modul aus P11 mit Zellbrüchen, es wurden -2,8 % Pmpp gemessen. Im EL-Bild zeigen nur 2 Zellen eine leichte Veränderung.

HV2016000332 / EL 18.01.2016:

EL 20.3.2017

**Fazit:**

Die Eignung der entsprechend Klimaaufzeichnungen am Standort Köln aufgestellten Testzyklen zwecks Stresstests im Labor zur Simulation und Extrapolation von realen Outdoor-Belastungen konnte nicht nachgewiesen werden.

Eine valide Korrelation zwischen gemessenen Leistungsdifferenzen und Auffälligkeiten bzw. Entwicklungen dieser Merkmale in den verglichenen Vorher-Nachher EL-Aufnahmen konnte ebenfalls nicht erkannt werden.

Hier spielen möglicherweise nicht betrachtete Degradations-Effekte, die nicht mit Elektrolumineszenz detektiert werden können, eine Rolle. Beispielsweise könnten bei diesen Modulen die in diesem Referenzpark entdeckten und unter UAP 2.3 Seite 67ff. beschriebenen Überhitzungsfehler in der Anschlussdose einen sich allmählich vergrößernden Übergangswiderstand hervorrufen, der sich leistungsmindernd auswirken würde.

Ergebnisse PV Dachanlage NRW

Module mit Laboralterung

Zusammenfassend wurden für 5 Jahre Umweltsimulation Differenzen der Modulleistungen (STC) festgestellt, die sich in der Spanne von +0,1 % bis -1,7 % bewegen. In nachfolgender Grafik ist eine Übersicht über die gemessenen STC-Leistungen der Module, gruppiert nach Fehlertyp enthalten.

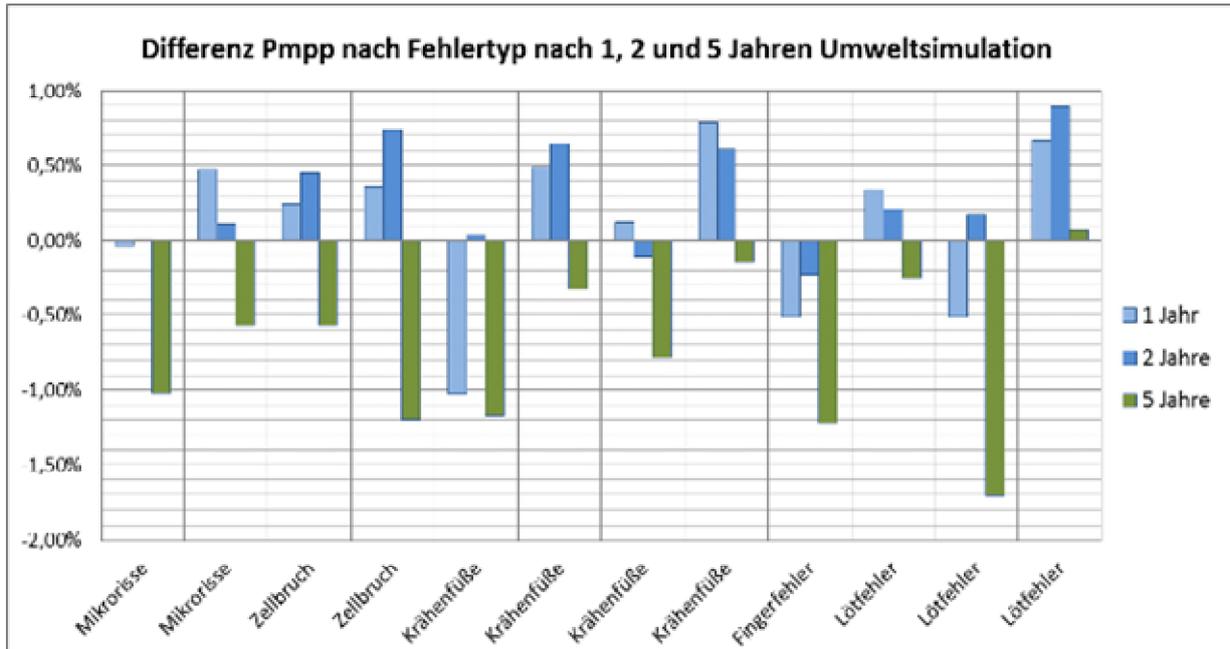


Abbildung 86: Leistungsdifferenzen gruppiert nach Fehlertypen für Simulation bis zu 5 Jahre Außenbetrieb

Tabelle 27: Messwerte Pmpp nach 1, 2 und 5 Jahren simulierter Belastung im Feld

Fehlertyp	1 Jahr	2 Jahre	5 Jahre
Mikrorisse	0.0 %	0.0 %	-1.0 %
Mikrorisse	0.5 %	0.1 %	-0.6 %
Zellbruch	0.2 %	0.5 %	-0.6 %
Zellbruch	0.4 %	0.7 %	-1.2 %
Krähenfüße	-1.0 %	0.0 %	-1.2 %
Krähenfüße	0.5 %	0.6 %	-0.3 %
Krähenfüße	0.1 %	-0.1 %	-0.8 %
Krähenfüße	0.8 %	0.6 %	-0.1 %
Fingerfehler	-0.5 %	-0.2 %	-1.2 %
Lötfehler	0.3 %	0.2 %	-0.2 %
Lötfehler	-0.5 %	0.2 %	-1.7 %
Lötfehler	0.7 %	0.9 %	0.1 %

Für die ersten 2 Jahre wurden überwiegend geringfügige Pmpp-Verbesserungen gemessen, wogegen die nachfolgenden Tests mit insgesamt 5 Jahren Umweltsimulation bei allen Modulen zu einem moderaten Leistungsnachlass führten.

Nach 1 Jahr Simulation Outdoorbelastung wurden Differenzen zwischen 0,7 % und -1 % gemessen, der Mittelwert liegt bei 0,1 %.

Schaut man sich die Messergebnisse der einzelnen Tests an, so wird deutlich, dass die Temperaturzyklen in der Regel zu einer Verschlechterung des Pmpp führen, während die rein mechanischen Belastungen teilweise zu einer Erholung führen. Dieser Effekt ist insbesondere bei Zellbrüchen unter Experten bekannt, es kann zu einer temporären Selbstheilung einiger Brüche kommen. Dieser Effekt der fluktuierenden Leistungswerte wird bei Langzeitmessungen im nachfolgenden Abschnitt UAP 3.2 ebenfalls beschrieben.

Im Einzelnen sehen die Messergebnisse der einzelnen Testschritte folgendermaßen aus: Die Rottöne zeigen die Messwerte nach Temperaturzyklen, die Grüntöne die Werte nach mechanischen Zyklen.

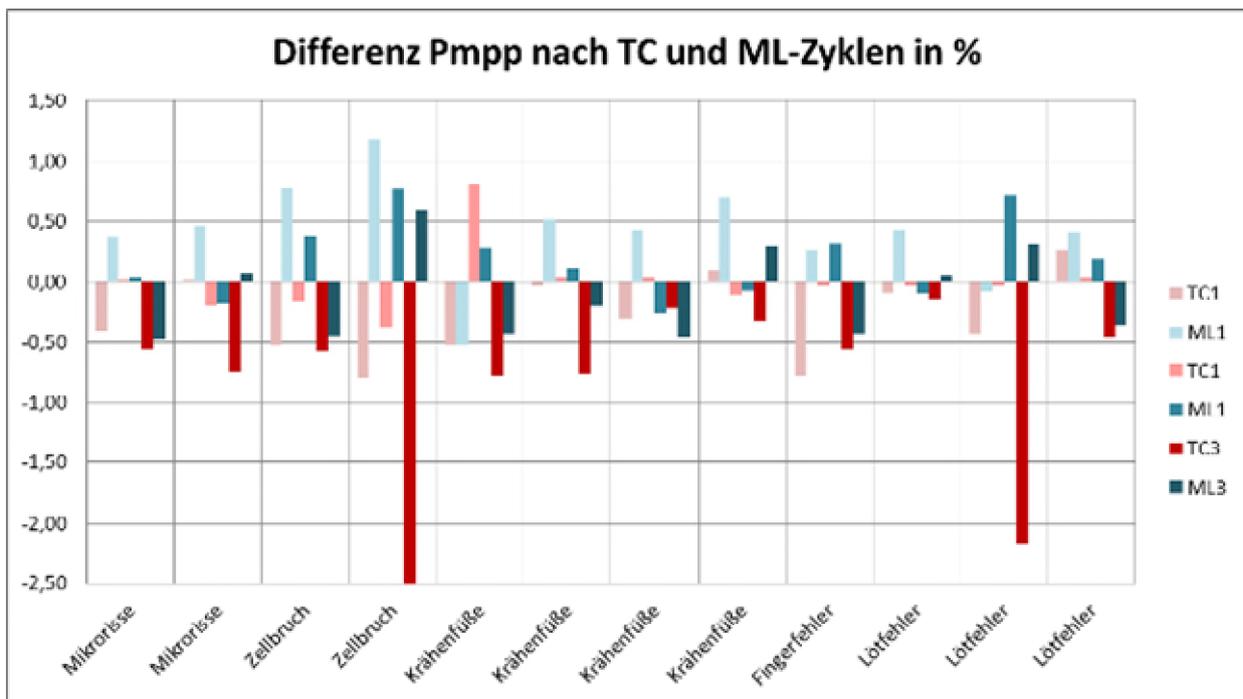


Abbildung 87: Leistungsdifferenzen gruppiert nach Fehlertypen für die Simulation bis zu 5 Jahre Außenbetrieb mit Aufspaltung nach Testarten

TC – Klimakammer-Zyklen (Thermal cycles)

ML – Dynamische mechanische Belastungszyklen (Mechanical Load)

Die Analyse der EL-Bilder erbrachte teilweise eine qualitative Übereinstimmung mit der Leistungsentwicklung, d.h. bei Leistungsnachlass wurden im Nachher-Bild mehr Zellen mit schlechterem Zustand gezählt als mit besserem. Dies konnte allerdings nicht bei allen Modulen gezeigt werden.

Partnermodule Outdoor

Die im Labor gemessenen Pmpp Werte der Erstmessung und der Zweitmessung zeigen einen Leistungsnachlass bei allen Modulen im Outdoorbetrieb:

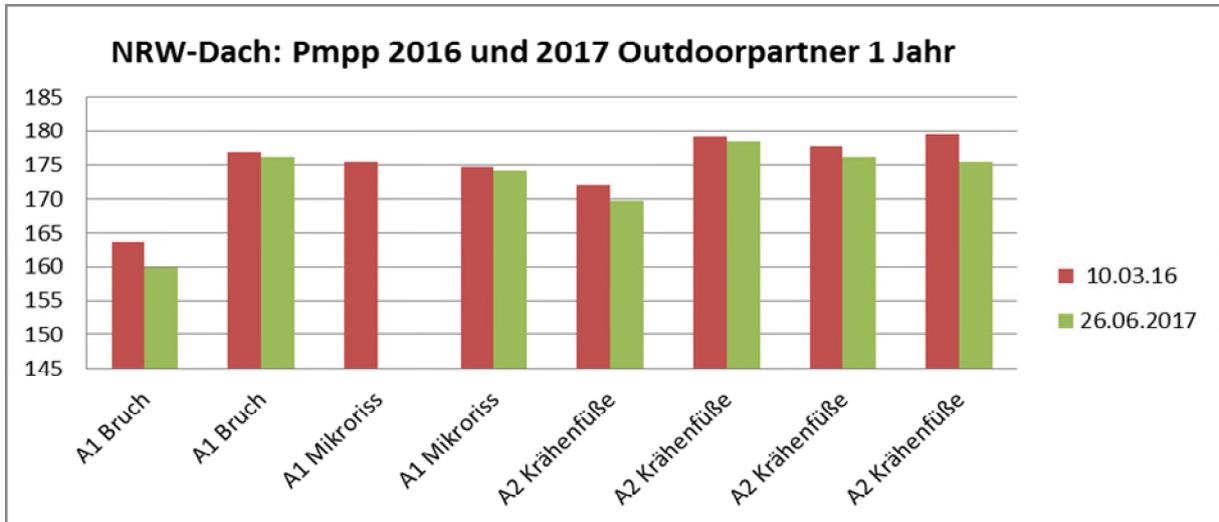


Abbildung 88: STC-Leistungsmessung im Labor für die zum Vergleich in der Anlage verbliebenen Module

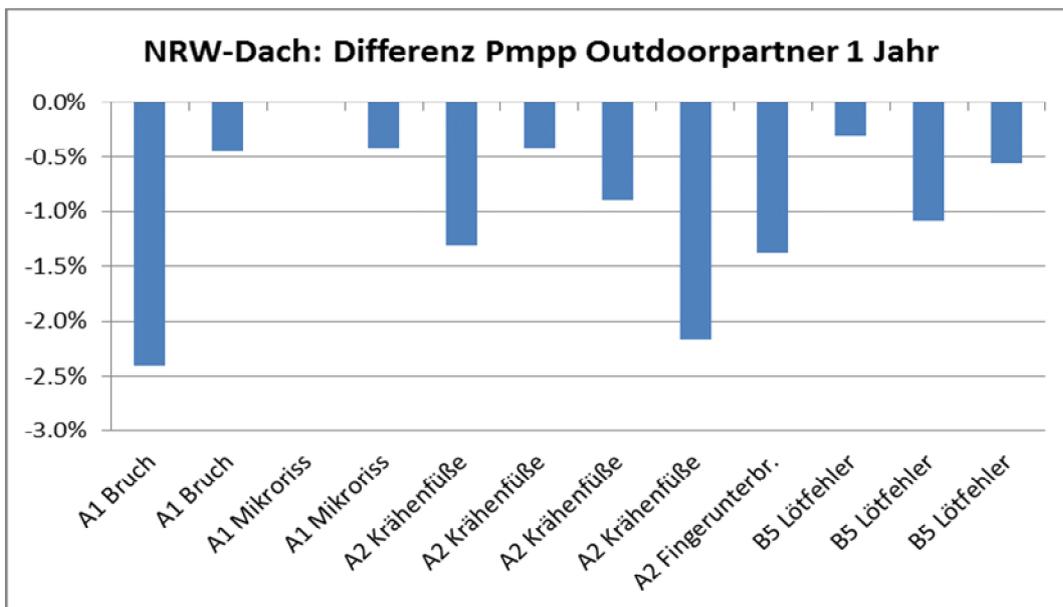
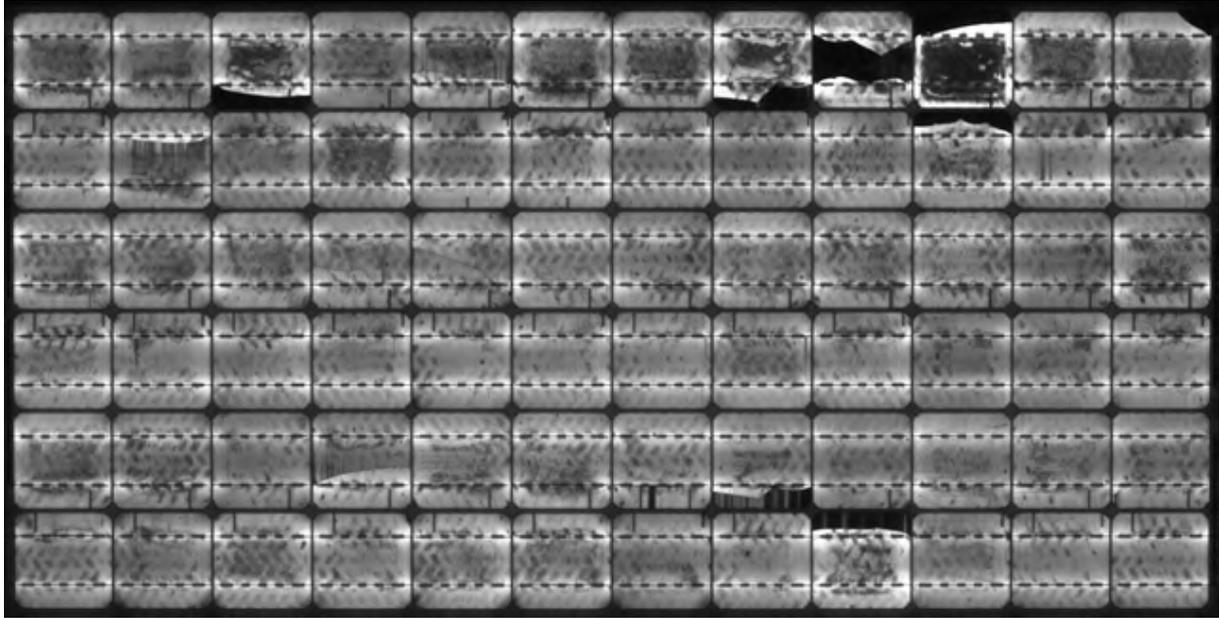


Abbildung 89: Degradation in 15 Monaten 2016-2017

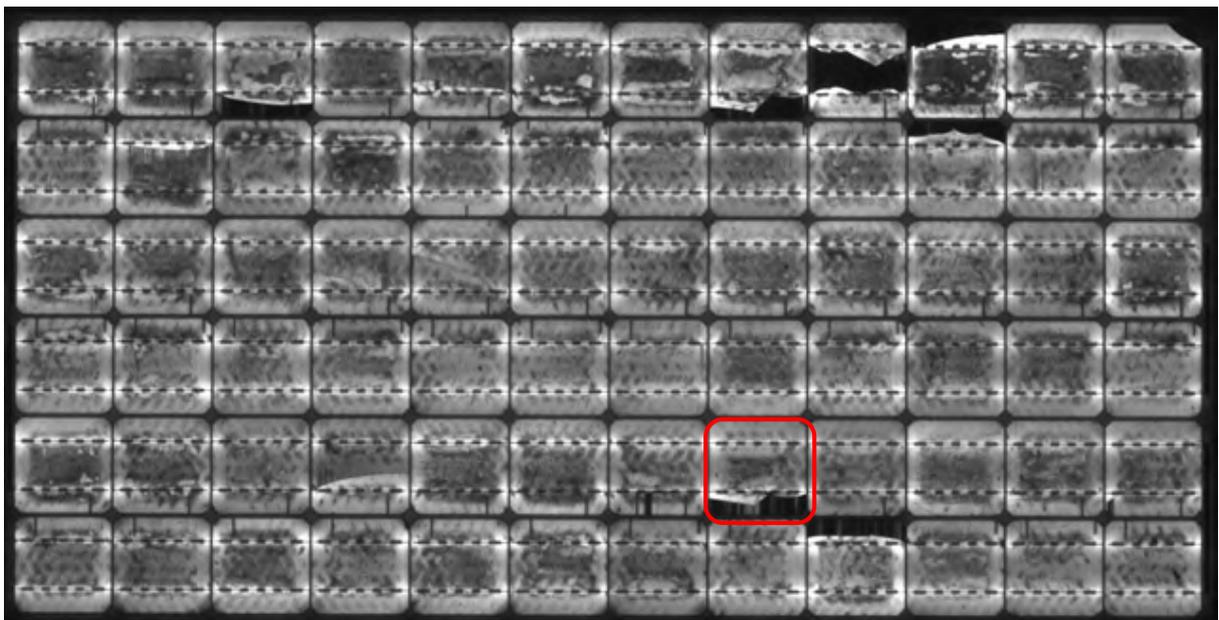
Die prozentualen Differenzen liegen zwischen 0 % und -2,4 %, die mittlere Differenz beträgt bei den Outdoorpartner-Modulen -1,0 %.

Für die Module mit einer hohen Degradation A1 Bruch, A2 Krähenfüße (4) und A4 Fingerunterbrechungen werden die EL-Bilder im Detail abgeglichen.

Modul A1 Bruch: EL Messung 2016 / Degradation: -2,4 % (15 Monate)

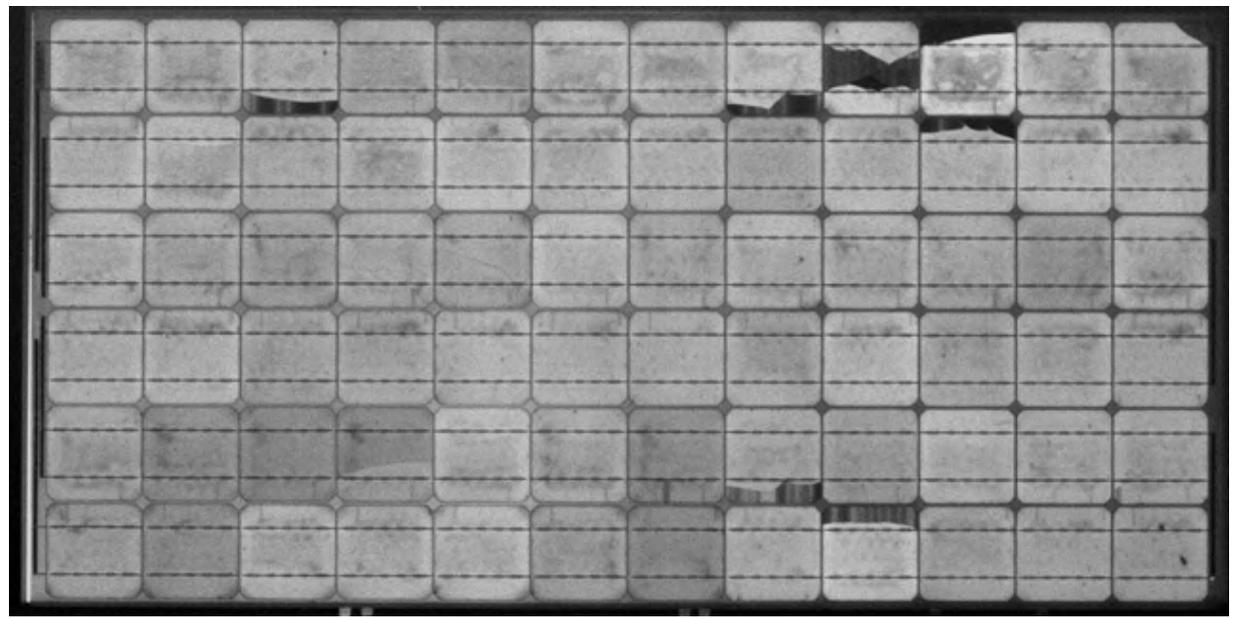


EL Messung 2017

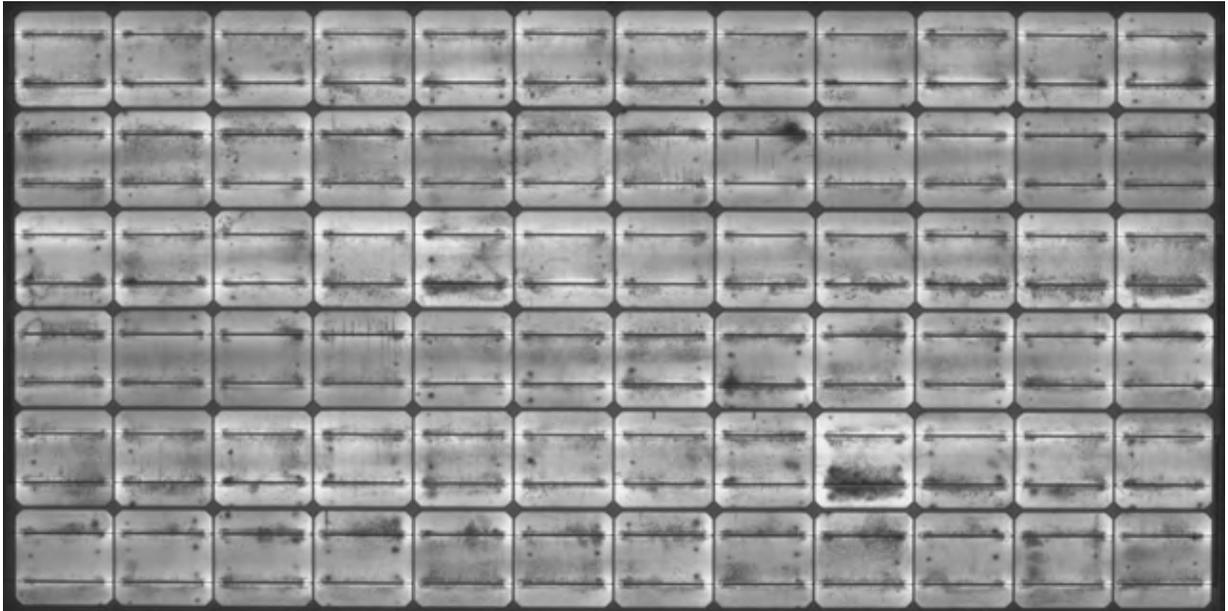


- Die EL-Bilder im Abstand von ca. 15 Monaten sind fast identisch
- Nur 1 Bruch-Zelle zeigt eine geringe Verschlechterung (5-8)

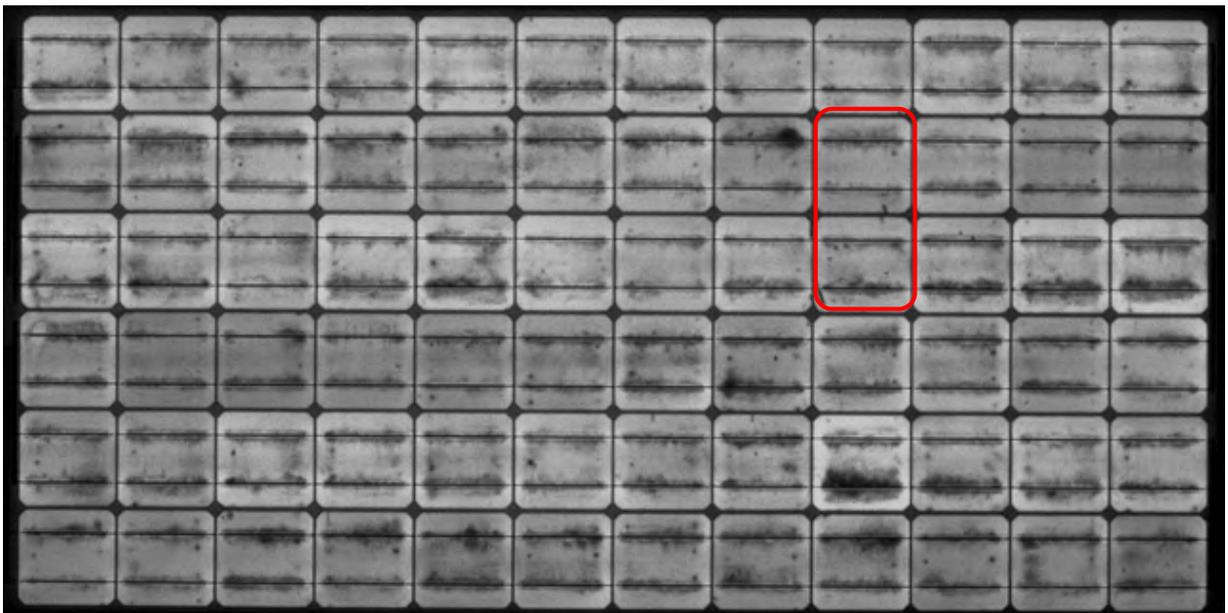
Die Messungen wurden in 2017 auch mit einem geringeren Stromdurchfluss durchgeführt (0,54A, 120s). Hierbei wird der Zell-Mismatch deutlicher. Zellen (1-5), (3-11), (5-2 / 3 / 4 / 7) und (6-2 / 6 / 7) bringen etwas geringere Leistungen.



Modul A2 Krähenfüße 4: EL Messung 2016 Degradation: -2,2 % (15 Monate)

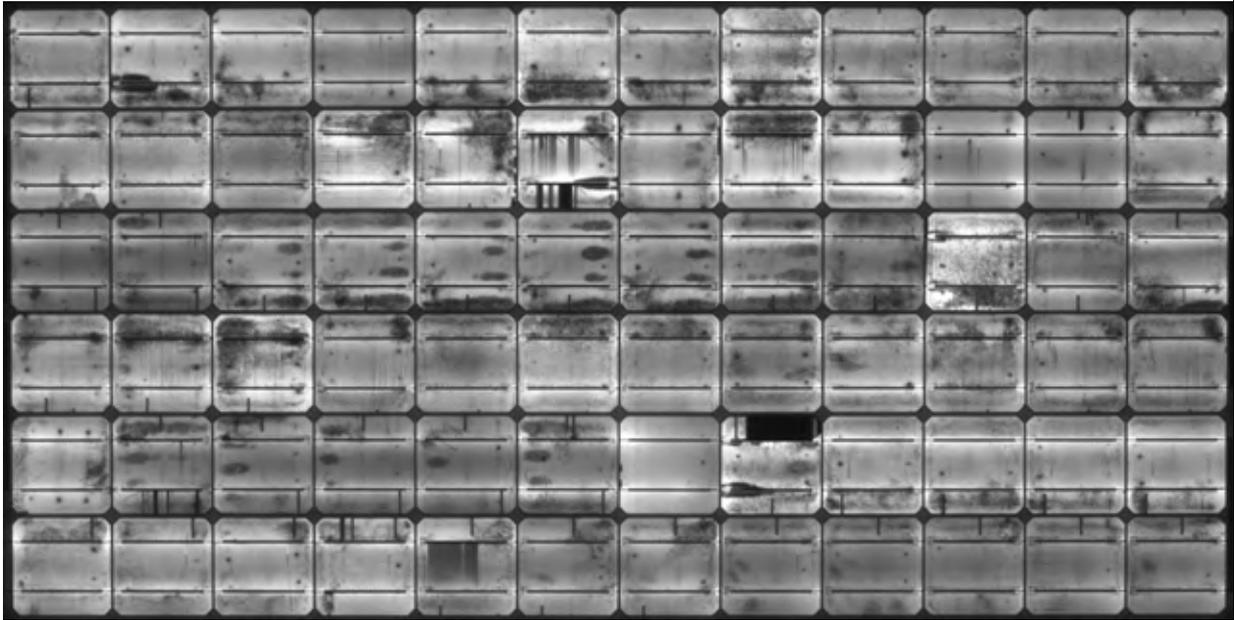


EL-Messung 2017

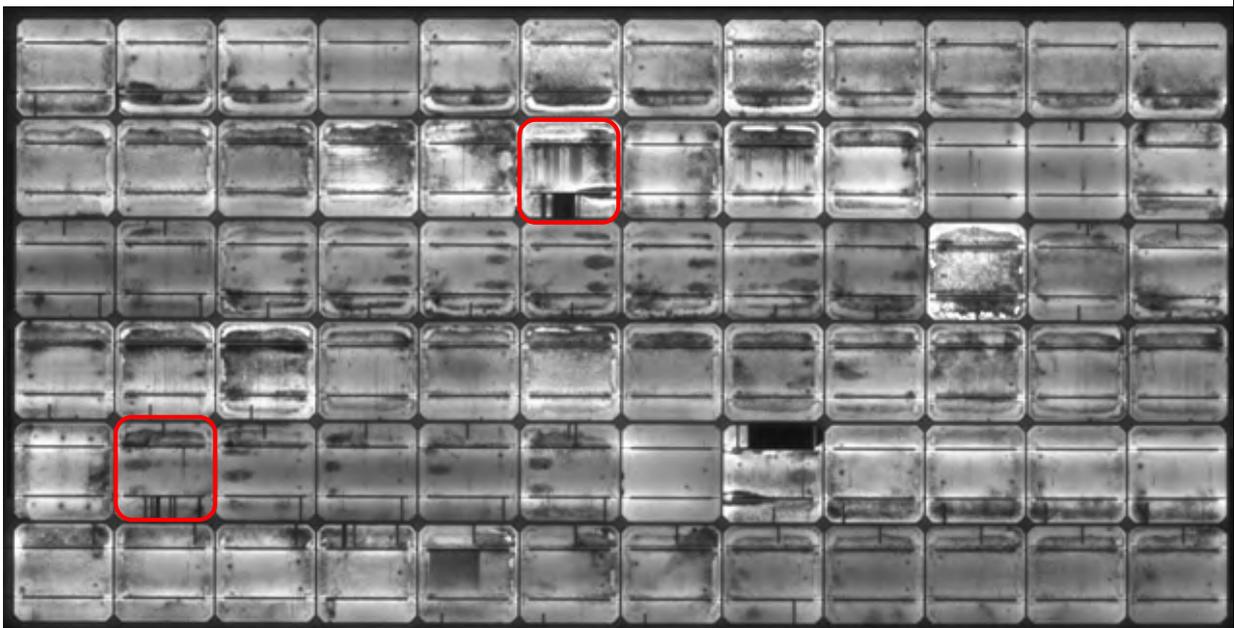


- Lediglich in 2 Zellen ist eine Verschlechterung sichtbar (2-9) und (3-9)
- Die Mikrorisse (Krähenfüße), die als Merkmal bei diesem Modul betrachtet wurden, sind scheinbar unverändert

Modul A4 Fingerunterbrechungen: EL Messung 2016 Degradation: -1,1 % (15 Monate)

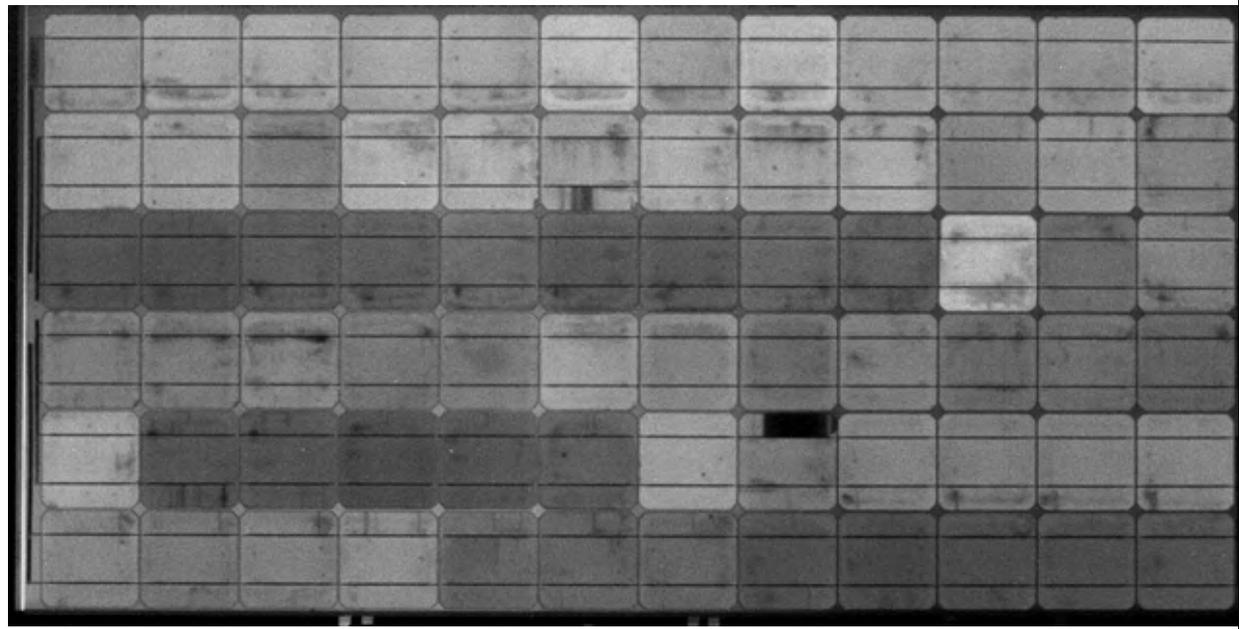


EL-Messung 2017



- In 2 Zellen mit dem Merkmal Fingerunterbrechungen sind Verschlechterungen erkennbar

In 2017 wurde ein EL-Bild bei geringerem Stromdurchfluss aufgenommen, die differenzierte Zelleistung ist hier deutlicher zu erkennen.



Fazit:

Alle Module, auch die 3 Module mit einer deutlich überdurchschnittlich gemessenen Degradation zwischen der Erst- und Zweitmessung zeigten in den EL-Bildern lediglich geringe Verschlechterungen. Dies trifft ebenso auf das Modul mit dem Lötfehler (Querverbindung). Es wurde demnach bei allen untersuchten Fehlern gar keine oder eine teilweise sehr geringfügige Entwicklung über 1 Jahr Betrieb festgestellt.

Von den Zellen mit Brüchen hat sich hier lediglich 1 Zelle mit bloßem Auge sichtbar verändert. Das Muster mit dem Merkmal Fingerunterbrechungen zeigt in 2 Zellen eine Entwicklung. Alle detektierten Veränderungen werden nicht als alleinige Ursache für die Leistungsnachteile angesehen.

Werden EL-Aufnahmen bei geringerem Stromfluss erzeugt, treten die Zelleistungen deutlicher hervor. Hierbei zeigt sich, dass die Module in 2017 Zellen mit unterschiedlicher Performance aufweisen.

Vergleich Laborsimulation und Outdoor-Messungen

Nach 1 Jahr Outdoorsimulation wurden Differenzen zwischen 0,7 % und -1 % gemessen, der Mittelwert liegt bei 0,1 %. Bei der realen Outdoor-Alterung lagen die prozentualen Differenzen zwischen 0 % und -2,4 %, die mittlere Differenz beträgt bei den Outdoorpartner-Modulen --1,0 %.

Die Leistungsdifferenzen der Modulpaare Labor und Outdoor (Feld) zeigen deutliche Unterschiede:

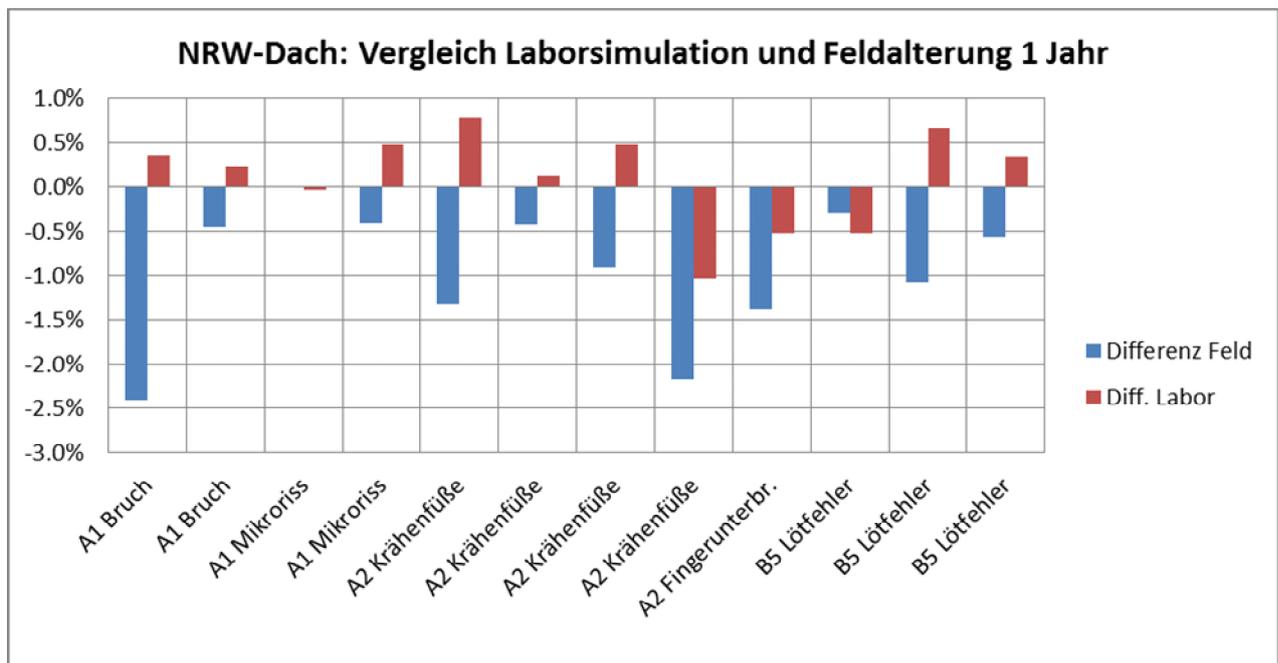


Abbildung 90: Leistungsdifferenzen im Vergleich Laborsimulation 1 Jahr und 1 Jahr realer Anlagenbetrieb

Fazit Dachanlage

Auch bei den Modulen der Dachanlage konnte keine annähernde Korrelation der Ergebnisse zwischen beschleunigter Alterung im Labor und Alterung unter realen Betriebsbedingungen in der Anlage festgestellt werden. Die Eignung der entsprechend Klimaaufzeichnungen am Standort Köln aufgestellten Testzyklen zwecks Stresstests im Labor zur Simulation und Extrapolation von realen Outdoor-Belastungen konnte nicht nachgewiesen werden.

Eine valide Korrelation zwischen gemessenen Leistungsdifferenzen und Auffälligkeiten bzw. Entwicklungen dieser Merkmale in den mit bloßem Auge verglichenen Vorher-Nachher EL-Aufnahmen konnte ebenfalls nicht festgestellt werden.

II 2.4 AP 6 Zusammenfassung der Ergebnisse und Ableitung von Empfehlungen, Verbreitung der Ergebnisse

UAP 6.1 Empfehlungen für Modul-Hersteller

Die Ergebnisse der Arbeiten zu den Unterarbeitspaketen 1.1 bis 1.3 und die Kenntnisse der Gestaltung und der Qualitäts-Prüfungen in der Produktionskette bei verschiedenen Modulherstellern können helfen, Zusammenfassungen zu generieren, ggf. vorhandene Lücken aufzudecken und ergänzende Empfehlungen zur Gestaltung der Inline-Qualitätssicherung zu formulieren sowie Ausblicke für eine Weiterentwicklung zur Sicherstellung einer langlebigen Modulqualität zu geben.

Aufgrund der vorgeschriebenen Durchführung von Firmeninspektionen im Rahmen von Modulzertifizierungen gibt es einen großen Erfahrungsschatz bei verschiedenen Experten des TÜV Rheinland, die teilweise bereits seit Jahrzehnten in diesem Bereich aktiv sind. Eine Zusammenfassung dieses Wissens wird nachfolgend als Empfehlung für eine notwendige und sinnvolle Qualitätssicherung dargestellt. Außerdem werden die wichtigsten Erfahrungen aus den Projektarbeiten für eine erfolgreiche Qualitätssicherung zusammengefasst.

In der „brandneuen“ Ausgabe der Norm Photovoltaik (PV) Module - Sicherheitsqualifikation - Teil 2: Anforderungen an die Prüfung (EN IEC 61730-2:2018) sind Empfehlungen beinhaltet, die sich auf Prüfungen am fertigen Produkt beziehen. Diese werden in die nachfolgenden Empfehlungen mit eingebunden, wobei teilweise ein sehr hoher Aufwand damit verbunden ist, der diskutiert werden muss.

In der mehrstufigen Produktionskette sind vorhergehende Prüfungen bei verschiedenen Stufen allgemein üblich, wie unter UAP 1.2 durch die Partner Solarfabrik und ISC Konstanz erarbeitet wurde und im Abschlussbericht des ISC enthalten sind. Diese Zwischenprüfungen werden als absolut notwendig angesehen, um kostspielige Ausschussproduktionen bzw. minderwertige Produkte zu verhindern.

Nachfolgende Auflistung enthält eine Reihe von Messungen und Prüfungen gruppiert nach den verschiedenen Arbeitsschritten im Produktionsprozess.

Ganz wichtig ist hierbei die Wareneingangskontrolle. Erfahrungen haben gezeigt, dass hier bereits ein großes Fehlerpotential abgefangen werden kann. Eine Fehlererkennung und Beseitigung ist generell umso teuer, je weiter die Verarbeitung im Prozess fortgeschritten ist.

Allgemeines

Generell sollte eine Zertifizierung der Produktionslinie nach DIN ISO 9001 erfolgen, um eine gleichmäßige Produktionsqualität sicherstellen zu können. Es wird weiterhin dringend eine zusätzliche Zertifizierung nach DIN ISO 14001 (Umweltschutzmanagement) sowie DIN ISO 18001 (Arbeitsschutzmanagement) empfohlen, um der Verantwortung als Produzent und Arbeitgeber gerecht zu werden.

Wareneingang:

Stichprobenartige Kontrolle aller Wareneingänge ist erforderlich!

- Lieferung entspricht der Bestellung (Anzahl, Typen)
- Abmessungen, Gewicht
- Haltbarkeit

Komponenten:

- Glas
 - o Glaswaschen
 - o Visuelle Kontrolle
 - Brüche, Risse
 - Einschlüsse
- Zellen

(Kontrolle der Zellen sollte idealerweise direkt im Stringer integriert sein)

- o Brüche, Eck-Abrisse
- o Verfärbungen
- o Gridstruktur

Verstringung:

Kontrolle der Zellstrings im Stringer auf

- Elektrische Durchgängigkeit
- Brüche, Risse
- Passgenauigkeit der Lötverbindungen
- Zellabstand
- Manuell: Kontrolle der Lötungen – Pull off (Abrisstest) – z. B: 1 String pro Schicht

Lay-up:

- Abstand der Zellstrings
- Abstand der Zellen und Querverbinder zum Modulrand
- Querverbindungen (Zellstrings)
- Messen der Dunkel-Kennlinie (Prüfen der elektrischen Verschaltung)
- EL-Messung

Sichtkontrolle

Lamination:

- Regelmäßige Kontrolle der Temperaturhomogenität
- Stichproben-Prüfung des Vernetzungsgrads des EVA (Empfehlung: monatlich, aber mindestens je Lieferung)
- Stichprobenartige Peel-Tests Rückseitenfolie-EVA und EVA-Glas (Herausforderung ist die Definition allgemeiner Mindestwerte)
- EL-Messung
- Sichtkontrolle

Endkontrolle:

- Leistungskontrolle
 - o IV Kennlinienmessung ($\leq \pm 3 \%$)
 - o Regelmäßige Kalibrierung des Flashers mit Referenz-Modulen (1 x je Schicht oder bei Wechsel des Modultyps)
 - o Regelmäßige Kalibrierung des Modultemperatur-Sensors (1 x jährlich oder bei Austausch)
 - o Regelmäßige Kontrolle der Bestrahlungshomogenität (mindestens 1 x jährlich oder Lampenwechsel)
 - o Regelmäßige Kontrolle / Kalibrierung der Flasherelektronik
- EL-Messung (wenn nicht nach Laminator durchgeführt)
- Test auf PID-Anfälligkeit?
- Entsprechend Empfehlungen nach Norm EN IEC 61730-2:2018 (IEC 61730-2:2016)
 - o Isolationstest unter Benässung (Wet Leakage) 1 x Schicht
 - o Bypass-Diodentest (ggf. bei Leistungskontrolle durchführen) 100 % Test
 - o Rahmen-Durchgangsprüfung (Continuity test of equipotential bonding)
 - o Sichtkontrolle

Offline Tests (Sonderprüfungen):

- Test auf PID-Anfälligkeit
- Peel-test
- Gel-Content-Test

Sonstige Hinweise zur Qualitätssicherung

- Klimatisierte Produktionsstätte (25°C \pm 5K, ca. 60 % relative Feuchte)
- Regelmäßige Kalibrierung aller Messgeräte

- (Regelmäßige) Schulung der Mitarbeiter
- Beachtung der Umgebungsbedingungen bei der Lagerung sensitiver Materialien

UAP 6.2 Qualitätsbewertung für PV-Parks für Investoren / Finanzierer

Die Schlüsselfaktoren für die Sicherstellung des finanziellen Erfolgs beim Betrieb von Photovoltaik-Anlagen sind einerseits die langjährige Zuverlässigkeit des Anlagenbetriebs zu gewährleisten und andererseits eine hohe Leistungsfähigkeit der PV-Module über die geplante Betriebszeit von mindestens 20 Jahren zu erhalten. Bereits eine gelungene geringfügige Ertragssteigerung z. B. bei Verwendung von standortgeeigneten, langfristig stabilen Modulen, einem ertragsoptimierten Anlagendesign sowie fachgerechter Installation und Wartung, mit einem Leistungsmonitoring, welches auch bei Bedarf kurzfristige Aktivitäten ermöglicht, können bedeutende finanzielle Zusatzeinnahmen erbringen.

Als grobe Orientierung bei aktuellem durchschnittlichen Preisniveau kann man davon ausgehen, dass für jedes Prozent Ertragsoptimierung jährlich 1.000 € / MWp zusätzliche Einnahmen verbucht werden dürfen. Bei 20 Jahren kommen so bei einer 100 MWp - Anlage bereits bei 1 % nachhaltigem Performancegewinn 2 Mio. € Zusatzeinnahmen zusammen.

Verbreitet findet man eine hohe Zufriedenheit unter Anlagenbesitzern bzgl. der Anlagenperformance vor. Aufgrund der hohen Sonneneinstrahlung in den letzten Jahren im Vergleich zum langjährigen Mittel sind die Erträge tatsächlich oft gut bis sehr gut. Die Grundlage der Prognoserechnungen bildet meist das langjährige Mittel, so ist die Erwartungshaltung entsprechend geringer. Beispielweise hatten Orte wie Lübeck +5 %, Bayreuth +6 %, Cottbus +8,5 % Einstrahlung in den letzten 7 Jahren gegenüber dem 20-jährigen Mittelwert.

Doch dies ist nur eine Seite der Medaille. Die gemessenen Einstrahlungen bei den Anlagen sind dagegen häufiger zu gering. Faktoren wie Verschmutzung, fehlende Kalibrierung, ungenaue Orientierung des Sensors, Datenlücken in der Aufzeichnung, Degradation oder Teilabschattung können eine geringere als die tatsächliche Einstrahlung auf die Module anzeigen. Die Performance Ratio ist dementsprechend top, obwohl die Anlage ggf. nur mittelmäßig performt.

In der Grafik ist eine Gegenüberstellung der Satellitengemessenen Einstrahlungswerte gegenüber Messwerten aus 600 PV-Anlagen in Europa.

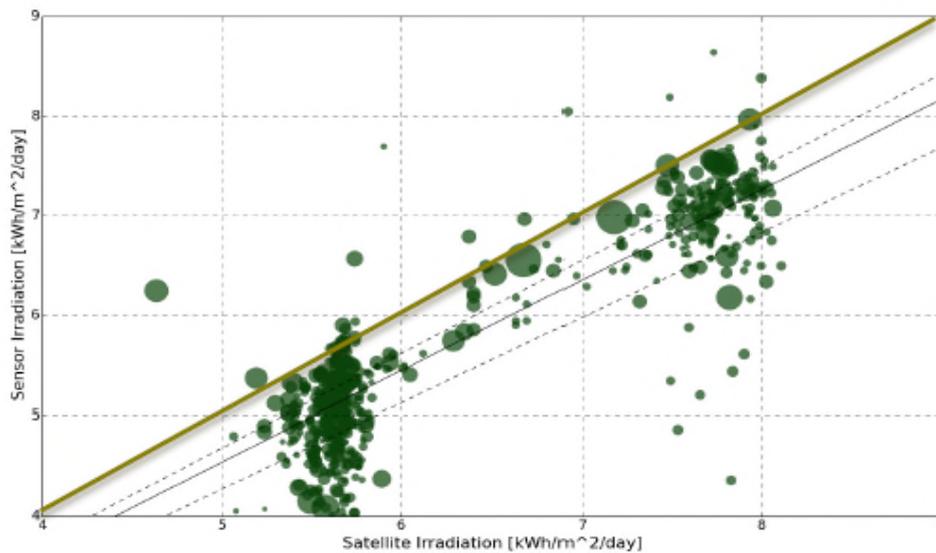


Abbildung 91: Mittlere gemessene Tageseinstrahlung an 28 Sommertagen bei ca. 600 Anlagen in Europa (Belgien, Italien, andere) Quelle: Monitoring Workshop 2015, TÜV Rheinland

Die Aussagen in der Literatur zum Leistungsnachlass von kristallinen Modulen sind vielschichtig und werden seit Jahren diskutiert. Es ist grundsätzlich schwierig, Degradationsdaten zu erfassen, da einerseits der Auslieferungszustand der Module wegen einer fehlender Messdaten bzw. Messdaten unklarer Genauigkeit vorliegen. Weiterhin ist die Nachmessung im Feld wie auch im Abschnitt UAP 2.2 gezeigt wurde mit Unsicherheiten von 4-5 % recht hoch. Labormessungen sind mit ca. 2,5 % präziser, erfordern aber die Demontage / Remontage und den mehrfachen Transport zum Labor. Das ist je nach Anlagenstandort häufig nicht sinnvoll möglich.

Andererseits ist eine Ableitung der Degradation aus der Anlagenperformance ebenso mit hohen Unsicherheiten verbunden, da die Messung der Einstrahlung auch bei Verwendung von Pyranometern der höchsten Genauigkeitsklasse aufgrund der Abtastfrequenzen und üblicher 5-min (oder länger) Mittelwertbildung zur Datenspeicherung mit einer Ungenauigkeit von mind. ± 3 % erfolgt. Unterschiede in den klimatischen Einwirkungen von Jahr zu Jahr bringen weitere Performance-Effekte, die die Ableitung einer - sehr kleinen - Degradation sehr erschweren.

Eine Studie zu veröffentlichten Degradationsraten aus Literaturquellen der letzten 40 Jahre mit insgesamt ca. 2000 analysierten Degradationsraten erfasste durchschnittlich 0,4 % für Monokristalline Module und 0,6 % für Polykristalline Module [Jordan 12]. Die Einzelwerte zeigen allerdings, dass es individuell größere Unterschiede gibt:

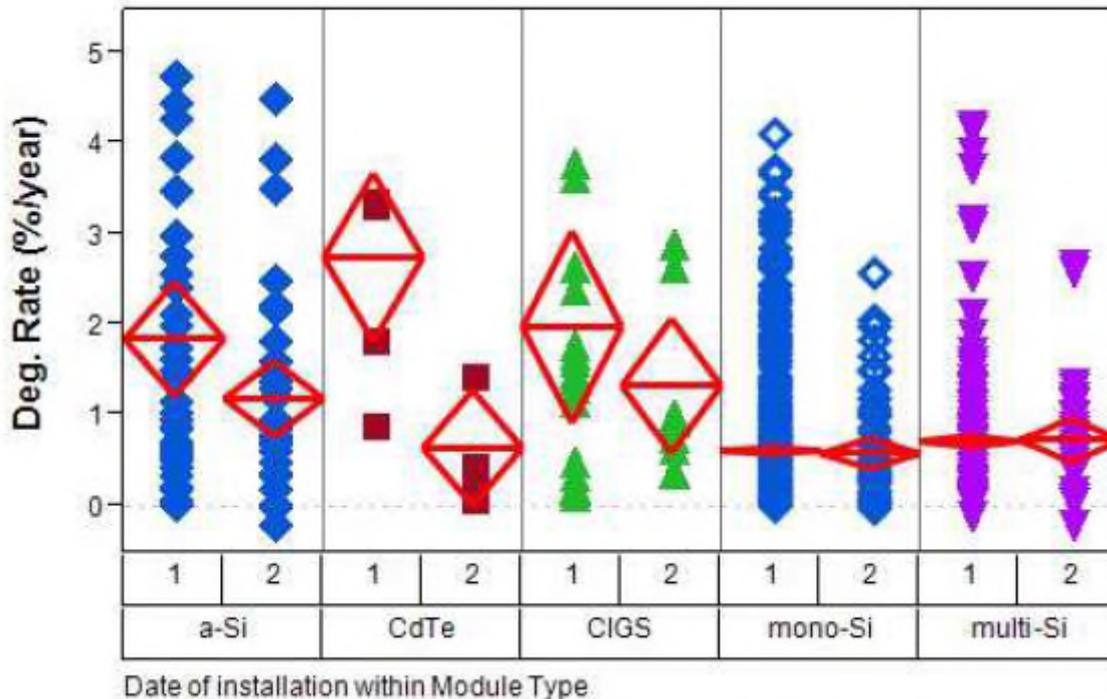


Abbildung 92: 2000 publizierte Degradationsraten für verschiedene Modultechnologien, 1: vor Jahr 2000 installiert, 2 nach Jahr 2000 installiert [Jordan 12]

Diese Grafik demonstriert die große Spannweite der angegebenen Degradationsraten, die bei neueren Anlagen (ab Baujahr 2000) mit polykristallinen Modulen von nahe 0 % bis zu ca. 1,5 % und in Einzelfällen über 2 % liegt. Berücksichtigt man auch noch Messunsicherheiten dieser System-Daten so ist die tatsächliche Spanne noch größer anzunehmen.

Doch wie kann ein Investor oder Finanzierer für seine konkreten PV-Projekte erreichen, dass seine PV-Anlagen im unteren Bereich dieser Spanne, also mit Degradationsraten möglichst bei den oftmals allgemein angenommenen 0,3 – 0,5 %, arbeiten?

Eine Zielstellung im Projekt war die Zusammenfassung der Erkenntnisse aus den einzelnen Projektaktivitäten sowie der Erfahrungswerte der Experten, die hunderte PV-Anlagen inspiert und vermessen haben. Diese Ergebnisse sind in einer TÜV Rheinland internen Studie erfasst worden und im Abschnitt I 1.4 beschrieben. Weiterhin werden Erkenntnisse aus aktuellen Anfragen zu Untersuchungen von einigen Serienfehlern mit teils gravierenden Auswirkungen für den Investor einbezogen. Hier sind an erster Stelle Probleme mit Rückseitenfolien (Backsheet) zu nennen. Teilweise sind sehr dynamische, für den Investor und / oder den Hersteller mit dramatischen Folgen verbundene Entwicklungen im Feld beobachtet worden, die einer gründlichen Untersuchung der Ursachen bedürfen. Anlagen mit nur wenigen Jahren Betriebszeit und Modulen verschiedener Hersteller sind betroffen. Weitere Serienfehler mit großen Auswirkungen betreffen Überhitzungen mit Brandgefahr bei Steckern oder auch Anschlussdosen. Dazu ist weiterhin das Ertragsproblem wegen PID vorhanden, was in der Praxis häufiger vorkommt, als wegen Geheimhaltungsvereinbarungen allgemein bekannt ist.

Es wurde versucht, aus dieser komplexen „Gemengelage“ zu Qualität und nachhaltigem Ertrag eine Zusammenstellung für Vorgehensweisen und Maßnahmen abzuleiten, deren Berücksichtigung zwar keine Garantie, aber durchaus eine deutlich erhöhte Chance auf einen dauerhaft ertragreichen und sicheren Anlagenbetrieb und damit ein gutes Investment geben.

Auf einen einfachen Satz gebracht gilt:

➡ **Es ist eine systematische Qualitätssicherung über alle Prozessstufen erforderlich!**

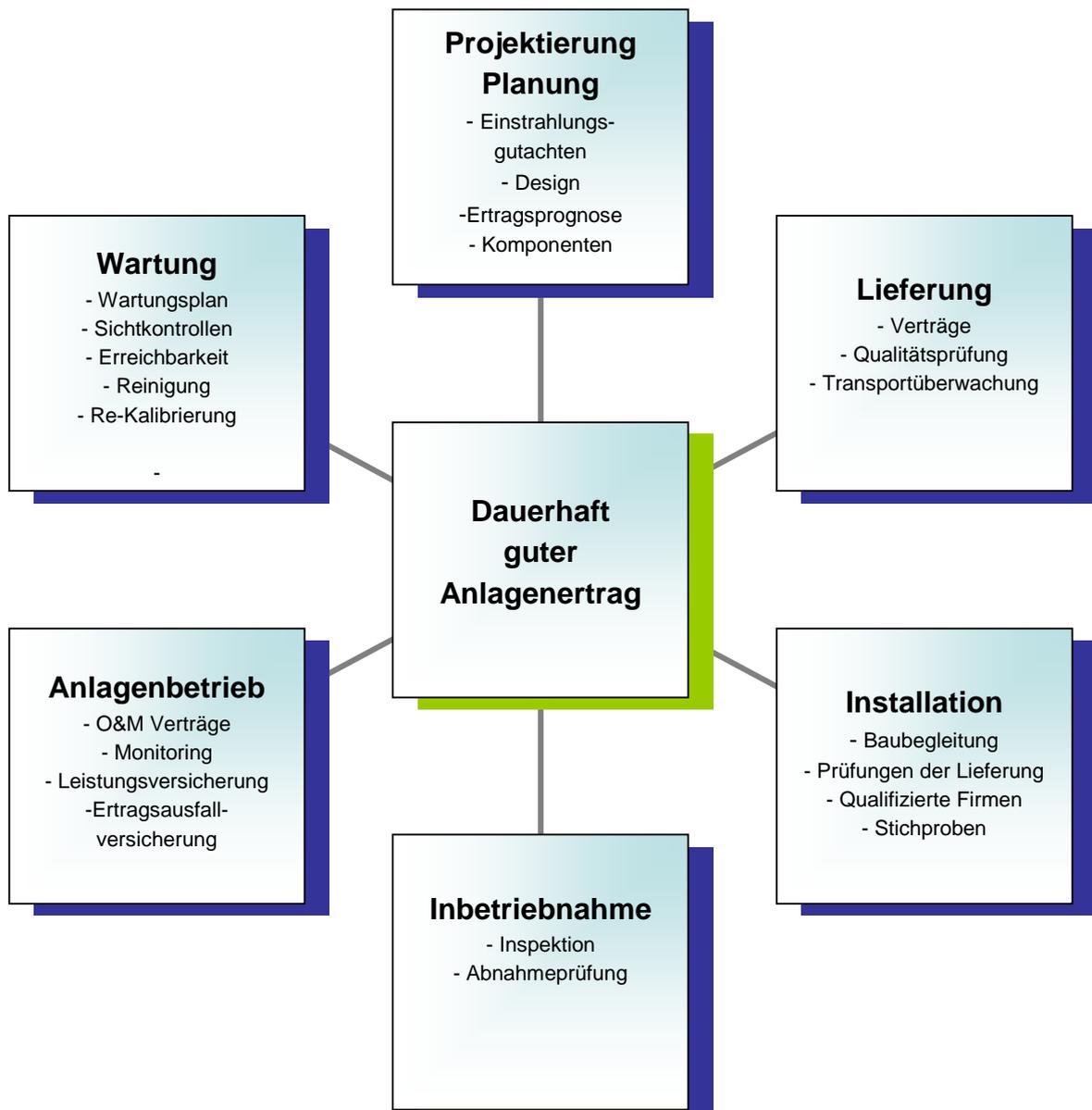


Abbildung 93: Bestandteile einer systematischen Qualitätssicherung bei PV-Projekten

ge, aus Sicht der Autoren bedeutsame Faktoren, hingewiesen. In der Summe bilden diese Maßnahmen aus heutiger Sicht eine verlässliche Basis, um eine qualitativ hochwertige und damit sichere und zuverlässige PV-Anlage zu bauen, die mit hoher Wahrscheinlichkeit gute Erträge auch über eine Betriebsdauer von mehr als 20 Jahren erwirtschaftet und damit die Investition sichert.

Planung

Bereits bei der Planung und Projektierung werden die Weichen in Richtung einer guten Anlagenqualität gestellt oder aber die zu erwartende Qualität ist eher risikobehaftet.

Eine realistische Ertragsprognose bildet die Grundlage. Basis einer guten Kalkulation sind die verwendeten Eingangsdaten. Eine der wichtigsten Eingangsgrößen ist die zu erwartende Einstrahlung. Wie bereits erwähnt, führen die meist verwendeten langjährigen Datenmittel (20 Jahre) häufig zu Unterschätzungen, da die Einstrahlungen in den letzten 10 Jahren an vielen Orten in Europa signifikant angestiegen sind. Daher ist es sinnvoll, diesen Trend in der Bewertung zu berücksichtigen. Eine dringende Empfehlung ist der Vergleich von verschiedenen Datensätzen aus mehreren Quellen (Messdaten, DWD, Meteonorm, Satellitenmessdaten) mit einem Plausibilitätscheck. Weiterhin sind möglichst genaue Daten für die Komponentensimulation hilfreich.

Die sogenannten PAN-Files (Panorama Database File) oder OND-Files sind modulspezifische bzw. wechselrichterspezifische Datensätze, die in Simulationssoftware, wie z. B. PVsyst verwendet werden, um das Verhalten der Komponenten darzustellen. Dazu stellen die Modul- und Wechselrichterhersteller Datensätze für ihre Produkte zur Verfügung. Diese Datensätze basieren überwiegend auf STC-Messwerten, wobei für einige Größen technologische Standardwerte gesetzt sind. Dies birgt Unsicherheiten. In den letzten Jahren werden durch einige Hersteller PAN Files bereitgestellt, die auf realen Messwerten des Modultyps basieren. Diese zu ermitteln ist recht aufwändig und daher auch kostspielig; sie erlauben aber eine genauere Simulation des Modulverhaltens. Es lohnt sich daher, bei der Komponentenauswahl danach zu schauen, ob messwertbasierte Datensätze zur Verfügung stehen. Alternativ können diese bei sehr großen Projekten auch messtechnisch ermittelt werden (z. B. bei TÜV Rheinland).

Die sorgfältige Komponentenauswahl ist ein entscheidender Aspekt.

Bei Großprojekten oder mehreren Projekten in Folge sollte vor der Liefervereinbarung ein Qualitätsaudit beim Hersteller durchlaufen werden. Ziel ist die Feststellung, dass der Hersteller in der Lage ist, sichere PV-Module mit gleichbleibender Qualität, auf der Basis einer dokumentierten und qualifizierten BoM (Bill of Materials), der prognostizierten Langzeitstabilität sowie der angebotenen Leistungsfähigkeit zu produzieren. Je detaillierter dieser Nachweis erbracht wird umso mehr treten Fragen von Garantieleistungen und der ggf. notwendigen Einforderung von Garantieleistungen mit der damit verbundenen Frage nach der Marktpräsenz des Unternehmens nach vielen Jahren in den Hintergrund. Bei dieser Auditierung werden Schwächen detektiert und z. B. in einem TÜV Rheinland Flag-Report dokumentiert. Für anstehende Modullieferungen kann der Hersteller über korrektive Maßnahmen im Falle einer Liefervereinbarung verpflichtet werden diese abzustellen. Die Kontrolle kann durch Auditierung während der konkreten Produktion des Fertigungsloses für das jeweilige Projekt erfolgen.

Dazu sind neben den üblichen Zertifizierungen auch je nach vorgesehenem Einsatzort zusätzliche Prüfungen / Zertifizierungen sinnvoll, wie Prüfung auf inhomogene Schneelasten (Heavy snow load) oder auf Sandabrieb.

Neben der Parameterprüfung im Datenblatt ist generell bei jedem PV Projekt ab mittlerer Größe eine messtechnische Überprüfung der Module empfehlenswert. Ein Risikofaktor ist, dass die tatsächlichen Leistungen der gelieferten PV-Module nicht der angegeben und zu bezahlenden Leistung -oft durch Hersteller-Flashwerte dokumentiert- entsprechen. Die Abweichungen basieren meist auf den größeren Messunsicherheiten beim Flashen beim Hersteller. Sie liegen meist im geringen Prozentbereich, in Ausnahmefällen aber auch höher. Eine einfache Kontrolle der tatsächlichen Leistung kann nur durch Stichprobenmessungen im Labor mit wesentlich geringeren Messunsicherheiten (z. B. 2,0-2,5 %), erzielt werden. Zu beachten ist hierbei, dass die Anfangsdegradation (LID – Lichtinduzierte Degradation) in der Regel nicht bei den herstellerseitigen Flashlisten berücksichtigt ist. Der Leistungsnachlass erfolgt in den ersten Tagen des Betriebes. Erst danach ist eine weitgehende Stabilisierung erreicht. Die bei TÜV Rheinland gemessenen Verluste durch LID liegen überwiegend im Bereich von 0,5 % - bis ca. 2 %. Ob der ausgewählte Modultyp eine Anfangsdegradation aufweist kann durch eine entsprechende Messung an einzelnen Modulen einer Typreihe nachgewiesen werden. Auf dieser Basis sollte mit dem Hersteller ein Verfahren zur Berücksichtigung der Anfangsdegradation bei der Leistungsbemessung abgestimmt werden.

Vor der Lieferung sollte vertraglich vereinbart werden, wie eine Überprüfung stattfindet und welche Kriterien erfüllt werden müssen (z.B. mittlere Modulleistung von XX Wp oder maximal YY Mikrorisse pro Modul). Wenn eine repräsentative Stichprobe wegen der Messkosten zu groß erscheint, kann hierbei auch eine kleinere Stichprobe mit dem Lieferanten vereinbart werden. Wichtig ist, dass die Konsequenzen definiert sind, wenn die vertraglich zugesicherte Leistung durch die Module nicht erbracht wird.

Durchgeführte Ertragsvergleiche von Modulen verschiedener Technologien an mehreren Standorten zeigen große Unterschiede auf: für eine Positionierung in Köln wurden dabei Ertragsdifferenzen bis zu 13 %, für Italien bis zu 12 %, Indien sogar bis zu 23 % und Saudi-Arabien bis zu 21 % gemessen.

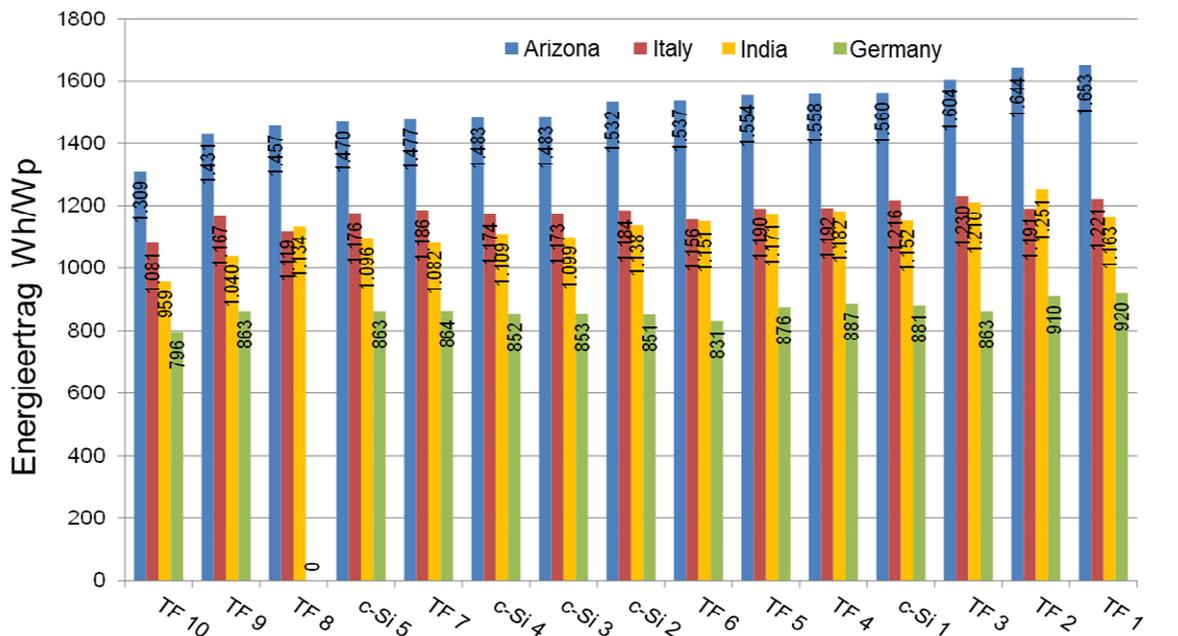


Abbildung 94: Auf Wp normierte Energieerträge unterschiedlicher PV Module unterschiedlicher Technologien (kristallin, Dünnschicht) an vier verschiedenen Standorten (Quelle: TÜV Rheinland)

Eine Ertragsvermessung eines oder mehrere der vorgesehenen Modultypen über mehrere Monate ist daher eine Möglichkeit, den zu erwartenden Ertrag mit hoher Sicherheit zu kalkulieren.

Transport und Installation

Mechanische Belastungen beim Transport und der Installation können zu Mikrorissen und Zellbrüchen im Modul führen. Beim Transport ist hierfür die Abstimmung der Verpackung auf den zu transportierenden Modultyp und auf die Wegstrecke und das Transportmittel entscheidend. Projektabhängig können besondere Kontrollen der Transportbelastungen sinnvoll sein, wie z. B. Pre-Shipments Inspections im Ausgangshafen oder Erschütterungssensoren an Paletten bei langen Transportwegen im LKW. Dabei muss auch dem Transport auf den letzten Metern zur Baustelle oder auf der Baustelle selbst eine besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden. Unsachgemäße Handhabung bei der Installation oder sogar Betreten der Module führt ebenso oft zu vermeidbaren Zellbrüchen oder Rissen. Allerdings wird die negative Auswirkung auf das Leistungsvermögen der PV-Module bei Mikrorissen oft überschätzt wie die Projektergebnisse auch gezeigt haben. Je nach Schädigungsgrad kann dennoch eine messbare Leistungsminderung eintreten, die sich ggf. während der Betriebszeit durch den thermomechanischen Stress, verursacht durch die Tag / Nacht-Temperaturwechsel oder verursacht durch Wind- und Schneebelastung weiterentwickeln. In ungünstigen Fällen kann

es an den Bruchkanten der Zellbrüche zu Lichtbögen kommen, die Anlagenbrände auslösen können.

Ein wichtiger Aspekt ist der Einsatz von geschultem Fachpersonal, um einerseits den sorgsamsten Umgang mit den Komponenten und andererseits die fachgerechte Installation von Modulen und die ordnungsgemäße Verlegung von Kabeln und Verbindungen sicherzustellen.

Bezogen auf die analysierten Schadensursachen an der fertigen Anlage ist erkennbar, dass qualitätssichernde Maßnahmen im frühen Anfangsstadium der Projektentwicklung und Anlagenplanung beginnen sollten und kontinuierlich während der Anlageninstallation bis hin zu einer formellen Abnahme der Anlage fortgesetzt werden müssen. Diese Beratung und Unterstützung sollte durch unabhängige Dritte mit entsprechenden Erfahrungen durchgeführt werden. Dabei geht es um die Überprüfung der Einhaltung der Regeln der Technik und um die Realisation der Installation auf der Basis des Standes der Technik um maximale Performance und eine hohe langzeitige Anlagenverfügbarkeit zu gewährleisten.

Anlagenbetrieb und Wartung

Entgegen der teilweise in früheren Veröffentlichungen vertretenen Meinung sind PV-Anlagen nicht „wartungsfrei“. PV-Anlagen sind elektrische Anlagen, bei denen Wartungsmaßnahmen bzw. Instandsetzungsmaßnahmen und wiederkehrende Prüfungen durchzuführen sind. Zur Erhaltung der Betriebssicherheit sind elektrische Anlagen sowie Betriebsmittel über die gesamte Betriebszeit wiederholt zu prüfen.

Bei der Festlegung von Prüffristen wird in der Regel versucht, einen Kompromiss zwischen notwendigen Maßnahmen zur Sicherstellung der Anlagensicherheit und des bestimmungsgemäßen Betriebes und den dazu notwendigen Aufwendungen zu finden. Dabei haben die Anlagenart und die Umgebungsbedingungen erheblichen Einfluss. Daher gibt es in den Regelwerken teilweise nur Hinweise zu Einflussfaktoren oder Beschreibungen zu Randbedingungen, die bei der Festlegung von Fristen zu berücksichtigen sind.

Je nach Anlagenart oder Installationsort und abhängig von Betreiberpflichtungen können unterschiedliche Prüfungsintervalle relevant sein. Auch der Einsatz von selbstprüfenden Systemen und der Umfang von Fernüberwachungsmöglichkeiten kann Einfluss auf Prüffristen haben. Weichen z. B. die Einsatzbedingungen der Anlage von üblichen Umgebungsbedingungen ab, etwa auf Grund der höheren Konzentration korrosiver Gase oder sonstigen Umwelteinflüssen, sollten die Fristen zur Prüfung für die jeweils anfälligen Komponenten ggf. verkürzt werden.

Gleichfalls kann es sinnvoll sein, Prüffristen eventabhängig anzupassen z. B. nach bestimmten auslösenden Ereignissen wie Sturm, Gewitter, hoher Schneelast oder Fehlerindikation durch Betriebsmittel bzw. Fehlererkennung bei Wartungsarbeiten.

Nach Änderungen oder Instandsetzung sind erneute Prüfungen zwingend erforderlich. Hier kann es erforderlich sein, an den relevanten Anlagenteilen oder Betriebsmitteln eine erneute Erstprüfung durchzuführen.

Neben den genannten und erörterten Grundlagen können auch in anderen vertragsrechtlichen bzw. privatrechtlichen Vorgaben oder Vereinbarungen (z. B. versicherungstechnische Regelungen) Prüfungsintervalle vorgegeben werden. Bei Nichtbeachtung können entsprechende Konsequenzen drohen.

Fristen zur Prüfung gemäß öffentlich-rechtlichen Bestimmungen sind stets einzuhalten. Hier sind insbesondere die Regelungen auf der Grundlage der jeweiligen Landesbauordnungen (LBO) zu berücksichtigen.

Auf der Grundlage der untersuchten Regelwerke, kann von Prüffristen für PV-Anlagen zwischen 1 und 4 Jahren ausgegangen werden.

Die meisten der mittleren bis großen Anlagen werden gewerblich betrieben und dürften somit in den Geltungsbereich der DGUV V3 fallen. Dies ist mit einer jährlichen Prüffrist verbunden. Bei anderen Anlagen können auf der Grundlage der DIN VDE 0100-600 (2017-06-01) längere Prüffristen definiert werden.

Den bereits beschriebenen Regelungen in den o.g. Standards liegen in der Regel Sicherheitsbetrachtungen oder der bestimmungsgemäße Betrieb der Anlagen im Hinblick auf die Sicherheit (Anlagen- und Personensicherheit) zugrunde. Allerdings sollten bei der Festlegung von Prüfungsintervallen auch ökonomische Risiken, die sich durch Fehler, Degradationen, Ausfälle, Teilausfälle und besondere Alterungen ergeben können, berücksichtigt werden. Dabei sind Fehlermechanismen zu berücksichtigen, die bereits schon in Zeiträumen von weniger als einem Jahr zu signifikanten Ertragseinbußen führen können.

Sofern durch anzuwendende Regeln keine kürzeren Prüffristen angewendet werden müssen, empfehlen wir auf der Basis der langjährigen Erfahrung des TÜV Rheinland im Bereich Prüfung und Analyse von PV-Komponenten und Anlagen und den Erfahrungen aus den entsprechenden Forschungs- und Entwicklungsprojekten auch zu den Fehlermechanismen in PV-Anlagen Prüfintervalle von maximal 2 Jahren. Dabei kann eine Risikoanalyse wie im Falle bereits bekannter Auffälligkeiten (z. B. vorzeitige Alterung, Degradation oder Materialveränderungen) sowie bei extremen Umwelteinflüssen bzw. besonderer Beanspruchung ergeben, das kürzere z. B. jährliche Intervalle sinnvoll und anzuraten sind.

Die vorgesehenen Prüfungen und weitere Mess-, Kontroll- und Wartungsmaßnahmen werden üblicherweise von der Wartungsfirma (O&M) durchgeführt. Dazu zählen auch Maßnahmen zur Ertragsoptimierung wie Reinigung und Grass mähen. Die regelmäßigen durchzuführenden Prüfungen und Wartungsarbeiten sollten vertraglich fixiert sein, ebenso die maximalen Reaktionszeiten bei auftretenden Störungen. Eine Festlegung der Mindestverfügbarkeit der PV-Anlage ist darüber hinaus zu empfehlen mit Konsequenzen, falls diese nicht erreicht wird.

Technical Due Diligence (TDD)

Ein bewährtes Instrument für eine strukturierte und umfassende Vorgehensweise zur Qualitätssicherung bildet die „Technical due Diligence“, eine technisch orientierte Bewertung von PV-Projekten. Diese kann grundsätzlich sowohl auf neue Investitionen als auch auf bestehende AV-Anlagen angewendet werden, wobei sich die anzuwendenden Methoden der Prozessschritte teils deutlich voneinander unterscheiden. Der Fokus bei Bestandsanlagen liegt in einer fundierten Beurteilung hinsichtlich der bisherigen, aber auch der künftigen Leistungsfähigkeit. Weiterhin ist die Überprüfung der Installation anhand der Dokumentation und einer Inspektion der Anlage hinsichtlich ihrer Übereinstimmung mit dem Stand der Technik und dem Zustand der Komponenten zu ermitteln. Die bestehenden Risiken sind einzuschätzen und wenn nötig zu minimieren. In der Anlage sind die wichtigste durchzuführenden Schritte bei einer TDD beschrieben (vgl. II 3.10 Technical Due Diligence of PV Photovoltaic Power Plants, in Englisch).

Zusammenfassung

Es gibt substanzielle technische Risiken bei Investitionen in PV- Projekte, die die Rendite signifikant mindern können oder sogar den Cashflow nicht mehr gewährleisten. Die bereits existierenden Erfahrungen in verschiedenen Märkten bei den vielen realisierten Anlagen der letzten Jahre haben leider nicht zu einer Verringerung des Risikos und der auftretenden Fehler geführt.

Neben den vielen Installationsfehlern treten immer wieder schwerwiegende Produktschwächen, häufig bei den PV-Modulen auf, die die Anlagenleistung von vorne herein signifikant mindern oder zu einer zunehmenden Leistungsdegradation während des Betriebes führen können. Da eine ganzheitliche Qualitätssicherung in der Produktion – nach dem Modell der Autoindustrie – noch längst nicht eingeführt ist und diese auch bei der Projektrealisierung im Allgemeinen während aller Projektphasen durch hohen Kostendruck, den Einsatz unerfahrener Subunternehmer ebenfalls nicht annähernd erreicht wird, kann die Sensibilisierung zur nachhaltigen Qualität nur durch die Investoren selbst erfolgen. Nur durch eine kritische Auseinandersetzung der Investoren mit den Zusicherungen zu Produkt- und Anlageneigenschaften, der Betrachtung potentieller Risiken und der Ableitung sinnvoller Prüfungen, Inspektionen und Qualitätssicherungsmaßnahmen, lassen sich Risiken mit angemessenem Aufwand signifikant verringern.

Unterstützung können hier unabhängige, allgemein anerkannte und global agierende Institutionen mit angepassten Dienstleistungen zur Qualitätssicherung bei PV-Projekten mit dem Ziel der Investitionssicherung in allen Projektphasen leisten. Dabei sind sowohl langjährige Erfahrungen bei Anlageninspektionen, der Fehlerdetektion und Laboranalyse und die Kenntnis potentieller Produktschwächen durch vielfältige internationale Produktprüfungen und Fertigungsinspektionen hilfreich.

UAP 6.4 Übertragung der relevanten Ergebnisse in Normungsempfehlungen

Werden Komponentenfehler bei routinemäßigen Wartungsarbeiten oder Anlageninspektionen in größerer Anzahl in den PV-Anlagen entdeckt, so stellt sich die Frage, ob diese Fehler herstellerspezifisch oder allgemein verbreitet bei etlichen verschiedenen Herstellern vorkommen.

Betrifft es nur einen Hersteller, so ist zu klären, ob es sich um einen Serienfehler aus einer bestimmten Produktionslinie handeln könnte. Herstellern gelingt es auch aktuell nicht immer, an allen Produktionslinien an verschiedenen Standorten eine gleichbleibende gute Qualität sicherzustellen.

Je später im Prozessablauf ein Fehler gefunden wird, umso größer sind die finanziellen Auswirkungen. Eine Analyse der Ursachen ist daher geboten, um weitere fehlerhafte Produktionen zu verhindern.

Bei bekannt gewordenen Serienfehlern ist weiterhin zu prüfen, ob diese Fehler bei der aktuellen Produkt-Zertifizierung gefunden werden können, bzw. hätten gefunden werden können. Es muss hinterfragt werden, ob die aktuellen Prüfvorschriften ausreichend sind oder eine Anpassung bzw. Verschärfung der Kriterien erforderlich ist.

Zwei aktuelle Beispiele zeigen, dass diese Rückkopplung aus Felderfahrungen und Normung notwendig ist und auch gelebt wird.

Backsheet:

Die Problematik versprödender und sich praktisch auflösender Rückseitenfolien wurde bereits erwähnt. Eine nicht mehr isolierende Modulrückseite stellt ein elektrisches Sicherheitsrisiko dar und kann nicht toleriert werden. Verschärfend wurde eine hohe Dynamik dieses Fehlers festgestellt, sodass auch übliche Wartungszyklen mit Sichtkontrollen u.U. nicht ausreichend sind.

Im Prüflabor von TÜV Rheinland wurden daher Module eines betroffenen Typs den aktuellen Zertifizierungs-Prüfungen nach IEC 61715 / IEC 61730 unterworfen. Im Ergebnis konnte der Fehler im Labor reproduziert werden. Bei aktuellen Typprüfungen würde das Problem also erkannt werden. Die erkannten fehlerbehafteten Modultypen sind bereits mehrere Jahre auf dem Markt, sodass die Typprüfungen hier noch nach dem alten Standard erfolgten.

Die anzuwendenden Standard-Produktzertifizierungen bei PV-Modulen sind in nachfolgender Grafik gegenübergestellt.

New IEC type approval and safety standards

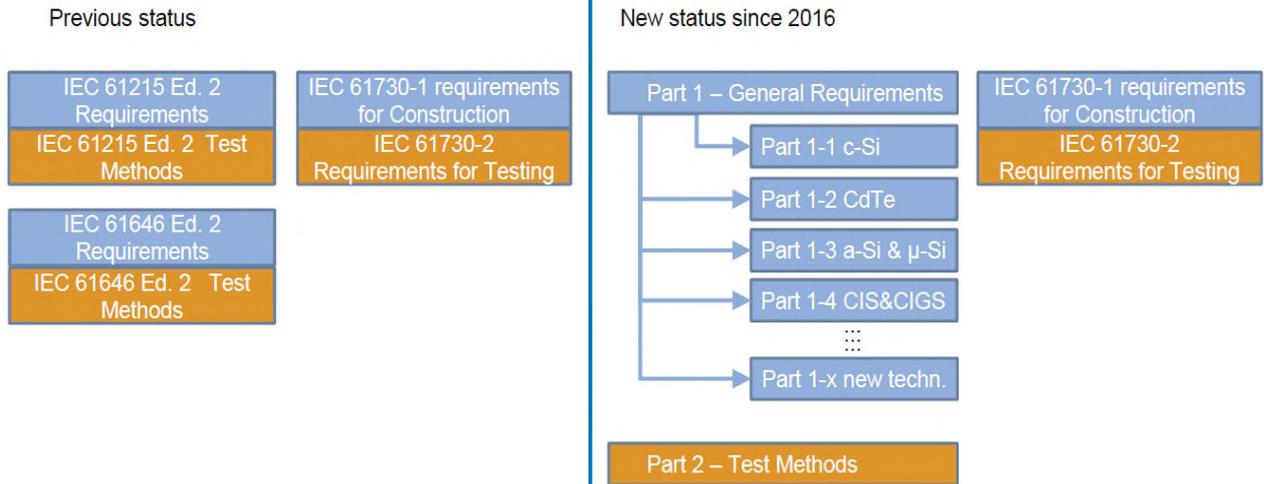


Abbildung 95: PV-Modul Typ-Prüfungen bis 2016 und aktuell (Quelle: TÜV Rheinland)

Die Anforderungen für die Konstruktion und Sicherheit sowie die Prüfvorschriften wurden mit Inkrafttreten der neuen Norm in 2016 spezifiziert und die Prüfungssequenzen verändert, teilweise verschärft.

Zu Beginn der Testsequenzen wird nach einer UV-Stabilisierung die Labelung der Module inclusive der deklarierten Toleranzen überprüft (label power assessment). Danach werden verschiedene Stresstests wie Einwirkungen von wechselnden Temperaturen, Feuchte in Kombination mit wechselnden Temperaturen, oder mechanische Belastungstests durchgeführt.

Als abschließendes Testkriterium darf die STC-Leistung nach allen Test-Prozeduren nicht um mehr als 5 % gegenüber dem Initialwert abgefallen sein.

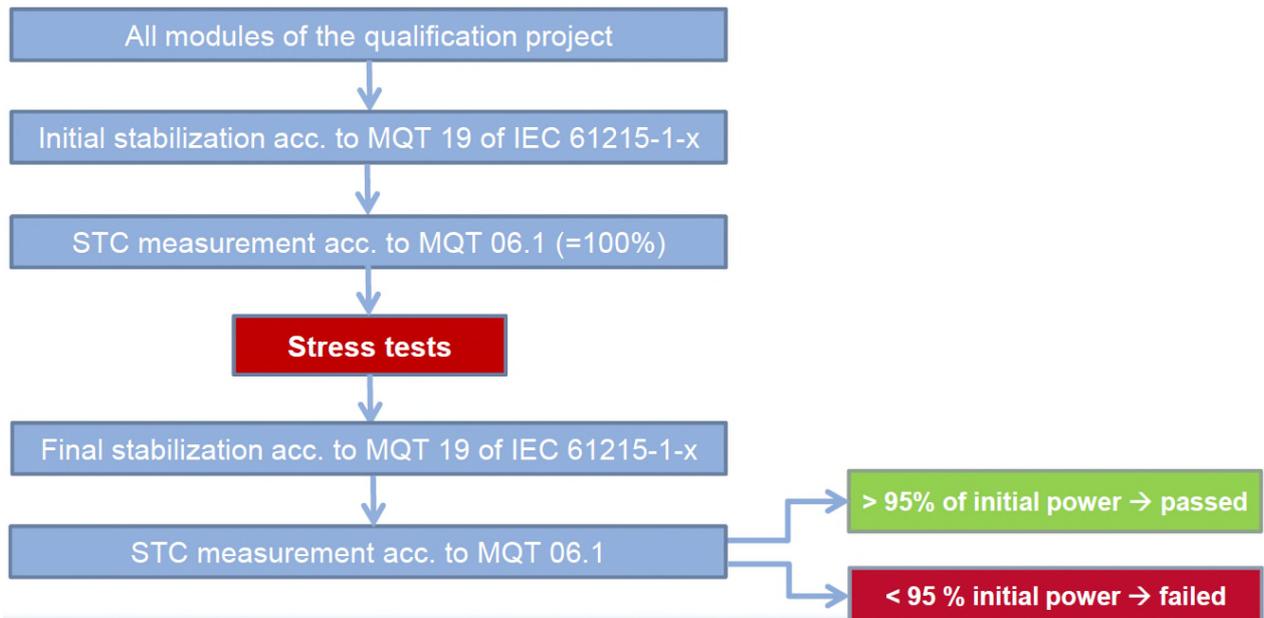


Abbildung 96: Schematischer Prüfungsablauf der kombinierten Tests nach IEC 61251 / 61730

Auch bei diesem Normenpaket können nicht alle relevanten Umwelt-Beanspruchungen im Anlagenbetrieb abgedeckt. Besondere Anforderungen können in sehr heißen und trockenen Regionen, wie Steppen oder Wüstengebieten einerseits wegen der höheren Materialbeanspruchungen und andererseits durch Sand oder Staub auftreten.

In einer separaten Umweltprüfung (IEC 60068-2-68 von 1994) können standardisierte Prüfungen zu den Einwirkungen von Staub und Flugsand erfolgen.

Seit einigen Jahren befassen sich Forschungsarbeiten mit den Folgen von Sandabrieb an Modulen insbesondere an beschichteten Modulgläsern, den Backsheets ebenso wie den Auswirkungen verschiedener Reinigungsprozeduren hinsichtlich dem erzielbaren Ertragsgewinn, aber auch möglicher Aufrauung der Moduloberfläche mit Folgen für die Transmission.

Ein weiterer Aspekt laufender Aktivitäten gilt der Qualifizierung für bestimmte klimatische Bedingungen. Analyseergebnisse zeigen Ertrags-Unterschiede in Deutschland bis zu 13 % zwischen verschiedenen Modultypen, in klimatisch anspruchsvolleren Umgebungen sogar bis zu 20 %. Differenzierte Prüfungsanforderungen bei den einzelnen Stresstests sollen die Eignung des jeweiligen Modultyps feststellen.

Stecker:

Ein zweites Beispiel für die Rückkopplung von Fehlern, die im Anlagenbetrieb auftreten, betrifft einen Steckertyp. Hier gibt es ein Überhitzungsproblem, was zu einer Produktwarnung, leider auch zu einem Schadensfall geführt hat. Nun werden aktuell die Qualifizierungsansätze für Stecker überprüft.

Zusammenfassend müssen die Anforderungen in der Normung ständig an aktuelle Entwicklungen in der Technologie aber auch den Felderfahrungen entsprechend angepasst werden. Dies betrifft sowohl die Konstruktion als auch die Prüfprozeduren. Ein enges Zusammenwirken der betreffenden Marktteilnehmer ist daher von grundlegender Bedeutung.

II 2.5 Literatur

- [Siegfriedt 13] U. Siegfriedt, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie LV Berlin Brandenburg e.V., DKE-Projekt: Einsatz von Thermographie bei PV-Anlagen
- [Köntges 11-1] M. Köntges, S. Kajari-Schröder, I. Kunze, U. Jahn, Crack statistic of crystalline silicon photovoltaic modules, Proc. 20th EUPVSEC (WIP, Hamburg, 2011), 4EO.3.6
- [Köntges 11-2] M. Köntges, I. Kunze, V. Naumann, S. Richter, C. Hagendor, Schnecken Spuren, Snail Tracks, Worm Marks und Mikrorisse, TÜV Rheinland, 8. Modul-Workshop 2011, Köln
- [Quaschnig 99] V. Quaschnig, A. Grochowski, R. Hanitsch, 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie, OTTI, Bad Staffelstein, 1999
- [Munoz 08] J. Munoz, E. Lorenzo, F. Martinez-Moreno, L. Marroyo, M. Garcia, An investigation into hot spots in two large grid connected PV plants
- [Dürschner 15] C. Dürschner, Anlagenmonitoring und Fehlersuche, Sonnenenergie 5 / 2015
- [Köntges 14] M. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, U. Jahn, K. A. Berger, K. Kato, T. Friesen, H. Liu, M. Van Iseghem, J. Wohlgemuth, D. Miller, M. Kempe, P. Hacke, F. Reil, N. Bogdanski, W. Herrmann, C. Buerhop-Lutz, G. Friesen, Review of Failures of Photovoltaic Modules, Report IEA-PVPS T13-01:2014, ISBN 978-3-906042-16-9, <http://iea-pvps.org/index.php?id=275> (Zugriff 30.06.2015)
- [Silvermann 14] T.J. Silverman, U. Jahn, G. Friesen, M. Pravettoni, M. Apolloni, A. Louwen, W.G.J.H.M. van Sark, M. Schweiger, G. Belluardo, J. Wagner, A. Tetzlaff, P. Ingenhoven, D. Moser, Characterization of Performance of Thin-film Photovoltaic Technologies, Report IEA-PVPS T13-02:2014, ISBN 987-3-906042-17-6, <http://iea-pvps.org/index.php?id=277> (Zugriff 30.06.2015)
- [Woyte 14] A. Woyte, M. Richter, D. Moser, N.H. Reich, M. Green, S. Mau, H.-G. Beyer, Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems – Good Practices for Monitoring and Performance Analysis, Report IEA-PVPS T13-03:2014, ISBN 987-3-906042-18-3, <http://iea-pvps.org/index.php?id=276> (Zugriff 30.06.2015)
- [Köhl 14] M. Köhl, Modelling Acceleration Based on Outdoor Stress Conditions for PV Module Testing, Report IEA-PVPS T13-04:2014, ISBN 978-3-906042-20-6, Interner Bericht
- [Nordmann 14] T. Nordmann, L. Clavadetscher, W. G.J.H.M. van Sark, M. Green, Analysis of Long-Term Performance of PV Systems – Different Data Resolution for Different Purposes, Report IEA-PVPS T13-05:2014,

ISBN 978-3-906042-21-3, <http://iea-pvps.org/index.php?id=305>
 (Zugriff 30.06.2015)

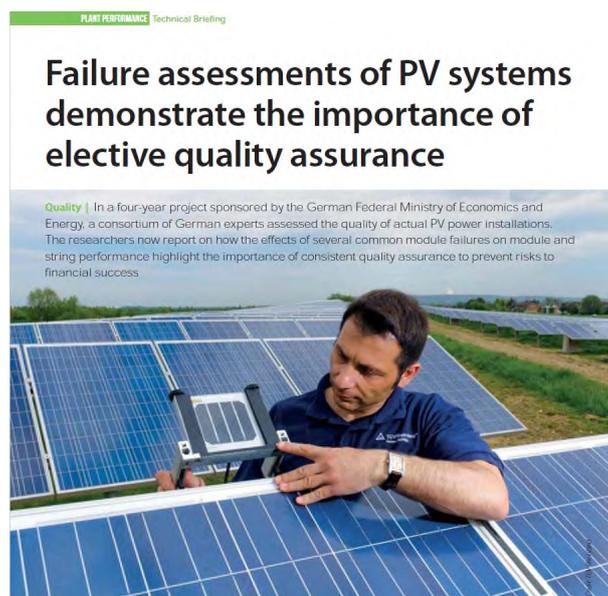
- [Armansperg 17] M. von Armansperg, D. Oechlin, M. Schweneke, Technical Bankability Guidelines, Recommendations to Enhance Technical Quality of existing and new PV Investments, February 2017, http://www.solarbankability.org/fileadmin/sites/www/files/documents/D4.3_Technical_Bankability_Guidelines_Final-SB_Website_170215.pdf, (Zugriff: 26.06.2018)
- [Tjengdrawira 16] C. Tjengdrawira, M. Richter, I.-T. Theologitis, Best Practice Guidelines for PV Cost Calculation, Accounting for Technical Risks and Assumption in PV LCOE, 13 / 12 / 2016, http://www.solarbankability.org/fileadmin/sites/www/files/documents/20161213_649997_Best_Practice_Guidelines_for_PV_Cost_Calculation_20161213.pdf, (Zugriff am 26.06.2018)
- [Armansperg 16] M. von Armansperg, D. Oechlin, M. Schweneke, Financial Modelling of Technical Risks in PV Projects, Financial Modelling of Technical Risks in PV Projects, September 2016, http://www.solarbankability.org/fileadmin/sites/www/files/documents/D4.2_Report_on_Financial_Modelling_of_PV_Risks_SB-Final_160930.pdf, (Zugriff am 26.06.2018)
- [TamizhMani 14] IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Denver, June 2014, „Regional influence of module design quality“, G. TamizhMani¹, B. Li¹, B. Shisler¹, C. Monokroussos², C. Dreier², S. Lim³, CS. Kamalaksha⁴, S. Sugita⁵ and E. Janknecht⁶, ¹Tempe (United States), ²Shanghai (China), ³Gyeongsan (Korea), ⁴Bangalore (India), ⁵Yokohama (Japan), ⁶Cologne (Germany)
- [Vaaßen 12] W. Vaaßen, Qualität entscheidet: Mit neuen Tests lässt sich die Qualität von Solarmodulen verbessern. Denn eine Marke hat nur Erfolg, wenn sie das Vertrauen rechtfertigt. Erneuerbare Energien, Ausgabe 5, Mai 2012
- [Vaaßen 18] CISOLAR 2018 Conference „Risk Minimization on PV Plants (Vortrag)
- [Sepanski 15] A. Sepanski, F. Reil, W. Vaaßen, E. Janknecht, U. Hupach, N. Bogdanski, H. Schmidt, G. Bopp, H. Laukamp, r. Grab, S. Philipp, h. Thiem, j. Huber, R. Haselhuhn, H. Häberlein, A. Krutzke, A. Richter, B. Neu, B. Bansemer, M. Halfmann, Leitfaden-Bewertung des Brandrisikos in Photovoltaik-Anlagen und Erstellung von Sicherheitskonzepten zur Risikominimierung, 2015, http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/downloads/Leitfaden_Brandrisiko_in_PV-Anlagen_V01.pdf, Zugriff a 27.06.2018
- [Sunpower 13] Sunpower® Module Degradation Rate
- [Jordan 12] D. C. Joradn, S. R. Kurtz, Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review, NREL Journal Article, NREL / JA-5200-51664, June 2012

II 2.6 Veröffentlichungen

Zu Beginn des Projektes in 2013 wurde eine Pressemitteilung durch TÜV Rheinland veröffentlicht, welche über die Inhalte, Ziele, Verbundpartner und Förderung des Verbundvorhabens informierte. Dieser Artikel wurde im Oktober 2013 auf der Website von TÜV Rheinland und in mehreren Fachinformationsplattformen publiziert, z. B. pv magazine, photovoltaik.org, Sonne-wind-wärme u.a. [1]

Erkenntnisse aus den verschiedenen TÜV Rheinland-Untersuchungen, u.a. aus diesem Vorhaben, z. B. aus dem Qualitätsassessment der Referenzanlagen und Degradationsmessungen gingen in Präsentationen während Veranstaltungen der Solarbranche wie z. B. dem von TÜV Rheinland jährlich veranstalteten Workshop Modultechnologie, dem OTTI Symposium für Photovoltaische Solarenergie, der Intersolar Europe oder der EU PVsec ein (Beispiele [2 – 5]).

Die vorgenommenen Langzeitmessungen innerhalb des Vorhabens bedeuteten, dass die wesentlichen Ergebnisse erst zum Projektende ermittelt wurden. Eine von TÜV Rheinland organisierte gemeinsame Veröffentlichung aller Projektpartner im Verbundvorhaben konnte in der Fachzeitschrift PVtech POWER im Februar 2018 platziert werden [6]. Hier wurde sowohl die Qualitätssituation bei den großen PV-Anlagen im Betrieb, die enormen Auswirkungen gerade in den letzten Jahren bekannt gewordener Serienfehler bei PV-Modulen, die Bedeutung der Qualitätssicherung in der Lieferkette für einen nachhaltigen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb und Möglichkeiten der Evaluierung der Qualität sowie im Projekt entwickelter statistischer Analyse-Methoden u.a. für das Anlagen-Monitoring einem internationalen Fachpublikum vorgestellt. Die bisher in der Solarbranche einmaligen Untersuchungen und Schlussfolgerungen zum Thema Rest-Risikoabsicherungen stießen auf besonderes Interesse der Redaktion und führten zu einer weiteren Publikation speziell zu dem Thema PV-Versicherungen des Projektpartners.



- [1] Pressemitteilung 22.10.2013, https://www.tuv.com/de/deutschland/ueber_uns/presse/meldungen/meldungen.jsp
- [2] Willi Vaaßen, TÜV Rheinland Quality Monitor Solar 2016, 10.06.2016
- [3] Willi Vaaßen, Qualität von PV-Kraftwerken, Felderfahrten, Technische Risiken und Reduktionsmaßnahmen, OTTI Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 2016
- [4] Willi Vaaßen, Quality Survey of PV Plants, Findings and Recommendations, Project related Quality Assurance of Module Manufacturing and Plant Realization, 2015
- [5] Willi Vaaßen, Felderfahrten mit PV-Modulen, Workshop Modultechnologie TÜV Rheinland 2015
- [6] Annett Sepanski, Uwe Hupach and Willi Vaaßen, TÜV Rheinland; Jörg Schmauder, ISC Konstanz; Thomas C. Sauer and Georg Fischer, EXXERGY; Prof. Dr. Ansgar Steland, Dr. Andreas Sommer and M.Sc. E. Sovetkin, RWTH Aachen University, Failure assessments of PV systems demonstrate the importance of elective quality assurance, www.pv-tech.org, February 2018

II 3. Anlagen

(Vertrauliche Anlagen wurden entfernt, da sie nicht zur Veröffentlichung bestimmt sind)

II 3.1 Hersteller-Warnhinweis

II 3.2 Bericht an den Betreiber

II 3.3 Beschreibung der Monitoringsysteme in den 5 Referenz-Anlagen

II 3.4 Datenverfügbarkeit

II 3.5 TÜV Rheinland Auswertungssoftware Energy Yield Messung (UAP 3.1)

II 3.6 Ausschnitt aus der Fehlerdatenbank zum „Reportheld“

II 3.7 Datenverfügbarkeit Messungen U-I Kennlinie (UAP 3.1)

II 3.9 Modulauswahl für fehlerbasierte beschleunigte Degradation (Parallelalterung)

II 3.8 Prüfbaum für 5 Jahre Umweltsimulation

II 3.10 Technical Due Diligence of PV Photovoltaic Power Plants

In an environment with significant decreasing prices for Photovoltaic (PV) solar power energy, as low as 0.1974 USD per kWh⁵, increasing concerns about real assets, banks are demanding independent technical advisor warranties ensuring project bankability before approving any financial support. With so much on the line, recognized brands able to provide local and global inspections operations are preferred.

Risk management of photovoltaic power plant investments

The financial structure of these projects is designed to ensure sufficient cash flow in order to manage ongoing debt obligations under a variety of scenarios.

Usually legal advisors manage to ensure all applicable regulatory requirements have been adhered. Also they assist in managing the contractual structure to ensure that the project owners are protected from risks arising from the work of various contracting parties.

Whether investing in an existing solar project or developing a green field site, owners, investors and insurers need to consider and mitigate a variety of technical risks. A significant part of the risk management process associated with large-scale solar photovoltaic (PV) installations is 'technical due diligence', which seeks to evaluate technical feasibility of the project by independent technical advisors. The aim is to define and minimize technical risks associated with the investment project.

The 'technical due diligence' for existing solar projects and for new developments varies strongly that's why the due diligence process is described separately.

Third-party technical due diligence providers

As part of due diligence it is necessary for a group of lenders to receive opinions from third parties who do not have a conflicting interest in the project. For large projects it is important that the due diligence providers are not only technically competent, but also established businesses with proven track records that are likely to continue operating in the region throughout the lifetime of the project.

Higher quality minimizes risks

Quality can be determined by many different factors. If we assume that quality and failure are at two ends of spectrum – an increase in quality translates to a decrease in the failure rate at the beginning of the component lifetime and an increase in the lifetime at the end.

In order to minimize failures and the associated risks to the project, it is essential to achieve high quality with reasonable economical effort. A technical due diligence process supports reaching this aim.

⁵ In Mexico - (<https://www.greentechmedia.com/articles/read/mexican-solar-record-low-price-latin-america#gs.UGNMABa>)

Effective technical risk management and supervision through an independent technical advisors decrease project-related risks and assure on-plan performance and safeguards financial stakeholders' interests in all aspects of project financing.

Therefore, to reveal hidden risks or potential damages that could lead to higher costs or reduced returns, the engagement of an independent technical advisors becomes an essential task.

Failure rates of power plant components

Early failures in the lifetime of a solar power plant, called primary infant mortalities, could be caused by component-manufacturing errors or by damage that occurs during installation. Residual failures are those that occur indirectly through stress; an example is incorrect dimensioning of fuses or other components, which lead to faulty operation at a later stage. During its service life, a well-designed power plant will usually operate without major incidents apart from required maintenance or the exchange of equipment, such as inverter replacement, which normally occurs after around 10 years. A third cause of failure is simply that materials age and fail after a certain period. The description of project results and the current detected series failures show that in real installation aging problems already can occur after a few years of operation time

Bathtub curve



Due Diligence Procedure for New Developments

For new developments of green field sites, throughout the major phases of the projects

- (I) Initial Study and Feasibility,
- (II) Procurement of an EPC (if applicable),
- (III) Project implementation and
- (IV) Operation,

It is vital that the Due Diligence in each stage of the project is conducted.

Based on careful analyses and independent reports, lenders and investors take decisions on the financing of investments. Advices on all technical aspects of set-up and analyses relevant project financing parameters, figures and risks should be considered.

- Setting clear quality objectives
- Assessing the planning, design and execution of PV plant project
- Advising on the use of safe and durable components
- Reviewing contracts: engineering procurement and construction (EPC), operation and maintenance (O & M) and credit agreements
- Construction monitoring and support during drawdown processes
- Reviewing and monitoring O & M

To ensure an extensive coverage and due diligence, long-term expertise is required since risks may not be obvious and differ from project to project.

The opportunities for controlling these risks, however, are especially concentrated in the initial phases of the project development. To that end, it is common practice e.g. for lenders to work together with an independent technical advisors whose job it is to review the technical aspects of a PV project, such as specifications, design, contracts, commissioning tests and technical inputs and the financial models, with the aim of detecting, quantifying and mitigating potential risks.

Initial Stage / Feasibility Stage

During the initial stage of the project, the feasibility of a project shall be proven by conducting feasibility studies. Such studies usually involve a site assessment, energy production assessment and a conceptual design.

During the course of a site assessment a soil study, hydrological study and an environmental impact study are carried out. If such studies are not aligned with local conditions and the scope is not clearly defined, the costs, the design or even the actual yield of the PV Power Plant may strongly vary from the assumptions and the project may not be feasible, yet it may not be discovered due to neglect of important factors. Furthermore, a first site visit and site suitability analysis is carried out, to determine possible factors that may affect the yield or durability of the project. Factors such as far shading conditions, wind, terrain structure, soil-ing conditions, climatic constraints, required infrastructure necessary to facilitate constructability and correct operation of the Project; access to off-site facilities for interconnection to electric power.

The conceptual design of the project is the basis for further design and usually the basis for a tender and therefore an insurance that the project is being designed at a level that it is fit for purpose and able to meet its objectives needs to be obtained.

During the due diligence, process, independent technical advisors perform an initial assessment of the site covering the site topography and other local factors that may affect the suitability of the site for the photovoltaic project. To evaluate the solar resource shading profiles are taken and shading obstacles evaluated which will be used as input for a simulation, which forms the basis for an energy yield prediction (EYP). Such tasks requires PV Project specific experience and deep knowledge of the equipment, design and system.

The EYP involves gathering a range of technical inputs that also include the PV module performance characteristics and climate data specific to the site and using commercial software to predict the amount of energy that will be generated by the solar power plant. Uncertainties in the climatic data and yield probabilities are an essential consideration to ensure sufficient cash flow can be guaranteed.

The expert will evaluate the documentation concerning the site such as:

- aspects relevant to yield such as wind, terrain structure, soiling conditions and aspects that can be adverse to the durability of the entire system or relevant for yield reduction or power degradation of the solar modules
- climatic constraints
- required infrastructure necessary to facilitate constructability and correct operation of the Project;

Perform an independent EY or review the existing EY and

- existing solar data from the sites,
- review the methodology used to estimate the yield of the solar resource,
- prediction of the long-term solar resources,
- estimation of loss factors and performance ratio, also considering local atmospheric conditions,
- prediction of expected net annual energy production of the Project for the solar modules considered, associated with relevant probabilities,
- expected operating life,
- expected availability,
- possible losses due to dispatch constraints
- module power degradation
- uncertainty in the results of the above analyses.

Procurement of an EPC

In the technical due diligence process the review of the EPC and O&M contracts as well as supply contracts for major equipment form part of the scope of work of the independent technical advisors. Therefore, the independent technical advisor usually reviews the contractual documents along with the design of the project to confirm that the work is being designed at

a level that will ensure that it is fit for purpose and able to meet its objectives and the risk in the contractual obligation is properly addressed and mitigated.

Review the design in terms of:

- Suitability of the site in relation to technologies proposed including related risks
- Logistics review
- Soil conditions
- Climatic constraints
- Required infrastructure
- Access off-site facilities for interconnection to electric power

Review the proposed equipment to ensure that

- Asses the suitability of the proposed solar modules
- the contractual agreements;
- assessment of the grid-connection agreement;
- review if relevant norm and standards are being complied to.

Perform a contractual review in order to:

- review contractors used to develop the site in respect of their track record and regional experience and capabilities to execute the Project,
- review and assess the EPC contracts and the consistency of the contracts
- ensures sufficient guarantee/Liquidated Damages
- considers delay and performance LDs
- comment on the proposed construction milestone schedule
- opine on base case total project cost estimate with regard to industry standards, and the adequacy of the contingency,

Review the Power Purchase Agreement and project business plan and focus on:

- Liquidated damages, payment adjustments, force majeure,
- Reasonableness of the termination and/or buy-out provisions. Reasonableness of tariff (adjustment) mechanism.
- Performance testing and acceptance criteria, including dispatch procedures and capacity testing procedures of the Project
- Reasonableness of obligations on the project for forecasting and providing notification of outages.
- Payment terms, including impact of potential shortfalls in energy production and technical unavailability;
- Reasonableness of measuring and maintenance provisions under the PPA

Furthermore, the independent technical advisor will review the Construction and Operating Permits, and Licenses further the Parties associated with the project, Project Management Tools

If risks are addressed, mitigated and within an acceptable limit and the economics of the system is ensured, lenders and banks may proceed with financial and the construction might commence. During the construction and acceptance phase, several risks may affect the project and thus a further assessment of an independent technical advisor is required.

Project Implementation Phase

During the construction and acceptance phases, a due diligence service provider shall be utilized to:

- verify quality and inspect shipments of components, such as the PV modules, to decrease component related technical risks
- review and validate detail design
- review quality control procedures on site
- monitor construction and verify project and payment milestones
- verify that the commissioning tests are performed in compliance with procedures as stipulated in relevant contracts.

This is particularly important if the project is to be sold later on as an investment product, since the technical advisor may need to stand behind their work or provide additional consultations and services to satisfy future investors.

Operational Phase

During the operational phase, technical advisors usually inspect the PV power plant regularly to evaluate that maintenance activities are being performed as per O&M contract and to verify the status of the installation in general. Additionally, the independent party checks the performance of the plant, in order to detect potential issues in an early stage, so that respective measures can be taken

- review O&M procedures
- verify if warranted figures have been achieved
- verify if noted shortcomings have been corrected,
- in the event of guarantee claims or insured losses, assist the lender to minimize the consequences of the incident.

Due Diligence Procedure for Existing Solar Projects

The Due Diligence for existing solar projects aims for the same target, to ensure the economics of the investment and to identify possible risks, yet the methodology and the procedure differ from the methods for the new developments. A strong focus is placed on measurements to determine the actual performance and degradation state of the main equipment and the review of the quality of the Balance of the Plant (BoP).

Review of the documentation, the design, the quality assurance tests and the commissioning documents

A thorough review of the documentation to ensure its compliance to the state of art and standards is conducted. The design is verified, the commissioning and testing procedures are checked and construction quality assurance protocols are studied to identify possible bottlenecks or risks.

On-site review of the installation, measurement and laboratory analysis

A thorough review of the quality and execution of the installation to determine and detect failures with possible impacts on yields or costs is conducted. A basis of the review is the design, which is compared to the installation and furthermore the operating procedures and maintenance records and spare part management are being investigated. Beyond the investigation, a part of the inspection is the determination of the actual performance and state of the equipment, therefore, measurements of the module performance (I/V-Curve), UV investigation to determine cell cracks and failures as well as infrared investigation to detect possible hot-spots, active bypass diodes or patchwork (PID – Indication) are carried out.

In addition, measurements of modules in the laboratory to determine the actual conditions and to predict the expected long-term behaviour such as degradation, PID, whitening etc. are conducted.

Independent EY simulation and comparison to actual yield and performance, with additional yield and performance forecasting

The EYP involves gathering a range of technical inputs that also include the PV module performance characteristics and climate data specific to the site and using commercial software to predict the amount of energy that will be generated by the solar power plant. Uncertainties in the climatic data and yield probabilities are an essential consideration to ensure sufficient cash flow can be guaranteed.

if monitoring equipment is installed on site real measurements can be evaluated and the satellite data can be compared to the measurements, allowing a decreased uncertainty and therefore accurate results.

Asset value determination and risk determination

Upon completion of a detailed investigation, measurement and simulation, risks in various fields can be listed, mitigated and required budgets located.

Afterwards the real value of the asset and the project income can be estimated and the profitability of the project can be analysed.

The Investor and lenders can base their decision on numeric values with a clear understanding of expected risk factor.