

Abschlussbericht
zum BMWi-geförderten Projekt

**Methoden zur Bewertung der Zuverlässigkeit von PV-Modulen
und deren Komponenten (Fidelitas)
Teilvorhaben: Untersuchung optischer Fehler**

Kurzbezeichnung: **Fidelitas**

Förderkennzeichen: **0325735D**

Projektdurchführung:

Institut für Solarenergieforschung GmbH Hameln/Emmerthal (ISFH)

Am Ohrberg 1, 31860 Emmerthal

Projektleiter: Dr. Arnaud Morlier

Autoren: Dr. Arnaud Morlier, Dr. Marc Köntges

Projektlaufzeit: 1.12.2014 - 31.05.2019

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.



Inhaltsverzeichnis

1. KURZDARSTELLUNG	5
1.1 AUFGABENSTELLUNG	5
1.2 VORAUSSETZUNGEN, UNTER DENEN DAS VORHABEN DURCHGEFÜHRT WURDE.....	6
1.3 PLANUNG UND ABLAUF DES VORHABENS.....	7
1.4 WISSENSCHAFTLICHER UND TECHNISCHER STAND, AN DEN ANGEKNÜPFT WURDE.....	10
1.5 ZUSAMMENARBEIT MIT ANDEREN STELLEN.....	11
2. EINGEHENDE DARSTELLUNG	11
2.1 ERZIELTE ERGEBNISSE.....	12
2.1.1 AP1: Statistische Datenerfassung der Fehlermoden an PV-Modulen aus PV-Großanlagen.....	12
2.1.2 AP2. Bewertung von Fehlermoden (gemäßigte Klimata)	16
2.1.3 AP3. Fehlermoden in besonderen Klimaten.....	21
2.1.4 AP4. Degradation und beschleunigte Alterungsprozesse in Modellsystemen /Minimodulen	23
2.1.5 AP5. Lebensmodelle für einzelne Schadensbilder.....	49
2.1.6 AP6. Konzeption und Aufbau optimierter Modul-Designs.....	58
2.2 DARSTELLUNG DER WICHTIGSTEN POSITIONEN DES ZAHLENMÄßIGEN NACHWEISES	58
2.3 DARSTELLUNG DER NOTWENDIGKEIT UND ANGEMESSENHEIT DER GELEISTETEN ARBEIT	58
2.4 DARSTELLUNG DES VORAUSSICHTLICHEN NUTZENS, INSBESONDERE DER VERWERTBARKEIT DES ERGEBNISSES IM SINNE DES FORTGESCHRIEBENEN VERWETUNGSPLANS	59
2.5 WÄHREND DER DURCHFÜHRUNG DES VORHABENS DEM ZUWENDUNGSEMPFÄNGER BEKANNT GEWORDENER FORTSCHRITT AUF DIESEM GEBIET BEI ANDEREN STELLEN.....	59
2.6 ERFOLGTE ODER GEPLANTE VERÖFFENTLICHUNGEN DES ERGEBNISSES	60

1. KURZDARSTELLUNG

1.1 AUFGABENSTELLUNG

Die Entwicklung neuer Photovoltaikmodule orientiert sich bisher hauptsächlich an der Senkung der Produktstückkosten bzw. der Kosten in Euro pro W_p Modulleistung. Jedoch spielt der Gesamtertrag eines PV-Moduls über die Lebensdauer die größte Rolle bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit des PV-Moduls. Dafür ist die Qualität und Langlebigkeit von Solarmodulen entscheidend, welche wesentlich auf der zuverlässigen Funktion der einzelnen Modulkomponenten im Zusammenspiel unter wechselnden Betriebsbedingungen basiert. Für existierende und zukünftige PV-Modultechnologien ist es daher essentiell, die einzelnen Komponenten im Modulverbund möglichst frühzeitig im Entwicklungsprozess hinsichtlich ihrer Zuverlässigkeit bewerten und optimieren zu können.

In diesem Teilvorhaben wurden Modulfehler in Fremdanlagen erfasst und daraus zusammen mit ähnlichen Erhebungen der anderen Institutspartner eine Gesamtfehlerstatistik erstellt. Aus der Gesamtstatistik ermitteln wir die Häufigkeit und Leistungsrelevanz der PV-Modulfehlermoden. Zusammen mit der Statistik und dem Modulfehlerüberblick, der in dem Projekt TASK13 der IEA erstellt wurde, an dem das ISFH federführend beteiligt war, wurde eine Fehlerbeurteilung durchgeführt. Ziel ist es hierbei die Fehler unter technischen und kostenrelevanten Kriterien, wie z.B. Häufigkeit, Leistungsminderung, Sicherheitsrelevanz, Prüfbarkeit und auch Kundenwahrnehmung zu bewerten. Diese Bewertung soll anschließend auf eine Fokussierung relevanter Fehlermoden im Projekt führen. Diese Fehler und vorab identifizierte Fehler sollen eingehend analysiert und bzgl. der Leistungsminderung modelliert werden. Das ISFH hat die Analyse von Vergilbung neuer UV-transparenter Laminationsmaterialien, die eine hohe Relevanz für neue Solarzellengenerationen mit hoher UV-Sensitivität haben, der Minderung von Algenwachstum in tropischen Gebieten, und der Beurteilung der Ertragsminderung durch Degradation von Antireflex-Beschichtungen als Startthemen vorausgewählt. Die Vergilbung von Laminationsfolien soll mittels einer UV-Prüfung und einer UV-Fluoreszenzmethode beschleunigt geprüft werden. Hierbei soll die bildgebende Lock-In-UV-Fluoreszenzmethode eine schnelle Vorhersage der Vergilbungsgeschwindigkeit erlauben. Die bisherige UV-Prüfung in der Norm IEC 61215 gibt hierzu keine Information. Das besondere an der UV-Fluoreszenzmethode ist, dass sie neben der Vergilbung des Laminates auch indirekt Modulfehler im Feld kontaktlos nachweisen kann und gleichzeitig relativ unabhängig von den Umgebungsbedingungen einsetzbar ist. Die Methode kann über den sehr sensitiven Nachweis von Abbauprodukten im Laminat heiße Stellen und für Luft diffusionsoffene Stellen im Laminat nachweisen. Damit ist die Detektion von abgerissenen Zellverbindern, Zellrissen, Zellteilisolationen und Hotspots möglich. Aus diesem Grund soll diese neue Messmethode mobil aufgebaut werden, damit sie für die Fehleranalyse im Feld eingesetzt werden kann. Diese Messmethode wird das Auffinden und Analysieren von PV-Modulfehlern im Feld wesentlich beschleunigen. Diese Messmethode soll auch in zukünftigen Forschungsprojekten eingesetzt werden.

Das Teilprojekt hat folgende wesentliche Ziele:

1. Bestimmung der Anteile der Fehlermoden in der realen Anwendung
2. Klärung der wichtigsten Grundlagen von Laminatvergilbung UV-Transparenter Laminat
3. Entwicklung einer Schnellprüfung für UV-transparente Laminat

4. Charakterisierung und Verminderung von Biofilmen auf PV-Modulen, dies kann in tropischen Klimaten eine Ertragssteigerung von mehr als 3% pro Jahr erbringen.
5. Entwicklung einer freifeldtauglichen UV-Fluoreszenzmessmethode zur Bestimmung von Zellrissen, Hotspots und Verbinderrissen im Freifeld.

Das erste Teilziel ist die Grundlage, um Versagensmechanismen von PV-Modulen bewerten zu können. Wichtige Aspekte hierbei sind die Häufigkeiten der jeweiligen Fehlerbilder im Feld sowie ihre Auswirkungen auf die Modulleistung. Dazu sollen statistische Methoden zur Datenauswertung von Freifeldanlagen dienen. Es sollen drittens ein innovativer Schnelltest entwickelt werden, welcher eine Messung der Vergilbung der Lamine und der nachfolgenden Ertragsminderung durch eine einfache, schnelle und präzise Messung der Fluoreszenzemission des Laminationsmaterials erlaubt. Fluoreszenzmuster auf Modulen, deren Ursachen bisher unbekannt sind, sollen ermittelt werden.

Viertens soll die organische Verschmutzung die sich auf der Modulvorderseite entwickelt charakterisiert werden und die Effekten von potenziellen Bewuchsinhibitoren sollen in am ISFH und in tropischen Klimaten getestet werden, um die durch Biofilmwachstum verursachten Ertragsverluste zu vermindern.

Für die Sammlung der statistischen Daten zur Fehlermodenbewertung sowie für die Schnellprüfung der Vergilbung der Lamine soll ein kompaktes Messgerät zur Messung der Fluoreszenzemission im Freifeld gebaut werden.

Um den Fachkräftenachwuchs zu stärken, sollten die neuesten Ergebnisse aus diesem Projekt in Workshops der Industrie sowie dem wissenschaftlichen Nachwuchs zugänglich gemacht werden.

1.2 VORAUSSETZUNGEN, UNTER DENEN DAS VORHABEN DURCHGEFÜHRT WURDE

Die Beantragung des industriegeführten Verbundvorhabens erfolgte im Rahmen der Bekanntmachung des BMU zum 6. Energieforschungsprogramm „Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“. Der Bezug zu den förderpolitischen Zielen stellt sich wie folgt dar:

Im Abschnitt Photovoltaik (Punkt 3.2) der Bekanntmachung wird der Fokus der Förderung auf Entwicklungen, die zu deutlichen Kostensenkungen führen, gesetzt. Dabei wird konkret genannt: „die Forschungsförderung kann einen wichtigen Beitrag leisten, um [...] die Kosten durch effizientere Produktionsverfahren zu senken [...] und die Lebensdauer aller Komponenten weiter zu erhöhen“. Dieses Ziel verfolgt das Projektkonsortium mit dem beantragten Projektvorhaben. Insbesondere sollen die Kosten der Technologien durch auf Langlebigkeit optimierte Produktion bei gesteigertem Gesamtertrag gesenkt und dadurch die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Systemlieferanten, PV-Komponenten und –Modulhersteller sowie von Prüfeinrichtungen und Forschungsinstituten gestärkt werden. Dieses Projekt sollte die deutsche Photovoltaikmodulproduktion unterstützen. Leider beendeten die Firmen Q-Cells und Vetrosolar ihre Beteiligung an dem Projekt in der ersten Phase. Die Ziele des Teilvorhabens

des ISFHs wurden dadurch nicht betroffen. Die wirtschaftliche Verwertung der Ergebnisse des Projekts erfolgt durch den TÜV Rheinland.

Die Entwicklung verkürzter Prüfverfahren orientiert sich daran, neue Materialien, die das Produkt bei gleicher Qualität günstiger machen oder solche die eine Flexibilisierung der angebotenen Produkte ermöglicht schneller zur Marktreife zu bringen und so „die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen zu stärken und zukunftsfähige Arbeitsplätze zu schaffen“. Zudem sollen Vorhaben mit einem „systemorientierten Ansatz gefördert werden, die über die Entwicklung von Komponenten bzw. Einzeltechnologien hinausgehen“. Letztere Anforderung ist insbesondere durch die allgemeine Anwendbarkeit der zu erwartenden Ergebnisse gegeben, die statt Leistungsbezogener Degradation systematisch die Grundlagen einzelner Degradationsmechanismen und deren Einfluss auf den Ertrag thematisiert.

Die wirtschaftliche Verwertbarkeit der Erkenntnisse dieses Projektes sollte in einer deutlichen Verlängerung der Lebensdauer von PV-Modulen und einer damit einhergehenden Reduktion der PV-Stromkosten bestehen. Die Ergebnisse sollten außerdem die Voraussetzungen für weitere Materialeinsparungen schaffen (2.1).

1.3 PLANUNG UND ABLAUF DES VORHABENS

Um den Gesamtertrag von PV-Modulen über die gesamte Lebensdauer systematisch zu erhöhen, war folgendes Vorgehen geplant. Zunächst sollten Fehlerbilder basierend auf Freifelddaten in Zusammenarbeit mit der TÜV GmbH und dem CSP erfasst, klassifiziert und statistisch ausgewertet werden. Um die schnelle Erfassung von PV-Modulfehlern im Freifeld zu ermöglichen wurde am ISFH ein im Feld nutzbares UV-Fluoreszenz-Messgerät zur bildgebenden Schadensdetektion entwickelt. Gemeinsam mit den anderen Projektpartnern sollten die erhobenen PV-Modulfehlerdaten in Anlehnung an eine „failure modes and effects analysis“ (FMEA) bewertet werden. Anhand dieser Auswertung sollten relevante Fehlermoden ausgewählt werden und neben vorausgesuchten Fehlermoden im Detail analysiert werden. Während die anderen Projektpartner die produktionsbedingten Fehler, die Effekte der Temperatur oder der elektrischen Fehler wie Kontaktkorrosion, Zelldegradation und Potenziell-induzierte Degradation schwerpunktmäßig untersuchen sollten, hat das ISFH seine Arbeit auf die optischen Fehler, wie durch UV-Bestrahlung induzierte Vergilbung, Delamination der Verkapselungsmaterialien im Modul, die biologische Verschmutzung der Module und die Degradation der Antireflexbeschichtung der Glasvorderseite fokussiert. Das ISFH hat mittels spektroskopischen und chemischen Prüfmethode die chemischen Ursachen der Vergilbung des Einkapselungsmaterials ermittelt. Dafür sollte eine beschleunigte UV-Bestrahlungsprüfung verwendet werden. Die Laminatvergilbung wurde über die UV-Fluoreszenz charakterisiert, um einen einfachen und schnellen Zugang zum Vergilbungsgrad des Laminates zu erhalten. Die Materialänderungen wurden untersucht, um einen Zusammenhang zwischen UV-Belastung und Materialdegradation zu erstellen. Zudem wurde die Auswirkung der beschleunigten UV Belastung mit der tatsächlichen Bewitterung des Moduls im Freifeld verglichen. Auf Basis dieser Grundlagenarbeit wurde ein Schnelltest zur Prüfung der Vergilbung des Laminationsmaterials in PV-Modulen entwickelt. Der Effekt der Verschmutzung durch Flechten- oder Algenbewuchs auf den Ertrag von PV-Modulen wurde in tropischem Klima (Indien) und in Deutschland untersucht. Die Bewertung der Ausbreitungsgeschwindigkeit des Bewuchses diente als Grundlage eines Ertragsmodells. Das ISFH hat versucht mittels Kupfer/Zink-Metallen auf der

PV-Modulvorderseite den Biofilm-Bewuchs auf PV-Modulen zu vermindern und die wirtschaftliche Relevanz zu evaluieren. Dafür wurden PV-Module mit Metallstreifen ausgerüstet und an einem tropischen Teststand vom TÜV Rheinland exponiert und regelmäßig evaluiert. PV-Anlagen in der Nähe des Institutes, die eine starke biologische Verschmutzung aufwiesen, wurden ebenso betreut. Die Erfahrung und die Kompetenzen des ISFH mit optischer Computersimulation ermöglichen die Erstellung von Modellen und Ertragsvorhersagen der im Feld und im Labor geprüften Fehlerbilder wie EVA-Vergilbung und Algenbewuchs. Der TÜV Rheinland hat die Degradation von Antireflexschichten unter simulierten Sandsturmbelastung bestimmt. Am ISFH wird die durch diese Fehler verursachte Ertragsminderung simuliert. Diese Modelle und die Modelle der Projektpartner bilden die Grundlage für fundierte Wirtschaftlichkeitsanalysen und ermöglichen eine Produktoptimierung nicht nur hinsichtlich des Anfangswirkungsgrades, sondern vor allem auf den Gesamtertrag des Moduls über seine Lebensdauer.

Die Tabelle 1 zeigt die Arbeitspakete, Meilensteine und die ursprüngliche Zeitplanung der Bearbeitung der Arbeitspakete am ISFH.

Tabelle 1. Balkenplan zum Ablauf des Fidelitas-Projektes am ISFH

Personalplan Fidelitas ISFH	1. Jahr												2. Jahr											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
AP 1 Statistische Datenerfassung der Fehlermoden an PV-Modulen aus PV-Großanlagen																								
ISFH 1.2 Statist. Fehler, Ursachen)																								
ISFH 1.3 Ertrags/Listungsmessungen an ausgewählten Anlagen																								
ISFH 1.4 Messplatz zur Schadensdetektion im Feldinsatz																								
MS I: UV-Fluoreszenzmessplatz einsetzbar																								
AP 2 Bewertung von Fehlermoden (gemäßigte Klimata)																								
ISFH 2.3 Entwicklung und Anwendung einer systematischen Bewertung (FMEA - Methodik)																								
AP 3 Fehlermoden in besonderen Klimaten																								
ISFH 3.4 Algen (Tropen)																								
MS II: Algen und Pilzbewuchs ist in Fläche reduziert																								
AP 4 Degradation und beschleunigte Alterungsprozesse in Modellsystem/Minimodulen																								
ISFH 4.1.1 Ursachenaufklärung und Entwicklung neuer diagnostischer Verfahren																								
ISFH 4.1.2 Chemische Analyse neuer UV-Transparenter EVA während beschleunigter UV-Alterung																								
ISFH 4.1.3 Bestimmung der Korrelation zwischen EVA-Fluoreszenzintensität und Vergilbung																								
ISFH 4.4.1 Entwicklung schnellster UV-Alterung																								
MS III: Fluoreszenzintensität und Vergilbung des Einbettungsmaterials korrelieren																								
AP 5 Lebensdauermodelle für einzelne Schadensbilder																								
ISFH 5.2.1 Modell + Ertragsvorhersage UV-Degradation																								
ISFH 5.2.2 Modell + Ertragsvorhersage Algen- und Pilz-Bewuchs																								
ISFH 5.2.3 Modell + Ertragsvorhersage von ARC																								
AP 6 Konzeption und Aufbau optimierter Modul-Designs																								
ISFH 6.1.1 Anlagentypen HOC-Testmodule																								
AP 8 Projekttreffen, Organisation, Berichte																								

Personalplan Fidelitas ISFH	3. Jahr												4. Jahr											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
AP 1 Statistische Datenerfassung der Fehlermoden an PV-Modulen aus PV-Großanlagen																								
ISFH 1.2 Statist. Fehler, Ursachen)																								
ISFH 1.3 Ertrags/Listungsmessungen an ausgewählten Anlagen																								
ISFH 1.4 Messplatz zur Schadensdetektion im Feldinsatz																								
MS I: UV-Fluoreszenzmessplatz einsetzbar																								
AP 2 Bewertung von Fehlermoden (gemäßigte Klimata)																								
ISFH 2.3 Entwicklung und Anwendung einer systematischen Bewertung (FMEA - Methodik)																								
AP 3 Fehlermoden in besonderen Klimaten																								
ISFH 3.4 Algen (Tropen)																								
MS II: Algen und Pilzbewuchs ist in Fläche reduziert																								
AP 4 Degradation und beschleunigte Alterungsprozesse in Modellsystem/Minimodulen																								
ISFH 4.1.1 Ursachenaufklärung und Entwicklung neuer diagnostischer Verfahren																								
ISFH 4.1.2 Chemische Analyse neuer UV-Transparenter EVA während beschleunigter UV-Alterung																								
ISFH 4.1.3 Bestimmung der Korrelation zwischen EVA-Fluoreszenzintensität und Vergilbung																								
ISFH 4.4.1 Entwicklung schnellster UV-Alterung																								
MS III: Fluoreszenzintensität und Vergilbung des Einbettungsmaterials korrelieren																								
AP 5 Lebensdauermodelle für einzelne Schadensbilder																								
ISFH 5.2.1 Modell + Ertragsvorhersage UV-Degradation																								
ISFH 5.2.2 Modell + Ertragsvorhersage Algen- und Pilz-Bewuchs																								
ISFH 5.2.3 Modell + Ertragsvorhersage von ARC																								
AP 6 Konzeption und Aufbau optimierter Modul-Designs																								
ISFH 6.1.1 Anlagentypen HOC-Testmodule																								
AP 8 Projekttreffen, Organisation, Berichte																								

1.4 WISSENSCHAFTLICHER UND TECHNISCHER STAND, AN DEN ANGEKNÜPFT WURDE

Die Photovoltaikindustrie hat Weltweit die neu installierte Leistung 102 GWp pro Jahr in 2018 erreicht [1]. Die in der Produktion eingesetzte Materialvielfalt nimmt dabei ständig zu, sei es aus Innovationsfreude der Hersteller, sei es aus Kostendruck. Für Investoren entstehen dadurch gewisse Unwägbarkeiten hinsichtlich der Langzeitstabilität der Produkte, die durch den Mangel an zuverlässigen Modellen zur langfristigen Ertragsprognose noch verstärkt werden.

Konkret gibt es zurzeit am Markt das Problem, dass zwar die meisten Hersteller eine mehr oder weniger eingeschränkte Modulleistung über bis zu 25 Jahren geben, auf der anderen Seite aber die Modelle und entsprechende Tests, die diese Garantien untermauern könnten, bisher fehlen. Grundlage von Modellen und Tests ist jedoch das Verständnis der zugrundeliegenden Degradationsmechanismen. Diese sind was z.B. UV Degradation, die Feuchtekorrosion von Zellen, die sogenannten Schneckenspuren, Zell- und Verbinder-Risse betrifft, sowie was viele weitere Fehlermoden anbelangt, noch nicht ausreichend verstanden und insbesondere hinsichtlich des Einsatzes neuer Materialien, der Oberflächenvergütung von Gläsern und der Abrasion unter Sandeinwirkung bisher gar nicht beschrieben. Derzeit verbreitete Software zur Simulation von Erträgen von PV-Anlagen berücksichtigt daher die Änderung der Leistungsfähigkeit der Anlagen pauschal und ist wenig an den vor Ort herrschenden Witterungseinflüssen und oder den verwendeten PV-Modul-Typ angepasst. Darüber hinaus, sind zwar viele der derzeit verbreiteten Alterungsmechanismen und Defekte im Feld bekannt, jedoch fehlen aussagekräftige Statistiken, die Aussagen über tatsächliche Häufigkeiten von Fehlern im Feld zuließen.

Die PV Module zeigen verschiedene Fehlermoden über ihre Einsatzdauer im Feld. Die in diesem Teilprojekt fokussiert untersuchten Fehlermoden sollen im Folgenden genauer dargestellt werden.

Im Lebenszyklus von PV-Modulen wird die Laminationsfolie, meist Ethylenevinylacetat (EVA), durch die Einwirkung von UV Bestrahlung, Temperatur und der Feuchtigkeit chemisch verändert [2]. Diese Veränderung führt zu einer Versteifung, Delamination und zur Verfärbung des Materials. Die Delamination ist für die Lebensdauer der Module kritisch. Die Verfärbung des Materials verursacht eine höhere Absorption des Lichts und darauffolgend eine Verminderung des Ertrags [2]. Diese Minderung kann bis 40% nach 10 Jahren erreichen, typischerweise liegt sie aber unter 10% [3]. Diese Neigung zur Verfärbung ist von der EVA Zusammensetzung und insbesondere von der Konzentration des Vernetzungsinitiators abhängig [4, 5]. Die Verfärbung des Materials wird durch die Bildung von lichtabsorbierenden Chemikalien verursacht. Es wird vermutet, dass diese Produkte teilweise aus langkettigen π -konjugierten Molekülen bestehen. Nach Alterung emittiert das EVA ein sichtbares Fluoreszenzlicht unter Schwarzlichtanregung. Diese Fluoreszenzemission ist intensiver bei den am stärksten verfärbten Modulen [6].

Die Bildung von Zellrissen während des Transports zwischen dem Herstellungsort und dem Einsatzort oder die durch Schnee und Windbelastung verursacht werden, isolieren ein Teil der aktiven Fläche der Zellen und führt zu einer Ertragsminderung. Es ist möglich diese Risse nach Bewitterung im Feld zu detektieren [7]. Das EVA emittiert ein Fluoreszenzlicht unter UV Bestrahlung. Diese Fluoreszenz wird durch den Sauerstoff gelöscht, der durch die Zellrisse und

Zellabstände diffundiert. Dadurch werden Zellrisse auf Fluoreszenzbildern in dunkler Umgebung nachweisbar. Bei Nacht erlaubt diese Methode die Analyse von Zellbrüchen in PV-Modulen im Feld [8].

Algen, Moose, und Pilze wachsen auf vielen menschlichen Bauwerken wie Schindeln und Mauersteinen, insbesondere in tropischen Klimaten. PV Anlagen sind davon auch betroffen. Dieser Bewuchs führt zu einer Teilverschattung der Solarzellen. Die durch den Algenbewuchs verursachte Ertragsminderung kann in tropischen Ländern wie Indonesien mehr als 2% nach einem Jahr und bis zu 4% nach zwei Jahre erreichen [9]. Nichtsdestotrotz betrifft das Phänomen auch PV Anlagen in gemäßigten Klimaten. Schimmelpilze brauchen eine Luftfeuchtigkeit von 80% bis 90%, um sich zu verbreiten [10]. Algen brauchen eine höhere Feuchtigkeit, aber können eine Trockenphasen ohne Schaden überdauern. Das Tauwasser, was sich auf PV-Modulen Nachts und in den Morgenstunden sammelt, begünstigt die Entwicklung des Bewuchses. Insbesondere sind die Module mit einer gedämmten Rückseite wie z.B. dachintegrierte PV-Module betroffen, weil der Temperaturunterschied zwischen beiden Modulseiten höher wird [10].

Algen und Pilze können mittels Biozid bekämpft werden. Insbesondere werden Salze von Kupfer oder Zink gegen Pilze und Bakterien in der Landwirtschaft [11], sowie in Pflegemittel benutzt [12].

Natives Kupfer- und Zinkoxid können sich spontan unter Bewitterung an Metallblechen bilden. Studien über Kupferdächer zeigen, dass das Abwaschen dieser Metalloxide durch das Niederschlagswasser zu der Freisetzung von Metallionen im Wasser führt [13], was zur Biofilm-Bekämpfung eingesetzt werden kann. Zur effektiven Bekämpfung von Biofilmen müssen Kupferkonzentrationen von ca. 100-200 ppm im Wasser erreicht werden [12].

1.5 ZUSAMMENARBEIT MIT ANDEREN STELLEN

In diesem Projekt arbeitet das ISFH mit dem TÜV Rheinland und dem Fraunhofer CSP zusammen. Die Kompetenzen Projektpartner ergänzen sich für dieses Projekt. Der TÜV Rheinland verfügt über Testfelder in besonderen Klimazonen. Unter anderem wird ein Testfeld vom TÜV Rheinland in Tamil Nadu Region in Indien betrieben. Dieses Feld befindet sich in einer Region mit einem feuchten heißen Klima, das das Wachstum von Algen und Pilzen begünstigt. Der TÜV Rheinland verfügt über die Expertise und die materiellen Ressourcen für die Prüfungen von Photovoltaikmodulen. Diese sind für die Prüfung der optimierten Module erforderlich. Am Fraunhofer CSP wurden im AP6 Module hergestellt, die für eine längere Stabilität der Leistung gegenüber Degradationsmechanismen optimiert wurden.

2. EINGEHENDE DARSTELLUNG

Im Folgenden werden die im ISFH Teilvorhaben des Projekts Fidelitas ausführlich dargestellt sowie der voraussichtliche Nutzen und die Ergebnisverwertung des Projektes dargelegt.

2.1 ERZIELTE ERGEBNISSE

2.1.1 AP1: Statistische Datenerfassung der Fehlermoden an PV-Modulen aus PV-Großanlagen

Während der Bewitterung eines Solarmoduls bilden sich Fluorophoren im EVA oder anderen Verkapselungsmaterialien. Diese Fluorophoren absorbieren Photonen im nah UV- Spektrum und emittieren im blauen und grünen Spektrum. Die Fluorophoren bilden sich unter der Einwirkung der UV Strahlung und werden bei gleichzeitiger Anwesenheit vom Sauerstoff ausgelöscht. Fluorophoren bilden sich daher in einem Modul in Stellen wo weniger Sauerstoff eindringt wie zwischen den Zellen und dem Frontglas. Wenn eine Zelle bricht, kann Sauerstoff durch den Riss diffundieren und den Riss durch die Auslöschung der Fluorophoren im UV-Fluoreszenzbild hervorheben. Andere Fluoreszenzmuster, die auf anderen Modulfehlern hinweisen wurden im Rahmen des Projekts untersucht und im Folgenden beschrieben.

Um die Fluoreszenzbilder im Feld sowie im Labor aufzunehmen wurde im AP1 ein mobiles UV-Fluoreszenz(UVF)-Messgerät entwickelt mit dem Modulfehler im Feld detektiert werden können. Dieses Gerät wurde FLOIS (Fluoreszenz Outdoor Inspektionssystem oder auf Englisch Fluorescence Outdoor Inspection System) getauft. Die wesentlichen Bestandteile des Messsystems sind zwei UV-Lichtquellen zur Anregung der Fluoreszenz und eine Kamera zur Aufnahme des Fluoreszenzbildes. Die Abb. 1 zeigt das UV-Anregungsspektrum und das Fluoreszenzemissionsspektrum von EVA Proben die unter künstlichen UV-Bestrahlung bei verschiedenen Temperaturen gealtert worden sind. Die Fluoreszenzemission entwickelt sich zunächst im blauen und grünen Spektrum. Mit zunehmender Proben temperatur während der Bestrahlung weist die Fluoreszenzstrahlung vermehrt spektrale Anteile im gelben und roten Spektralbereich auf.

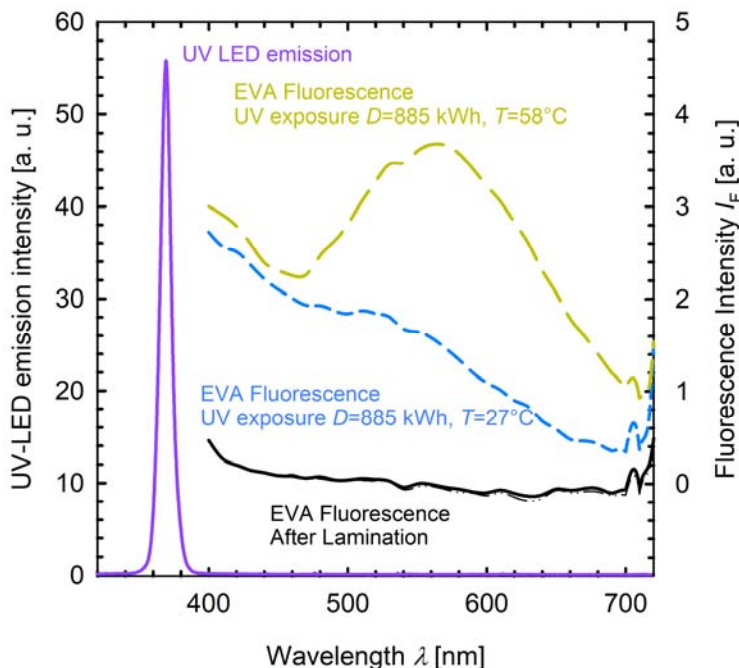


Abb. 1. Emissionsspektrum der im FLOIS eingesetzten UV Strahler mit UV-Pass-Filter und Fluoreszenzemissionsspektren eines EVA Materials bevor und nach künstlicher UV Belastungsdosis D.

Eine Testversion von FLOIS bestehend aus einem abbaubaren Aluminiumgerüst auf dem schwarzen Cordura Stoff bespannt wurde gebaut. Dieser Aufbau hat ein Gewicht von 10 kg. Die damit gebildete Haube enthält eine Spiegelreflex Kamera und zwei LED Felder. Die Kamera ist mittig platziert und umgerüstet mit einem UV Filter, der das LED Licht absorbiert und einem Weitwinkel Objektiv, um ein vollständiges PV-Modul mit 72 Solarzellen auf einem Bild aus einer Distanz von 80 cm aufnehmen zu können. Die Kamera und die Lampen werden mit einem Rechner gesteuert und mit einem Lithium Ion Akku versorgt. Der Rechner und der Akku befinden sich zum einfachen Transport in einem Rucksack. Der Operator startet die Aufnahme durch Fernsteuerung mit einem Smartphone. Mit dem Smartphone kann die Aufnahme direkt eine geprüft werden. Bei jedem PV-Modul werden zwei Bilder aufgenommen: ein Bild ohne UV Bestrahlung (Dunkelfeld-Aufnahme) und ein Bild mit UV Bestrahlung. Das Messprogramm subtrahiert von der UV-Bildaufnahme automatisch das Dunkelfeldbild, um unerwünschtes Fremdlicht wie zum Beispiel das Tageslicht das zwischen den Zellen durch die Rückseitenfolie gelangt zu kompensieren. Mit FLOIS ist es möglich, Fluoreszenzbilder von Modulen im Feld mit einer Geschwindigkeit von bis zu 200 Modulen pro Stunde, aufzunehmen. Abb. 2 zeigt ein Bild des FLOIS im Einsatz in einem Solarpark in 2016.



Abb. 2. Fluoreszenz Outdoor Inspektion System im Einsatz in einer Freifeld Photovoltaik Anlage.

In einer zweiten optimierten Variante wurde die Möglichkeit zu Elektrolumineszenzaufnahmen mit FLOIS implementiert. Dafür wurde der IR-Licht durchlässige Cordura Stoff durch Polypropylen Platten ersetzt, die den Infrarotanteil der Tageslichts absorbieren. Die mechanische Stabilität der Platten ermöglicht den Einsatz eines leichteren Gerüsts als in der alternativen Ausführung von FLOIS. Das Gewicht der Haube wird damit auf 8 kg reduziert. Die Gewichtsersparnis erlaubt ein Platzieren des Rechners in der Form eines MiniPCs auf die Haube. Der Akku kann in einer bequemen Gürteltasche transportiert werden, dadurch entfällt die Notwendigkeit des Rucksackes. Die Steuerung des bildschirmlosen Rechners erfolgt dann ausschließlich über das Smartphone mit einer WiFi Verbindung.

Für die Durchführung von Elektrolumineszenzmessungen wird der UV Filter der Kamera durch ein Langpass Filter mit einer Filterkante von 850 nm ersetzt, der für das Elektrolumineszenz Signal im Infrarot Wellenlängenbereich durchlässig ist.

Mit FLOIS wurden mehrere PV-Anlagen untersucht und verschiedene bisher unbekannte Fluoreszenzmuster wurden identifiziert. Diese werden zusammen mit Interpretationen bezüglich deren Ursache in der Beschreibung der Ergebnisse in AP4 beschrieben.

Beim TÜV Rheinland in Köln wurden mit Hilfe des FLOIS-Tools PV-Module inspiziert, die bei vom TÜV durchgeführten EL-Aufnahmen verschiedene Schäden aufgewiesen haben. Abb. 3 zeigt einen Vergleich zwischen EL- und FL-Aufnahmen von charakteristischen Fehlern. So haben wir bestätigt, dass die Wärmeunterschiede, die durch elektrische Defekte der Zellen oder der Verbinder entstehen, die Degradation und die UV-Fluoreszenzintensität des Einbettungsmaterials beeinflussen. Damit eignet sich FLOIS auch für die Detektion von heißen Zellen, heißen Anschlussdosen und Kurzschlüssen im PV-Modul. Die mit der Detektion von Fluoreszenzauslöschung entdeckten Risse führen nicht unbedingt zu einer Einschränkung der Modulleistung. Allerdings führen die kritischen und leistungseinschränkende Risse zu einer Isolierung eines Zellteils und so zu einer Erhöhung der Temperatur dieser Zelle. Diese Temperaturerhöhung kann wie oben beschrieben auch mit FLOIS nachgewiesen werden. Somit kann die UV-Fluoreszenztechnik, besser als die EL Methode, Informationen über die Leistungsminderung aufgrund von Zellbrüchen liefern. Die Detektion von Hotspots ist besonders brandschutzrelevant. Diese Hotspots können mit der Anwendung von FLOIS wesentlich einfacher detektiert werden als mittels Elektrolumineszenz.

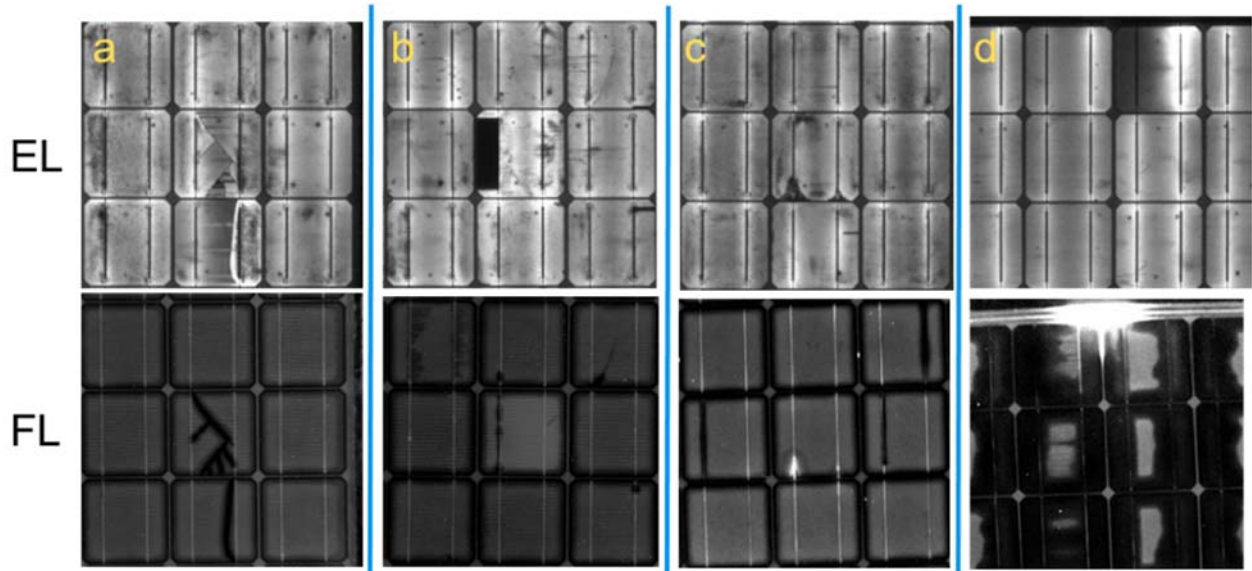


Abb. 3 Elektrolumineszenz (EL, oben) und Fluoreszenz (FL, unten) von verschiedenen Moduldefekten. a) Risse ohne Leistungsbeeinträchtigung, b) Riss mit inaktivem Zellteil (mittlere Zelle), c) Kurzschluss (Hotspot), d) Heiße Anschlussdose und abgetrennter Zellverbinder.

Unter den besichtigten Anlagen befanden sich Freifeldanlagen sowie dachmontierte Anlagen aus kristallinem Silizium. In Bozen wurde das EURAC Testfeld untersucht, das aus unterschiedlichen PV-Modul-Typen aufgebaut ist. Die Untersuchungen haben folgende Ergebnisse gezeigt:

- Die UVF Methode ist für die Untersuchung von auf kristallinem Silizium basierten Modulen geeignet.
- Die UVF Methode ist für die Untersuchung von CdTe und CIGS Modulen ungeeignet.
- Bei Glas-Glas Si Module ist das Fluoreszenzbild homogen, da kein Sauerstoff durch die Rückseite diffundieren kann. Ausschließlich am Rand des Moduls kann eine Auslöschung durch das Eindringen des Sauerstoffs durch die Kante des Moduls stattfinden. Die Zellrisse sind dadurch unsichtbar, jedoch können thermische Eigenschaften beobachtet werden.

Die Bilder in Abb. 4 zeigen besondere Fluoreszenzmuster deren Ursache am Anfang des Projektes noch nicht bekannt waren. Bei der Durchführung der Untersuchungen in AP4 werden einige von diesen Mustern reproduziert.

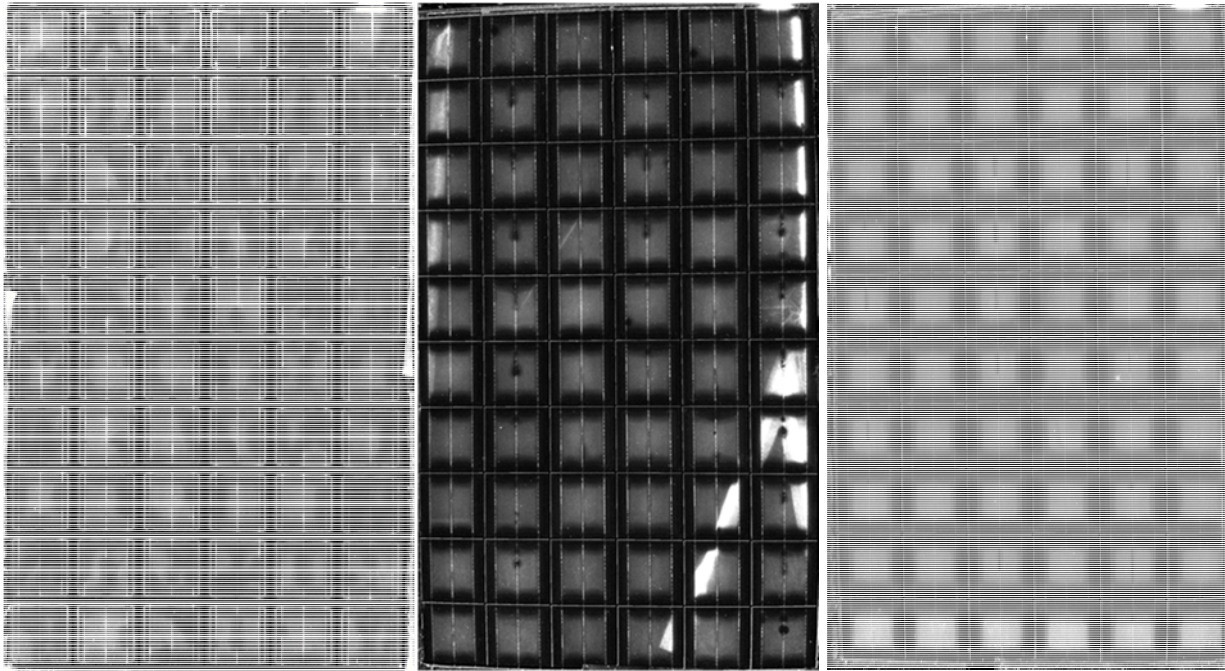


Abb. 4. Ungewöhnliche Fluoreszenzmuster die im Rahmen der Anlagenbesuche beobachtet wurden, für die bei der Zeitpunkt der Beobachtung noch keine Erklärung vorlag.

In den untersuchten Anlagen wurden stichprobenartig Modulstränge mit einem Erfassungsbogen zur visuellen Zustandsbeurteilung von PV-Modulen erfasst

2.1.2 AP2. Bewertung von Fehlermoden (gemäßigte Klimata)

AP2.2 Bewertung vom biologischen Soiling über die Betriebszeit

In diesem Arbeitspaket AP2 wird über das pflanzliche Wachstum auf PV-Modulen in gemäßigten Klimaten berichtet, um ein Modell dieses Fehlers im AP5 zu bilden. Zudem wird die Wirkung von Zinkblechen als Bewuchsinhibitoren getestet. In einer Ortschaft des Kreises Hameln namens Hilligsfeld wurden zahlreiche dachmontierte Anlagen gefunden, die von Lichen (Flechten) befallen wurden. Vier PV-Anlagen wurden nach Ansprache mit deren Eigentümern regelmäßig besichtigt. Alle PV-Module stammen vom selben Hersteller und ihre Vorderseite hat eine strukturierte Oberfläche, deren Struktur eine Tiefe von 0,7 mm und eine Breite von 2 mm aufweist. Die PV-Anlagen haben eine Nennleistung im Bereich von 4 kWp bis 70 kWp und wurden in der Zeitspanne 2010 bis 2013 in Betrieb genommen. Bei den zwei Anlagen Nr. 1 und Nr. 2 ist es möglich, Zugriff auf die Ertragshistorie zu erhalten. Bei den zwei anderen Anlagen (Nr.3 und Nr.4) war die Inverterhistorie lediglich für eine unzureichende Zeitspanne abrufbar. Zwei Anlagen wurden vom Eigentümer im Lauf des vorigen Jahres vor dem Anfang der Studie gereinigt. Die Anlage Nr.2 wurde chemisch mit einem unbekanntem flüssigen kommerziellen Algenvernichter gereinigt ohne mechanische Einwirkung. Die Anlage Nr.4 wurde mit einem Algenvernichter und zusätzlich mit einem Hochdruckreiniger gereinigt. Die Details von den Anlagen werden in der Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2. Liste der regelmäßig besuchten von Flechten befallenen Solaranlagen.

Anlage Nr.	Nennleistung [kWp]	Anzahl Module/Stränge	Installation	Orientierung [°, rwN]	Neigung [°]	Vom Eigentümer gereinigt	Zugriff zu Inverterdaten
1	9,36	38 / 2	Jun 2012	150	38	Nein	Ja
2	8,6	42 / 2	Aug 2010	270	23	Ja, 2015	Ja
3	4,4	18	2013	165	30	Nein	Nein
4	69,1	288		235	~ 20	Ja, regelmäßig	Nein

Abb. 5 zeigt eine Detailansicht der mit Flechten befallenen Anlage 1 in Hilligsfeld. Die Flechten bedeckten am Anfang des Versuchs im August 2017 ca. 8% der Modulfläche nach einer Wachstumsdauer von 4 Jahren. Die Flechten lassen sich ohne spezielle Reinigungsmittel nicht entfernen. Zwei Module der Anlage 1 werden mit einem kommerziellen Flechtenentferner gereinigt. Der Flechtenentferner beinhaltet folgende Inhaltsstoffe: 0,5 g/100 g quaternäre Ammoniumverbindung, gebrauchsfertige Lösung, Desinfektionsmittel. Die Besitzer der Anlagen 2 und 4 haben vor Untersuchungsbeginn selbst eine Reinigung durchgeführt, jedoch wachsen die Flechten wieder nach. Dieses Wachstum ist erst nach ein 2 bis 3 Jahren optisch wahrzunehmen.

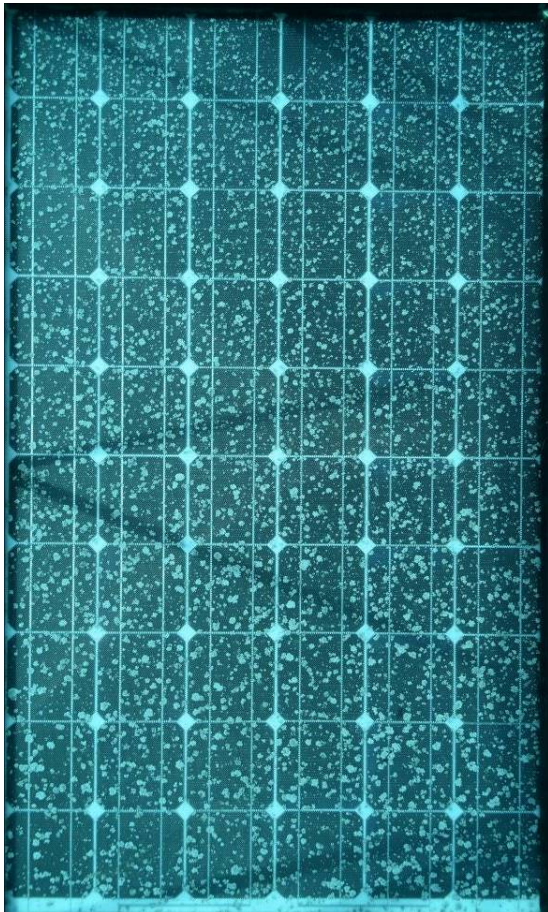


Abb. 5. Beispiel eines mit Flechten bewachsenen Moduls

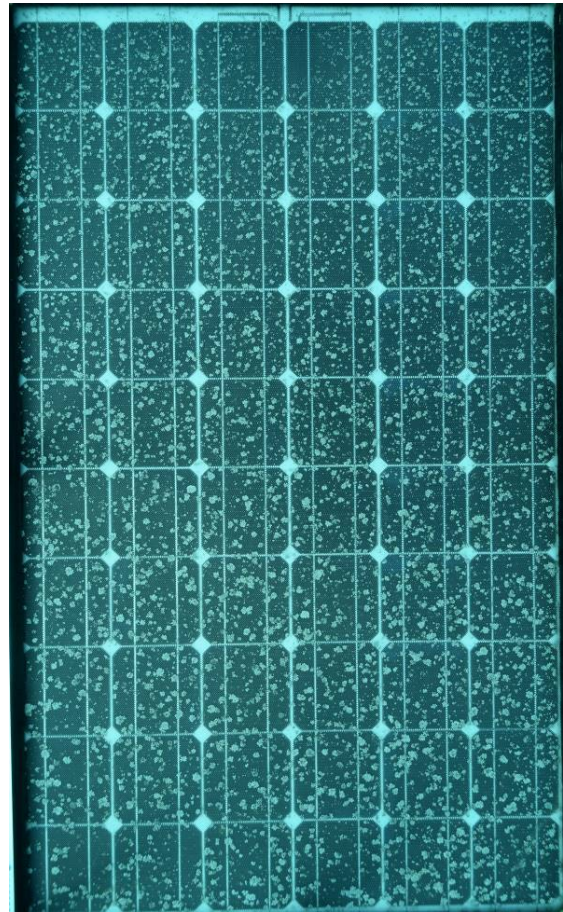
Das Wachstum wird anhand von Fotos dokumentiert. Ein Gestell wurde gebaut, das eine reproduzierbare Positionierung (Abstand, Neigung und Position) der Kamera ermöglicht. Dies erlaubt einen Vergleich der zu verschiedenen Zeitpunkten aufgenommenen Modulbilder. Anhand dieser Bilder beobachten wir das Wachstum der Flechten. Auf den von uns gereinigten Modulen sind 11 Monate nach der Reinigung keine neuen sichtbaren Flechten gewachsen. Die nicht gereinigten Module weisen eine deutliche Vergrößerung der bedeckte Flechtenfläche auf. Tabelle 3 zeigt Ausschnitte von zwei Modulen im August 2017 und Juli 2018. Das rechte Modul wurde mit einem Zinkblech am oberen Rand ausgerüstet. Auf diesem Modul werden ein Teil

der Thalli (Flechtenflecken), insbesondere die, die auf der oberen Zellenreihe wachsen, beschädigt, so dass zwar noch eine Verfärbung erkennbar ist, jedoch die vegetativen Teile des Bewuchses verschwinden. Auf dem nicht mit Zinkblech ausgestatteten linken Modul kann die Flächenzunahme der einzelnen Flechten hingegen gut beobachtet werden.

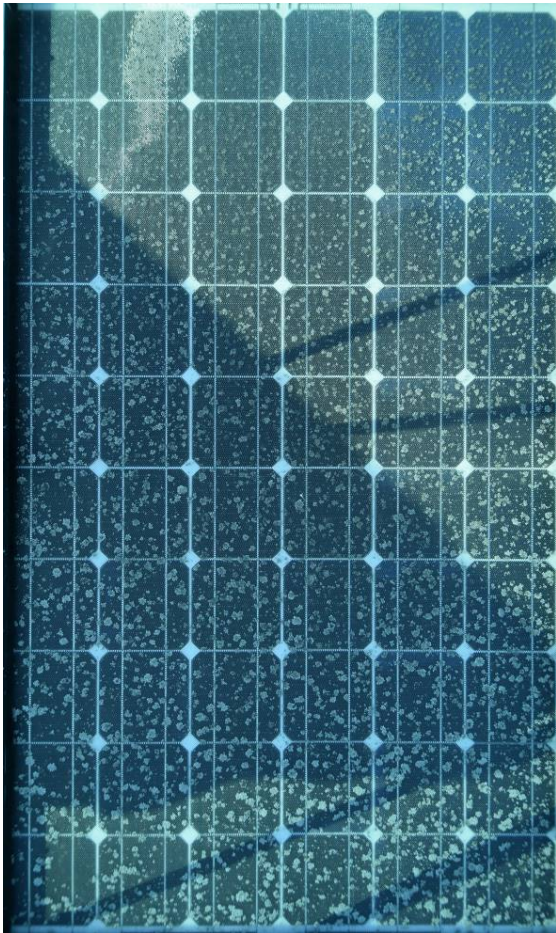
Abb. 6 zeigt das einzige erreichbare PV-Modul der Anlage Nr. 3, dessen obere Kante mit einem Zinkblech umgerüstet wurde. Auch hier wird beobachtet, dass die Dichte der Thalli auf dem Glas über die Zeit abnimmt. In diesem Beispiel ist die Reduzierung der Flechtenfläche auf eine größerer Fläche als bei der Anlage 1 zu beobachten. Zudem wird auf diesem Modul beobachtet, dass ein Dachfenster einen Schatten auf einem Teil des Moduls im Winter wirft. Die flechtenvernichtende Wirkung der Zinkionen ist auf der nie verschatteten Fläche offensichtlich höher. Die Wirksamkeit der Zinkbleche gegen den Bewuchs auf Solarmodulen ist damit nachgewiesen. Hiermit ist der Meilenstein MS II: „Algen und Pilzbewuchs in Fläche reduziert“ erreicht.



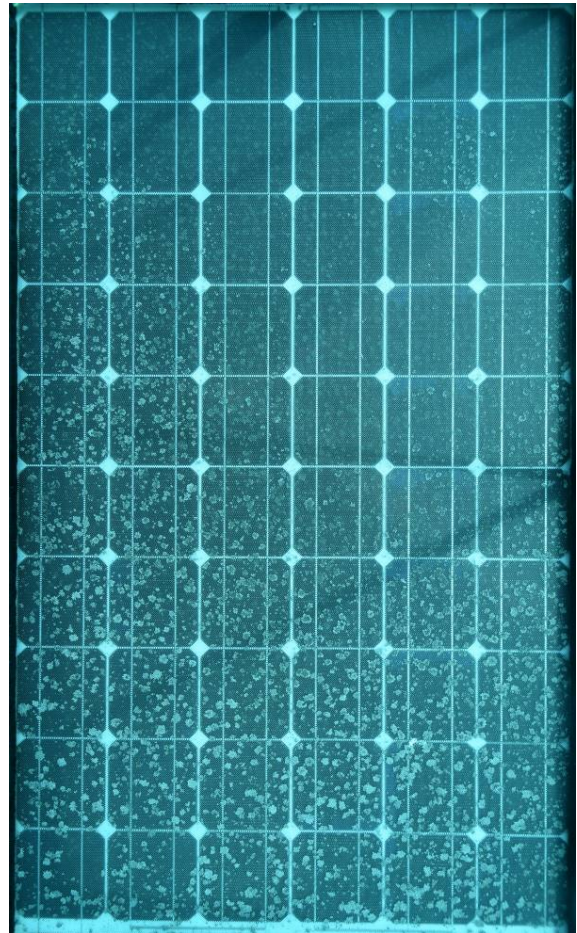
07.09.2017



29.11.2017



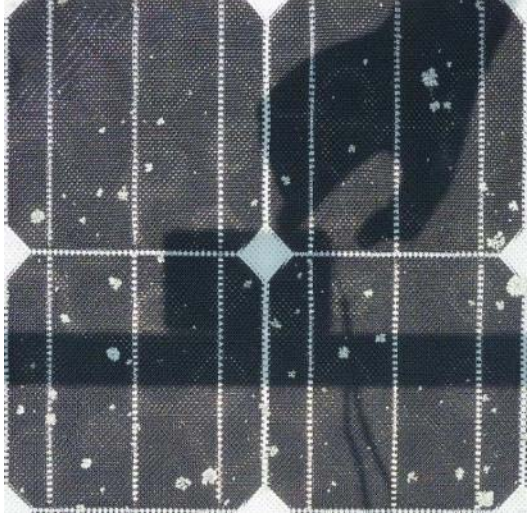
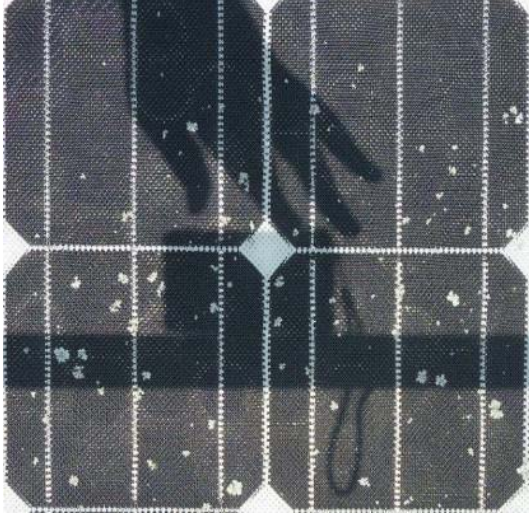
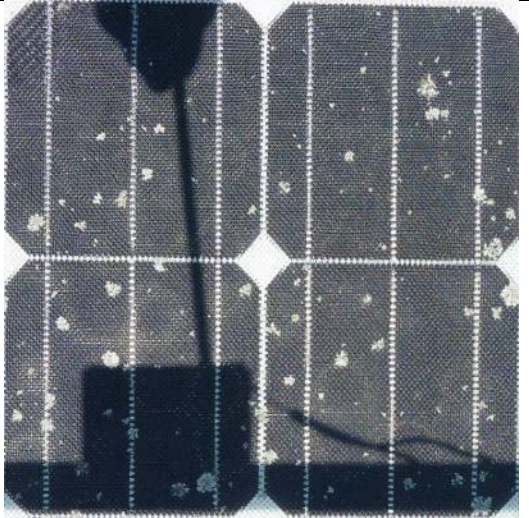
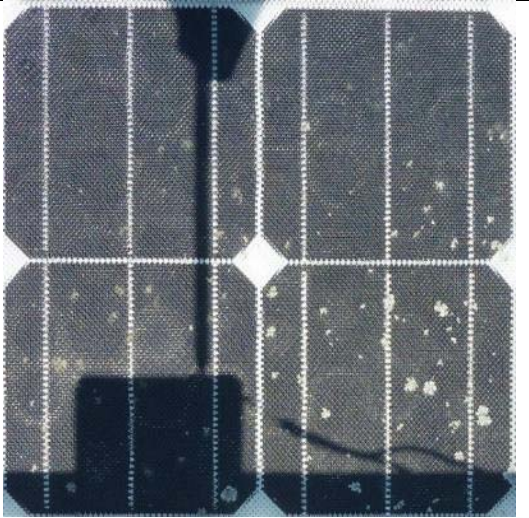
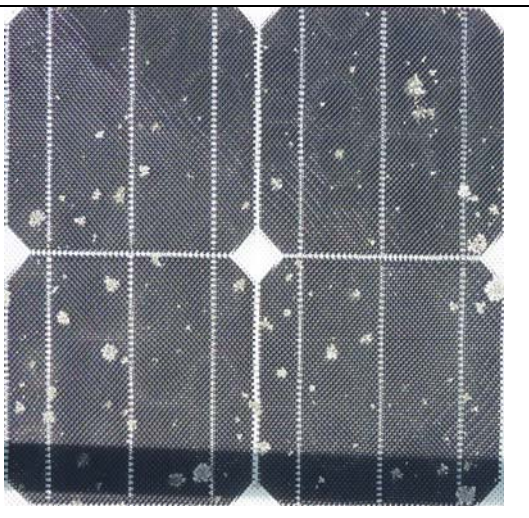
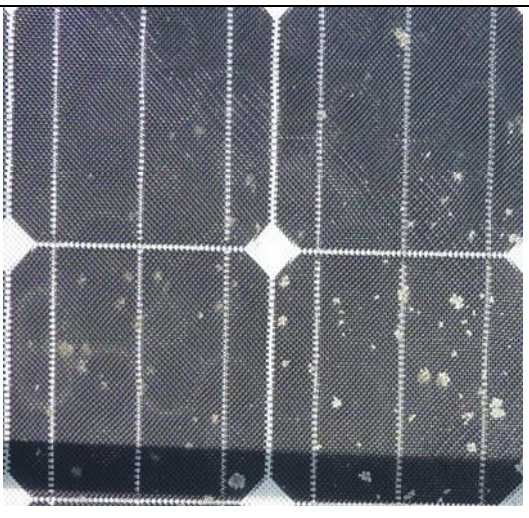
14.11.2018



28.05.2019

Abb. 6. Bildersequenz eines PV-Moduls der Anlage Nr.3 dessen obere Kante mit einem Zinkblech umgerüstet wurde beginnend von der Installation des Zinkbleches (9.2017) über eine Experimentlaufzeit von 20 Monaten.

Tabelle 3. Bilder von zwei ungereinigten PV-Modulen mit Flechtenbewuchs in August 2017 (obere Reihe) und Juli 2018 (untere Reihe). Das Modul rechts wurde mit einem Zinkblech an der oberen Kante ausgerüstet.

	Ohne Zinkblech	Mit Zinkblech
August 2017		
Juli 2018		
September 2018		

Die Ursache für die begrenzte Wirkung der Zinkionen auf den oberen Zellreihen ist nicht bekannt. Es ist möglich, dass bei den Flechten auf den unteren Modulbereichen eine zu geringe Konzentration von Zinkionen durch die zunehmende Verdünnung mit Regenwasser vorliegt, und dadurch dort nur noch eine begrenzte Wirksamkeit vorliegt. Eine Verbesserung der Wirksamkeit könnten die Vergrößerung der Zinkblechoberfläche und die Erhöhung der Kontaktdauer des Regenwassers mit dem Zinkblech erreichen. Es ist weiterhin möglich, dass die Bleche seit ihrer Installation eine Passivierschicht entwickelt haben und die Wirksamkeit wieder nachlässt [13].

Die Anlagen Nr.2 und Nr.4 die vor dem Anfang der Studie von den Eigentümern gereinigt wurden, wurden auch über Zeit beobachtet und das Flechtenwachstum wurde dokumentiert. Die von den Eigentümern angewendeten Reinigungsmethoden und das Datum der Reinigung wurden nicht dokumentiert so dass eine quantitative Auswertung nicht möglich ist.

2.1.3 AP3. Fehlermoden in besonderen Klimaten

Um die Bildung von Algen und Moosen gezielt zu beobachten mussten PV-Module in warmen feuchten Regionen installiert werden. Die ursprünglich geplante Bewitterung von PV-Modulen bei Hanwha Q-Cells in den Tropen war aufgrund des Ausstiegs von HQC nicht mehr möglich aus. Der TÜV Rheinland verfügt über einen Versuchsplatz in Indien in der Nähe von Kanchipuram. Abb. 7 zeigt einen Vergleich der Temperaturen und Niederschlagsmengen am indischen Versuchsplatz und in Hannover. Das Klima in Chennai ist ein tropisches Savannenklima (Aw in der Köppen-Geiger Klassifikation). Dieses Klima ist dadurch charakterisiert, dass der kälteste Monat im Jahr wärmer als 18°C ist und die mittlere Niederschlagsmenge des trockensten Monats beträgt weniger als 60 mm, und weniger als 4 % der jährlichen Niederschlagsmenge durch relativ hohen Temperaturen über das ganze Jahr und eine sehr regnerische Jahreszeit, die mit einer sehr trockenen Jahreszeit wechselt charakterisiert.

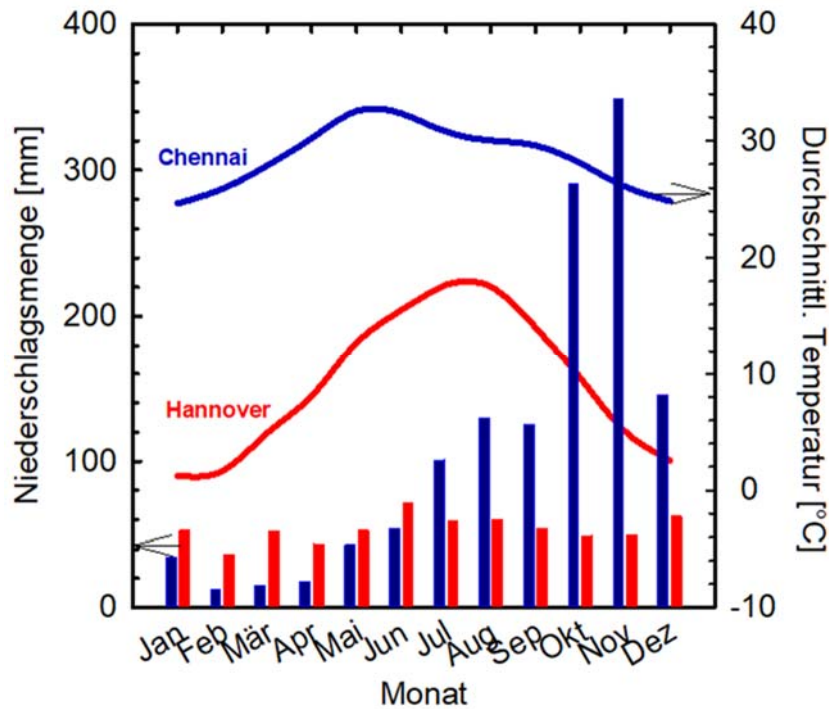


Abb. 7. Niederschlagsmengen und monatliche durchschnittliche Temperaturen in Hannover und Chennai (Indien). Zusammengestellt aus Daten vom Deutschen Wetterdienst und India Meteorological Department.

Auf diesem Versuchsplatz in Indien werden vom TÜV Module ausgestellt und deren Leistung über Zeit aufgezeichnet. Diese Module werden regelmäßig von einem TÜV Mitarbeiter gereinigt. Unter den Modulen entwickelt sich auf dem Betonboden ein grün-grauer Fleck biologischen Bewuchses. Dies weist darauf hin, dass die Temperatur und Feuchtigkeitsbedingungen dieses Wachstum begünstigen. Der Teststand und diese Verschmutzung sind auf der Abb. 8 zu sehen.

Es konnten auf den vorhandenen Modulständern PV-Module und Prüflamine von ISFH ausgestellt werden. Drei Module von Tata Solar, die vor Ort hergestellt und angeschafft worden sind wurden ausgestellt. Jedes Modul wurde an einem Widerstand angeschlossen um die Module in der Nähe des Punktes Maximaler Leistung (P_{mpp}) zu betreiben.

Neben diesen PV-Modulen wurden 1-Zell Lamine ausgestellt, die mit offenen Klemmen elektrisch betrieben werden. Diese Module und Lamine wurden mit Kupfer oder Messingspänen ausgerüstet. Dafür wurde mit einer Maske und einem Rakel einen Streifen Silikondichtungsmasse auf dem Glas über die Querverbinder zwischen dem Rahmen und den oberen Zellen angebracht. Darauf wurden die Späne gestreut und in der Oberfläche des Silikons mit einem leichten Druck eingepresst, sodass die Späne nicht vollständig im Silikon eingesenkt werden um damit unter Bewitterung Metall Ionen freisetzen können.

Die PV-Module weisen in den früheren Stunden des Tages nach der Installation in Januar 2016, während der trockenen Saison, Tauwasser auf der Frontscheibe auf. Dies weist darauf hin, dass auch außerhalb der Regensaison die Moduloberfläche regelmäßig feucht ist.



Abb. 8. Prüfungsstandort Indien. Die drei Testmodule und die sieben Lamine zur Untersuchung der Wirkung von Messing und Zink auf die Entwicklung von biologischem Soiling auf PV Modulen sind auf der ersten Reihe zu sehen.

Die Bewitterungsdauer der PV-Module betrug 32 Monate. Über diese Zeit entwickelte sich keine feste biologische Verschmutzung auf der Moduloberfläche. Die Rückseitenfolien der Module weisen eine haftende Schicht von Verunreinigungen auf.

2.1.4 AP4. Degradation und beschleunigte Alterungsprozesse in Modellsystemen /Minimodulen

AP 4.1.1 Ursachenaufklärung und Entwicklung neuer diagnostischer Verfahren

Um die UV-Fluoreszenzmuster zu reproduzieren, die im Rahmen dieses Projektes in PV-Anlagen beobachtet wurden, wurden am ISFH PV-Module und Probelaminaten auf dem Außenteststand gezielt bewittert oder künstlicher UV Bestrahlung ausgesetzt.

Zeitraumen der Entwicklung von Fluorophoren und der Detektion von Modulfehlern

Eine Reihe von Versuchen wurde durchgeführt um die Zeiträume der Fluoreszenzerscheinung und -auslöschung unter natürlicher Bestrahlung einzuschätzen. Dabei wurden zwei PV-Module auf dem Dach des ISFH installiert, um diese wie in einer PV Anlage altern zu lassen. Zwei PV-Module (A/B) wurden kurzgeschlossen installiert, um auch den Einfluss unterschiedlich warmer Zellen auf die Fluoreszenz zu dokumentieren. Im Kurzschluss werden einige der Solarzellen, die einen geringeren Kurzschlussstrom als die anderen Solarzellen aufweisen warm, weil sie durch die anderen Zellen in Rückwärtsrichtung polarisiert und bestromt werden. Modul A ist ein Modul, das vor dem Experiment nicht der Sonne ausgesetzt wurde. Abb. 9 zeigt links die Rückseitentemperaturen der Solarzellen vom PV-Modul A im Kurzschlussbetrieb bei einer Bestrahlungsstärke von ca. 800 W/m^2 und einer Umgebungstemperatur von 28°C . In Abb. 9 rechts ist das Fluoreszenzbild des PV-Moduls nach 398 kWh/m^2 Tageslichtbestrahlung (77 Tage) dargestellt. Die Fluoreszenzaufnahme erfolgt nach Abkühlung des Moduls auf 25°C im

Labor. Die Intensität der UV-Fluoreszenz des Einbettungsmaterials vor den Solarzellen nimmt schneller zu, je wärmer die Solarzellen während der Außenbewitterung waren.

55	55	53	54	56	56	56	57	59	59
58	73	61	67	60	63	60	68	58	57
57	59	65	58	58	60	59	61	56	57
58	70	58	59	59	63	64	67	59	59
57	64	58	56	57	56	60	63	66	60
54	65	58	58	59	59	59	60	57	55

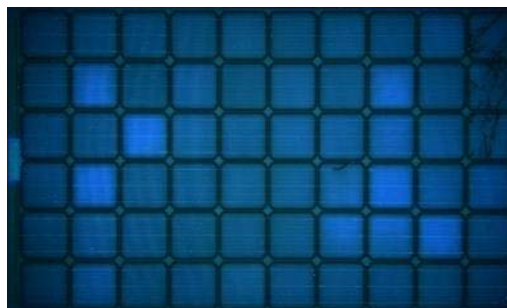


Abb. 9. (links) Rückseitentemperaturen der Zellen in °C des kurzgeschlossenen Moduls A unter einer Bestrahlungsstärke von ca. 800 W/m² und einer Umgebungstemperatur von 28°C; (rechts) Fluoreszenzbild des Moduls A nach 398 kWh/m² Tageslichtbestrahlung.

Abb. 10 zeigt die flächengemittelte Fluoreszenzintensität gemessen über 2 Zellen als Funktion der Zeit. Die Auslöschung der ursprünglichen Fluorophore, die durch den Laminationsprozess entstehen, erfolgt innerhalb der ersten 6 Tage (30 kWh/m²). Die UV-Fluoreszenzintensität nimmt anschließend mit der Zeit wieder zu. Die Messung der Fluoreszenzintensität über zwei Zellen die Betriebstemperaturen im Kurzschlussmodus von 56°C bzw. 65°C bei den oben genannten Betriebsbedingungen aufweisen zeigt, dass der Temperaturunterschied bereits nach einer Bestrahlung von 100 kWh/m² (ca. 3 Wochen im Sommer) zu einem unterscheidbarem Fluoreszenzintensitätsunterschied führt. Dies zeigt, dass die UV-Fluoreszenzmethode schon nach ein paar Monaten Betrieb bei neu installierten PV-Modulen Solarzellen mit ca. 10°C historischem Betriebstemperaturunterschied nachträglich erkennen kann.

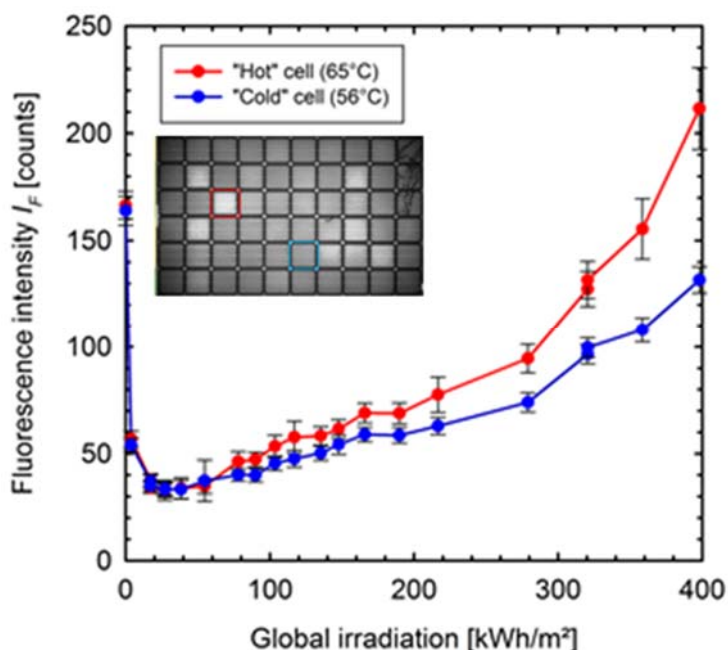


Abb. 10. Fluoreszenzintensität I_F gemessen auf zwei Solarzellen mit unterschiedlichen historischen Betriebstemperaturen als Funktion der Bestrahlungsdosis.

Modul B war 4 Jahre auf einem Carport installiert. Solarzellen im Modul B werden absichtlich gebrochen, um die Fluoreszenzauslöschung über Zellrissen zeitabhängig zu untersuchen. In dem vorgealterten Modul B erzeugen wir einen neuen Zellriss und das Modul wird weiter Outdoor bestrahlt. Abb. 11 zeigt die gemessenen Fluoreszenzintensitäten senkrecht zu einem alten (links), sowie zu einem neuen (rechts) Zellriss als Funktion der Bestrahlungsdosis. Über dem neuen Zellriss ist bereits nach einer Bestrahlungsdosis von $5,3 \text{ kWh/m}^2$ eine deutliche Reduzierung der Fluoreszenzintensität durch Fluoreszenzauslöschung zu erkennen. Das Fluoreszenzintensitätsprofil über dem alten Riss bleibt im Minimum konstant, während die Breite der Auslöschung mit der Zeit unregelmäßig schwankt. Die Fluoreszenzintensität über dem neuen Riss nimmt mit der Bestrahlungsdosis ab, die Breite der Intensitätsverteilung verändert sich unregelmäßig. Nach drei Monaten Outdoor-Bestrahlung, entsprechend einer Dosis von $85,8 \text{ kWh/m}^2$, ist die Fluoreszenzintensität über dem neuen Riss immer noch intensiver als über dem alten Riss. Eine Unterscheidung von neuen und alten Rissen ist zu diesem Zeitpunkt somit aufgrund des Intensitätsunterschieds noch möglich.

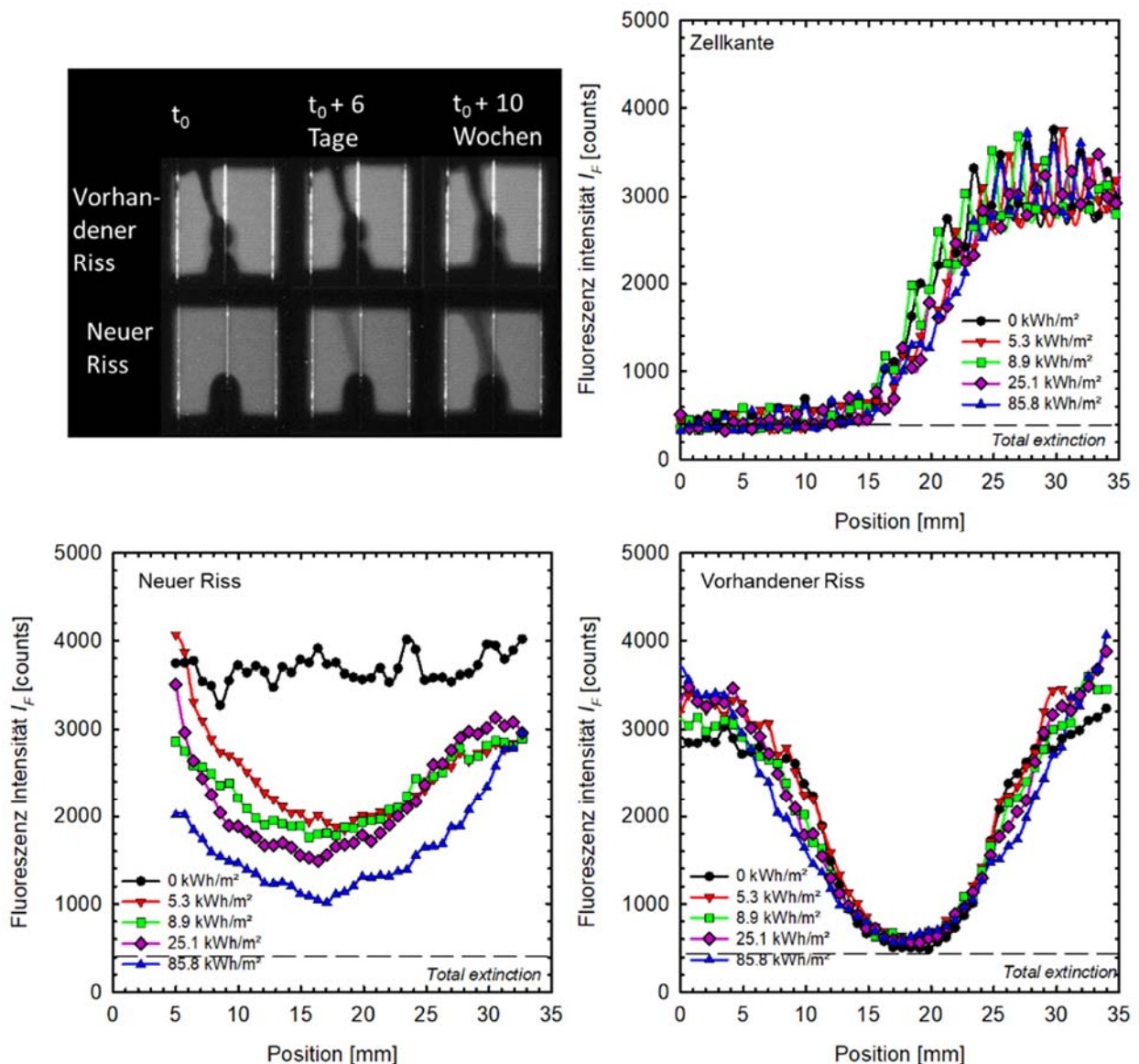


Abb. 11. Fluoreszenzintensität, gemessen senkrecht zu den Rissen in einem Modul. Links: 4 Jahre alter bestrahlter Riss, rechts: Riss, erzeugt am Anfang der Messreihe.

Im zweiten Halbjahr 2016 werden 1140 Module aus 3 Anlagen untersucht: eine Dachanlage, Baujahr 2014 (Anlage 1) und zwei PV-Feldanlagen (Anlage 2 und 3) innerhalb desselben Landkreises in NRW. Die Feldanlagen 2 und 3 wurden von demselben Installateur mit den gleichen Materialien und dem gleichen Modultyp geplant und im Jahr 2012 gebaut. Die Anlagen 1 und 2 wurden durch einen lokalen Hagelschlag im Juni 2016 beschädigt. Die Anlage 3 ist nicht von dem Hagelschlag betroffen. Wir untersuchen Module der Anlage 1 acht Wochen nach dem Hagelereignis, mit der UV-Fluoreszenz- sowie mit Elektrolumineszenz-Methode. Die Anlage 2 wird fünf Monate nach dem Hagelschlag untersucht. In den Fluoreszenzaufnahmen der Anlage 1 ist es möglich, einen Unterschied der Fluoreszenzintensitäten verschiedener Risse zu erkennen. Sie können in zwei Kategorien, nach dem Fortschritt der Auslöschung ihrer Fluoreszenz eingeordnet werden: Risse mit einer vergleichbaren Auslöschung wie am Zellrand (Vollauslöschung) und Risse mit einer geringeren bzw. nicht abgeschlossenen Auslöschung (Teilauslöschung). Abb. 12 zeigt rechts Detailansichten dieser beiden Risskategorien einer

Fluoreszenzaufnahme von Anlage 1, acht Wochen nach dem Hagelschlag. Die Risse, die nur eine Teilauslöschung aufweisen, zeigen auf dem EL Bild für Hagelschläge typische sternförmige Rissmuster. Für die Anlagen 2 und 3 ist eine solche Aufteilung nicht möglich, da alle erkennbaren Risse bereits eine Vollausslöschung der Fluoreszenz aufweisen.

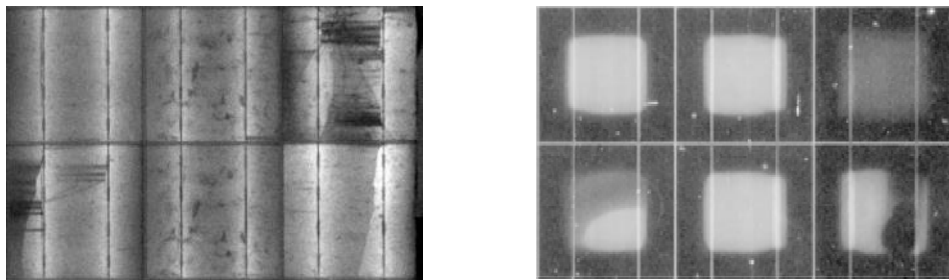


Abb. 12. Detail der Elektrolumineszenz- (links) und der Fluoreszenzaufnahme (rechts) eines PV-Moduls, acht Wochen nach einem Hagelschlagereignis. Die Zelle unten rechts weist einen Riss auf, dessen Fluoreszenzintensität bereits so dunkel wie die der Zellränder erscheint (Vollausslöschung). Die Zellen oben rechts und unten links weisen eine nur abgeschwächte Fluoreszenzintensität bedingt durch eine unvollständige Fluoreszenzauslöschung (Teilausslöschung) auf.

Einfluss der Temperatur des Moduls und des Messsystems auf die Fluoreszenzintensität während der Messung

Die Fluoreszenz-Quantenausbeute von Fluorophoren ist definiert als das Verhältnis zwischen emittierten Photonen und absorbierten Photonen einer bestimmten Substanz. Da die Absorption eines Photons zu einem angeregten Zustand führt, ist diese Fluoreszenzquantenausbeute abhängig von der Konkurrenz zwischen strahlender und nicht-strahlender Deaktivierung. Beide Deaktivierungsmechanismen haben unterschiedliche Aktivierungsenergien und die Quantenausbeute ist daher temperaturabhängig. Es ist bekannt, dass die Fluoreszenz-Quantenausbeute aromatischer Verbindungen mit steigender Temperatur abnimmt [14].

Um den Einfluss der PV-Modultemperatur auf die UVF-Intensität zu testen, wurde ein PV-Modul in einer Klimakammer temperiert. Das Modul wurde kurz herausgenommen, um ein UVF-Bild aufzunehmen. Der Messaufbau bestand aus der Kamera und den LED-Arrays, die während der Messungen zwischen 20°C und 25°C gehalten wurden.

Abb. 13 zeigt die über eine Zelle eines gealterten, fluoreszierenden Moduls gemessene UVF-Intensität in Abhängigkeit von der Modultemperatur. Die UVF-Intensität wurde einmal während der Erwärmung des Moduls von -15°C auf 65°C und einmal während der Abkühlung im gleichen Temperaturbereich gemessen. In diesem Versuchsaufbau zeigt die UVF-Intensität keine Hysterese in Abhängigkeit von Erwärmung und Abkühlung des Moduls. So haben wir gezeigt, dass die temperaturbedingten Veränderungen der Fluoreszenzintensität reversibel sind und somit durch den Versuch keine weiteren Fluoreszenzmoleküle gebildet wurden. Aus Abb. 13 lässt sich daher schließen, dass die UVF-Intensität des gealterten Moduls abnimmt, wenn die Temperatur des PV-Moduls erhöht wird.

Der Wirkungsgrad von Leuchtdioden nimmt mit steigender Temperatur ab. Ebenso wird bei UV-LEDs [15] eine Verschiebung der Spitzenwellenlänge von bis zu 8 nm zu höheren Wellenlängen durch Erhöhung der Temperatur von 20°C auf 120°C beobachtet. Wird die UV-LED-Temperatur unabhängig von der Modultemperatur erhöht, sinkt die Fluoreszenzemissionsintensität des Moduls. Die Temperatur der LEDs steigt während des Betriebs. Aus diesem Grund darf die UVF-Intensität nicht linear mit der Belichtungszeit korreliert sein, wenn die verlängerte Belichtungszeit zu einer relevanten Erwärmung der LED führt. Der Einfluss der Umgebungstemperatur auf die von der LED abgegebene UV-Lichtintensität ist abhängig vom Kühlsystem der LED-Arrays. Um den Einfluss der LED-Temperatur auf die Fluoreszenzmessung zu zeigen, haben wir die UVF-Intensität der gleichen Fläche desselben Moduls wie in Abschnitt 4.1 gemessen. Die Messung erfolgt in einer Klimakammer bei Temperaturen von 0°C bis 45°C. In dieser Konfiguration befinden sich das Modul und die LEDs auf Kammertemperatur, während die Kamera in einem isolierten Gehäuse auf konstanter Temperatur gehalten wird. In Abb. 13 ist die UVF-Intensität in Abhängigkeit der Kammertemperatur dargestellt. In diesem Fall ist der Temperaturkoeffizient der UVF-Intensität fast dreimal höher als der Fluoreszenztemperaturkoeffizient des Moduls allein.

CCD-Arrays (Charge Coupled Device) und CMOS (Complementary Metal Oxide Sensor) sind wie LEDs - Temperatureinflüssen ausgesetzt. Eine steigende Temperatur erhöht den Dunkelfeldstrom jedes Pixelbins und reduziert damit den Empfindlichkeitsbereich der Kamera. Um das Ausmaß des Einflusses der Kamertemperatur auf die UVF-Intensität zu beurteilen, haben wir den gleichen Aufbau wie im vorigen Absatz verwendet, ohne die Kamera zu isolieren. Die in dieser Konfiguration gemessene UVF-Intensität ist in Abhängigkeit von der Temperatur in Abb. 13 dargestellt.

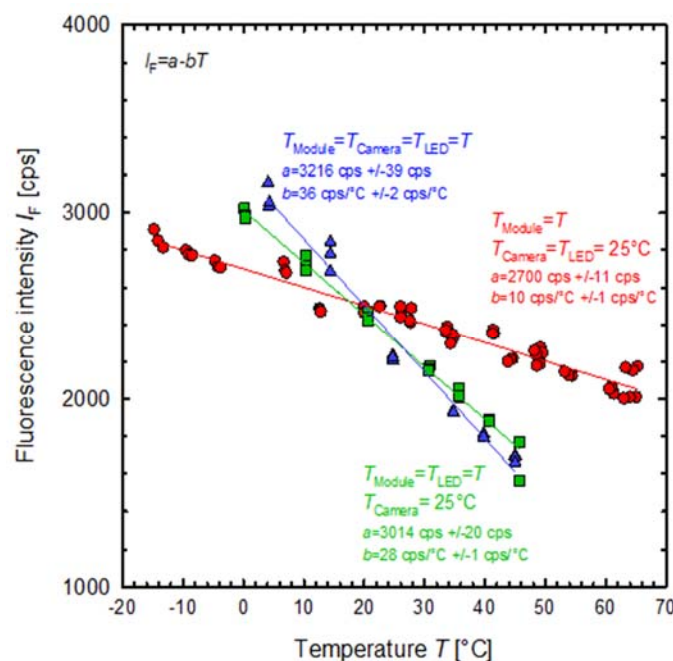


Abb. 13. UVF-Intensität von EVA über einer Zelle in einem PV-Modul in Abhängigkeit der Modultemperatur in verschiedenen Messfällen. In rot (Punkte), für den Fall, bei dem die Temperatur der Kamera und der LED stabilisiert wird, in grün (Quadrate), wenn nur die Kamera temperaturstabilisiert ist. In blau (Dreiecke), wenn alle Systemkomponenten die gleiche Temperatur

wie das Modul haben. Die Linien sind lineare Passungen; Parameter werden mit den jeweiligen Datensätzen angegeben.

Die Temperaturabhängigkeit der UVF-Intensität ist in dieser Konfiguration etwas höher als bei einer Stabilisierung der Temperatur der Kamera. Dennoch ist aus dem Vergleich von drei Kurven ersichtlich, dass die Temperatur der LED-Arrays ein kritischer Faktor ist, gefolgt von der Modultemperatur. Aus diesem Grund wird empfohlen, die UVF-Intensität im Feld bei mittleren Temperaturen im Bereich von 0°C bis 20°C zu messen. Darüber hinaus sollte bei der Konzeption ein adäquates LED-Kühlsystem in das System integriert werden.

Einfluss des Bill of Materials auf das Fluoreszenzmuster

Es wurden im Lauf des Projektes Proben aus verschiedenen Materialien hergestellt und unter künstlichen UV Belichtung belastet. Die Abb. 14 zeigt das Spektrum der künstlichen UV-Bestrahlung und das AM1.5G Spektrum.

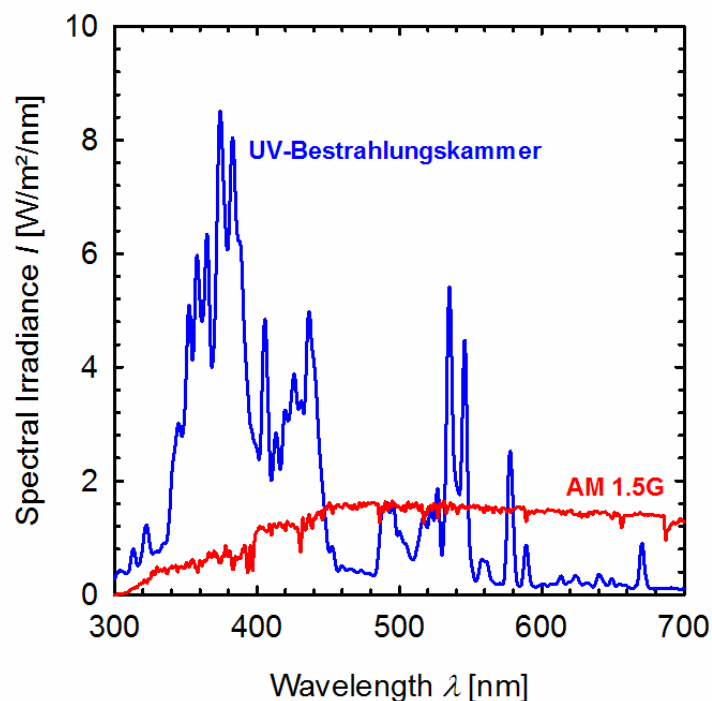


Abb. 14. Spektrum der UV Bestrahlungskammer verglichen zu dem AM 1.5G Spektrum

Es wurde festgestellt, dass die UV Fluoreszenz für die Untersuchung von aus Polyolefinen bestehenden Laminaten geeignet ist, weil Polyolefine ebenso Fluorophoren bilden.

Wir haben außerdem versucht, einige atypische in PV Anlagen gefundene Fluoreszenzmuster zu reproduzieren, um Aussagen über deren Ursachen und damit verbundenen Folgen für die Modullebensdauer treffen zu können.

Es wurden 6 Einzelzelllamine mit den Maßen 20 cm x 20 cm hergestellt. 2 verschiedene kommerzielle Rückseitenfolien (RS1 und RS2) wurden verwendet. Drei Lamine (Nr.1 bis Nr.3) wurden mit einem EVA hergestellt, das im UV bis der Cut-off Wellenlänge $\lambda_{T=10\%} \geq 350$ nm absorbiert. Dieses EVA wurde ebenso für die Herstellung der Demonstratormodule im

Arbeitspaket 6 verwendet. Bei Laminat Nr.2 wurden die beiden äußeren Busbars mit verschiedenen Flussmitteln behandelt. Für die Verkapselung der drei Lamine Nr.4 bis Nr.6 wurden zwei Polyolefine eines Herstellers mit unterschiedlicher Zusammensetzung verwendet. Das Polyolefin PO1 hat eine kurze Cut-off Wellenlänge $\lambda_{T=10\%} \leq 310$ nm und ist damit im UV Bereich transparenter als das PO2 mit $\lambda_{T=10\%} \geq 350$ nm. Diese Materialien sind so konzipiert, dass das UV durchlässige Material PO1 zwischen Zelle und Glasscheibe eingesetzt wird, um den Ertrag der Zelle zu maximieren, während das mehr UV-absorbierende PO2 Material zwischen Zelle und Rückseitenfolie eingesetzt wird, um letztere vor der Wirkung der UV-Strahlung zu schützen. Die Lamine Nr. 4 und 6 haben diese Struktur. Diese Materialien wurden in der vorgestellten Kombination auch für die Herstellung der Demonstratormodule im AP6 verwendet. Das Laminat Nr. 5 besteht ausschließlich aus der UV-durchlässigen Zusammensetzung (PO1). Die Proben wurden unter künstlicher UV Bestrahlung bei einer Temperatur von 60°C belastet. Die Zusammensetzung sowie die Fluoreszenzbilder der Proben vor, während und nach der UV-Bestrahlungskampagne (bis zu einer UV-Dosis von 172 kWh/m²) sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4. Zusammensetzung und Fluoreszenzbilder der 1-Zell laminate bei verschiedenen UV- Bestrahlungsdosen.

ProbeNr.	1	2	3	4	5	6
Mat. vor der Zelle	EVA1 Cut Off 377 nm	EVA1 2 BB mit 2 Fluss- mitteln behandelt	EVA1 Cut Off 377 nm	PO1 (UV- Transparent) Cut Off 305 nm	PO1 (UV- Transparent) Cut Off 305 nm	PO1 (UV- Transparent) Cut Off 305 nm
Mat. hinter der Zelle	EVA1 Cut Off 377 nm	EVA1 Cut Off 377 nm	EVA1 Cut Off 377 nm	PO2 Cut Off 360 nm	PO1 (UV- Transparent) Cut Off 305 nm	PO2 Cut Off 360 nm
Rückseiten- folie	RS1	RS2	RS2	RS2	RS1	RS1
Initialmessung $D = 0 \text{ kWh/m}^2$						
Dosis $D = 33 \text{ kWh/m}^2$						
Dosis $D = 172 \text{ kWh/m}^2$						

Im Initialzustand unmittelbar nach der Lamination fluoreszieren die Lamine aus PO1 und PO1/PO2 intensiver als die Lamine aus EVA. Eine mögliche Erklärung ist, dass die Polyolefine weniger Intensität vom UV Anregungslicht absorbieren, und/oder dass die Reflexion des Anregungslichtes auf der Rückseitenfolie in diesem Fall höher ist. Unabhängig vom Einkapselungsmaterial reflektiert die Rückseitenfolie RS1 deutlich mehr am Rand des Laminats als die Folie RS2. Dieser Randeffect bleibt über die ganze Bestrahlungskampagne erhalten.

Die Lamine Nr.1 bis Nr.3 weisen nach Bestrahlung ein quadratisches Fluoreszenzmuster mit scharfen Rändern auf, die ca. 1,5 cm innerhalb der Grenzen der Solarzellen liegen. Das Laminat Nr. 2 weist Besonderheiten bei den 2 äußeren Busbars der eingebetteten Solarzelle auf. Diese wurden mit verschiedenen Flussmitteln vor der Lamination behandelt. Der linke Busbar fluoresziert stärker als der unbehandelte mittlere Busbar, während der rechte Busbar von einer leichten Fluoreszenzauslöschung umrandet wird. Das Laminat Nr.5 weist keine Fluoreszenz über der Zelle auf. Die Fluoreszenzintensität über der Zelle ändert sich nicht signifikant im Vergleich zu der Fluoreszenzintensität der Initialmessung. Bei diesem Laminat (Nr.5) erscheint die Rückseitenfolie deutlich heller als bei beiden anderen Laminaten (Nr.1 und Nr.6), die dieselbe Rückseitenfolie enthalten. Zudem erscheint um die Zelle herum über der Rückseitenfolie ein hellerer Rahmen, der sich nicht über der Solarzelle ausbreitet. Die Lamine 4 und 6 weisen wie die Lamine 1 bis 3 ein quadratisches Fluoreszenzmuster auf. Dennoch ist dieses Muster bei den Laminaten 4 und 6 im Gegensatz zu dem bei Laminaten 1 bis 3 beobachteten Muster nicht homogen, sondern besteht aus einem hellen Rahmen, der ein dunkles inneres Quadrat umrandet. Die Fluoreszenzintensität in diesem mittleren Quadrat weicht nicht signifikant von der Intensität über der Zelle von Laminat Nr.5 ab.

In den Laminaten Nr. 1 bis Nr. 3 bilden sich Fluorophoren im UV-Blocker enthaltenden Material zwischen der Zelle und dem Glas, weil sich in dieser Zone kein durch die Rückseitenfolie diffundierter Sauerstoff befindet, der die Additive regenerieren kann. Daher bestehen keine Fluorophoren im Material am Rand der Zelle und über die Rückseitenfolie. Auf dem Laminat Nr.2 weist ein von den mit Flussmittel behandelten Busbars eine erhöhte Fluoreszenzintensität auf, während der andere Busbar, der mit einem anderen Flussmittel behandelt wurde, eine niedrigere Fluoreszenzintensität als über die Zelle aufweist. Obwohl im Rahmen von PV-Anlagenuntersuchungen und anderen Bestrahlungskampagnen festgestellt wurde, dass Flussmittelspuren intensiv fluoreszierende Spots entlang der Busbaren verursachen können, müssen wir mit diesem Experiment feststellen, dass Flussmittel auch Fluoreszenzauslöschungen verursachen können.

Die Abwesenheit von Fluorophoren über der Zelle des Laminats Nr.5 nach der Bestrahlungskampagne zeigt, dass das UV-durchlässige Polyolefin (PO1) keine Fluorophore bildet. Die Bildung eines Fluoreszenzmusters bei den Laminaten Nr.4 und Nr.6 über der Zelle im UV-durchlässigen Polyolefin ist hier erstmals gezeigt worden. Diese Lamine enthalten eine Schicht UV-blockierendes Materials zwischen der Zellebene und der Rückseitenfolie. Zur Bildung des beobachteten atypischen Fluoreszenzmusters haben wir folgende Hypothese: Die Additive, die unter UV Bestrahlung zur Bildung von Fluorophoren führen, können vom Material der Schicht hinter der Zelle zum Material vor der Vorderseite der Zelle diffundieren. Diese Diffusion findet möglicherweise hauptsächlich während der Lamination statt, wenn das Einkapselungsmaterial bei Temperaturen zwischen 90°C und 150°C flüssig wird und noch nicht vernetzt ist. Diese Diffusion führt dazu, dass Fluorophoren bildende Stoffe auch oberhalb der Solarzelle im Randbereich

vorliegen. Eine UV-Bestrahlung führt deshalb zum Entstehen eines hellen Rahmens am Rand der Zelle. Diese Diffusion im Laminationsprozess ist zeitlich begrenzt und führt nicht zu einer homogenen Verteilung der Fluorophoren über die ganze Zelle. Innerhalb des hellen Rahmens ist die Fluoreszenzintensität dieselbe wie in der Probe Nr.5, die ausschließlich aus UV-transparenten Materialien besteht. Dies deutet darauf hin, dass die Fluorophoren bildende Substanz nicht weit über den Rand der Zelle diffundieren kann. Zudem, diffundiert der Sauerstoff durch die Rückseitenfolie und quenscht die Fluorophoren direkt am Zellrand.

Mit diesem Ergebnis können wir jetzt die in PV-Anlagen gefundenen Muster verstehen. Abb. 4 zeigt ein Modul aus einer PV-Anlage, das diesen Effekt aufweist.

Das Laminat Nr.5 enthält nur Polyolefinschichten der UV-durchlässigen Zusammensetzung. Dadurch ist die Rückseitenfolie weniger vor der UV Strahlung geschützt als bei allen anderen Laminaten dieser Bestrahlungskampagne. Die fleckenartigen Fluorophoren die in diesem Laminat beobachtet werden stammen daher nicht aus dem Einkapselungsmaterial, sondern aus der degradierten Rückseitenfolie. Ein weiterer Hinweis dafür ist, dass der Schatten der Zelle in dem Fluoreszenzmuster erkennbar ist, weil die Zelle die Rückseitenfolie vor der UV-Strahlung im Zellrandbereich teilweise schützt.

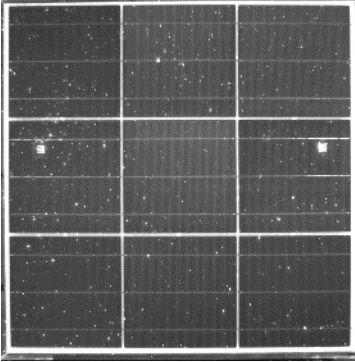
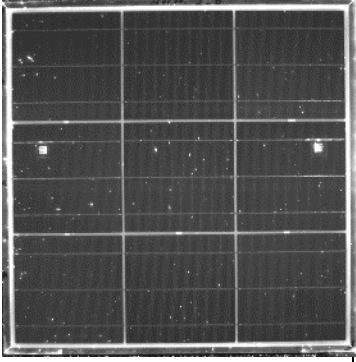
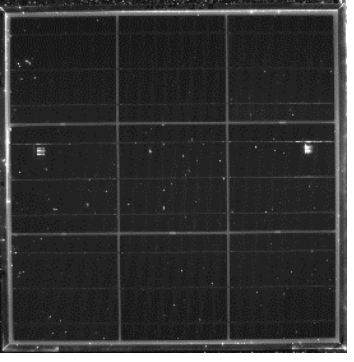
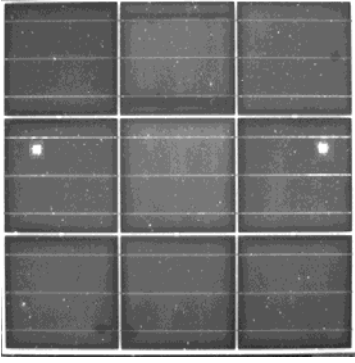
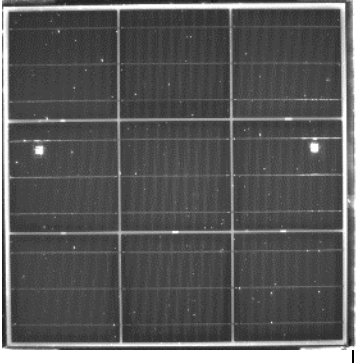
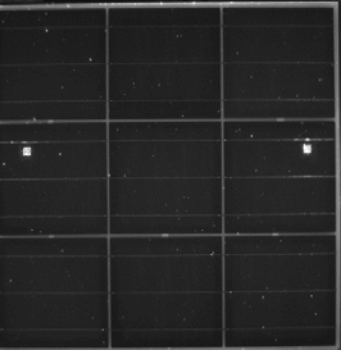
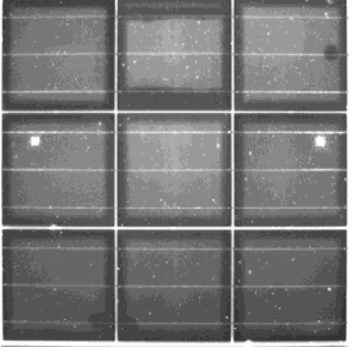
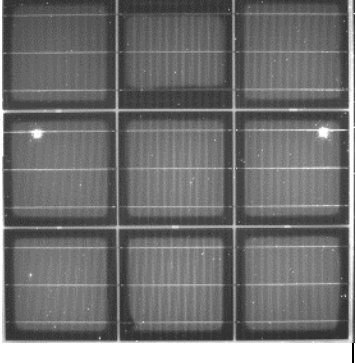
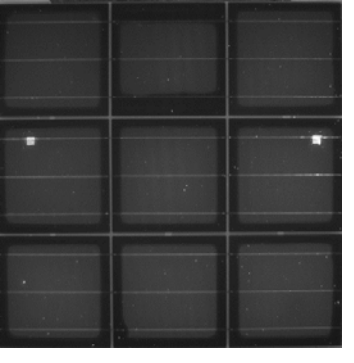
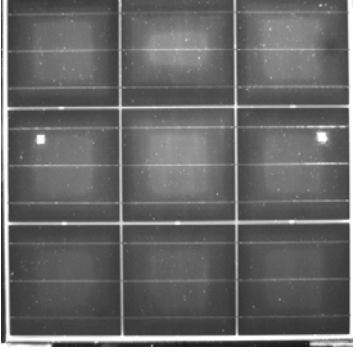
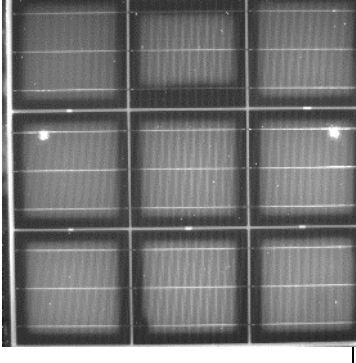
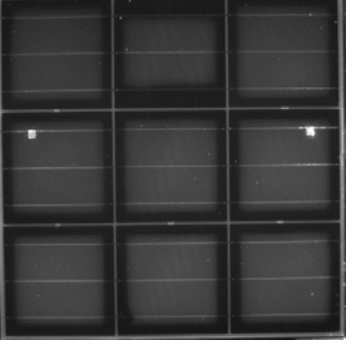
Unterschiedliche Fluoreszenzmuster weisen auf verschiedenen Bill of Materials (BOM) hin. Die unterschiedlichen Fluoreszenzmuster die in Abb.4 zeigen werden wurden in einem einzelnen Park auf Modulen desselben Typs beobachtet. Unterschiedliche Muster wurden innerhalb eines Strings vorgefunden. Dies kann darauf hinweisen, dass Module mit unterschiedlichen zusammen geliefert und installiert wurden.

Effekt der saisonalen Schwankungen auf die Entwicklung von Fluorophoren

In einem weiteren Experiment wurden vier Minimodule, bestehend aus 3 Strings á 3 Zellen für mehr als zwei Jahre (zwischen Oktober 2016 und März 2019) auf dem Außenmessstand des ISFHs installiert.

Die Zellen wurden vor der Lamination methodisch und absichtlich beschädigt. Die gleichen Schäden wurden in allen Laminaten an den gleichen Stellen hinzugefügt. Die gravierenden künstlichen Schäden liegen jeweils auf den mittleren Solarzellen der 3 Strings. Sie bestehen aus einer Zelle mit einem Doppelbruch entlang der äußeren Busbars, einem Verbinderabriss, und einer kurzgeschlossenen Zelle. Die drei Strings jedes Laminats werden seriell verschaltet. Das Modul wird an einem Lastwiderstand angeschlossen, so dass die Module im Außenbereich ungefähr im Arbeitspunkt der Maximalen Leistungserzeugung betrieben werden, um die fehlerhaften elektrischen Schaltkreise unter typischen Betriebsbedingungen zu belasten. Die PV-Module werden für einen Zeitraum von Oktober 2016 bis März 2019 auf unserem Außenteststand am ISFH bewittert. Die im Labor aufgenommenen Fluoreszenzbilder von 2 dieser Module sind in Tabelle 5 für ausgewählten Expositionszeiten dargestellt. Da bei einer der Proben die Fluoreszenzintensität schwach ist müssen die Bilder mit einer langen Belichtung (10 s) aufgenommen werden. Jedoch weist eine der Probe nach 2 Jahren Expositionsdauer eine so starke Fluoreszenz, dass die Belichtungszeit reduziert werden muss um die Sättigung der Kamerasensoren nicht zu erreichen. Für die vergleichende Darstellung werden die UV-Fluoreszenzintensitäten in *counts per second* umgerechnet.

Tabelle 5. Zusammensetzung und Fluoreszenzbilder von 2 9-Zell-Laminaten für ausgewählte Expositionszeitpunkte.

	I.1	II.1	II.1
	10 s	10 s	5 s
	EVA I Cut Off $\lambda_{T=10\%} = 322 \text{ nm}$	EVA II Cut Off $\lambda_{T=10\%} = 377 \text{ nm}$	EVA II Cut Off $\lambda_{T=10\%} = 377 \text{ nm}$
20.10.16			
04.05.17			
12.09.17			
19.04.18			

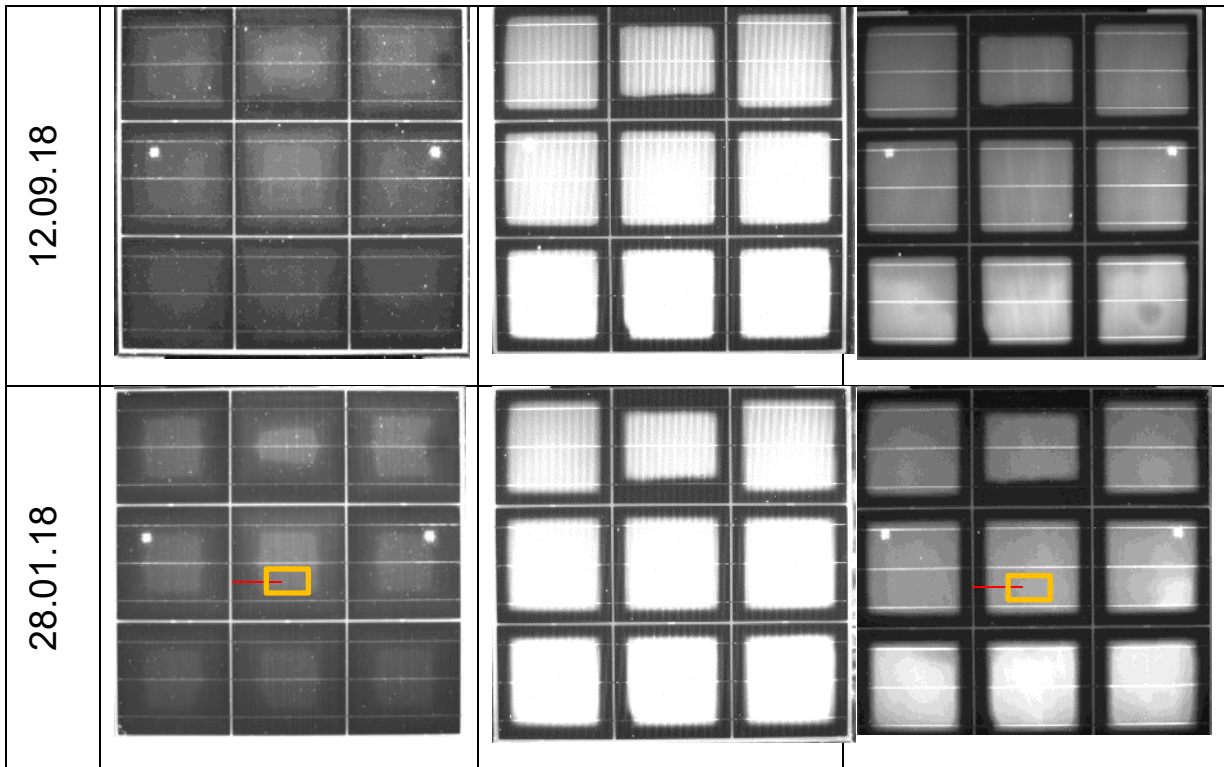


Abb. 15 zeigt die Fluoreszenzintensität als Funktion der Zeit. Die Fluoreszenzintensität ist als mittlere Fluoreszenzintensität in der „Zellmitte“ definiert. Der orange Rahmen auf den Solarzellen in Tabelle 5 markiert den Bereich „Zellmitte“. Die Fehlerbalken stellen die Standardabweichung der Pixelintensitätsverteilung um den Intensitätsmittelwert der gemessenen Fläche dar. Die hohe Standardabweichung resultiert aus der optisch inhomogenen Solarzelloberfläche, die aus Silbermetallisierung und den stark absorbierenden Zellbereichen besteht. Auf der Sekundärachse in Abb. 15 wird die kumulierte horizontale Globalstrahlung winkelkorrigiert [16] dargestellt. Die Zunahme der Fluoreszenzintensität der Laminat II.1 und II.2 über die Zeit ist identisch. Die Fluoreszenzintensität nimmt im ersten Sommer ab Mai 2017 um 50% relativ zu dem Startwert zu, weist im Winter 17-18 eine sehr geringe Zunahme von 10% relativ zum Wert am 9.9.17 auf und nimmt im Sommer 2018 weiter schnell um 100% relativ zum Wert am 19.4.18 zu. Die Rückseitenfolie hat auf die Fluorophorenentwicklung in diesem Bereich keinen relevanten Einfluss. Die Fluoreszenzintensität der Laminat I.1 und I.2 nimmt im Sommer 2017 zu und bleibt im Herbst stabil. Im Frühjahr 2018 wird aber die Fluoreszenzintensität geringer und steigt wieder im Sommer. Jedoch ist diese Zunahme sehr begrenzt und führt nicht zu der Intensität die im Sommer 2017 gemessen wurde. Diese Zunahme liegt innerhalb der Fehlerbalken, entspricht weniger als 10% der Zunahme der Intensität im Material II über dieselbe Zeitspanne und ist damit vernachlässigbar. Im Laminat I.2 nimmt die Fluoreszenzintensität ab Herbst 2017 ab. Das Laminat I.2 unterscheidet sich aber von den anderen Laminaten dadurch, dass alle Zellen gerissen sind und die Sauerstoffdiffusion im ganzen Modul möglich ist. Diese führt zu der Auslöschung der Fluoreszenz im untersuchten Bereich während des ersten Winters.

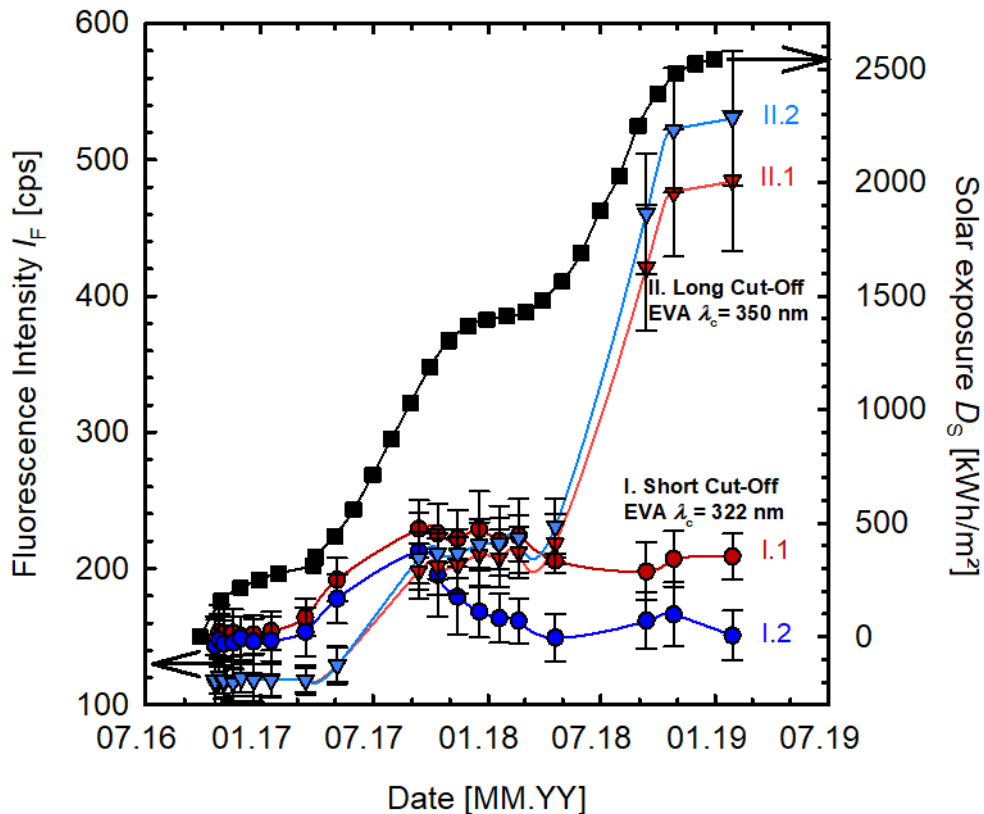


Abb. 15. Fluoreszenzintensität zwischen zwei Busbaren der mittleren Zellen der Laminate der Studie und kumulierte Sonnenglobalstrahlung als Funktion des Datums.

In Abb. 16 wird die Fluoreszenzintensität zwischen den Busbars als Funktion der Position über die Hälfte der mittleren Zelle zu ausgewählten Expositionszeitpunkten dargestellt. Der rote Strich auf den Bildern in Tabelle 5 zeigt die Position der Intensitätsmessung. Abb. 16a zeigt die Fluoreszenzintensitätsprofile im Laminat I.1 (EVA mit kurzwelligem Cut-off) und Abb. 16b zeigt die Intensität im Laminat II.1 (EVA mit langwelligerem Cut-off). Das Laminat I.1 weist über den ersten Winter der Außenbewitterung eine Zunahme der FL-Intensität auf. Diese wird über den ersten Sommer zwischen Mai und September 2017 deutlich verstärkt und bildet eine Stufe. Das im Dezember 2017 gemessene Profil zeigt, dass obwohl die Intensität im mittleren Bereich der Zelle unverändert bleibt, eine Abnahme der Intensität im Randbereich stattfindet, dies führt zu der Bildung einer zweiten Intensitätsstufe. Zwischen Dezember 2017 und April 2018 nimmt die Fluoreszenzintensität im mittleren Bereich ab und die Grenze zwischen den Stufen wird unscharf. Nach dem Sommer 2018 steigt die Fluoreszenzintensität über dem neuen Stufenbereich wieder und nimmt während des Winters 2018-2019 wieder ab. Die maximale Intensität erreicht im Beobachtungszeitraum nicht mehr die Intensität die während des ersten Sommers gemessen wurde.

Das Laminat I.2 weist mit zunehmender Expositionsdauer eine Zunahme der Fluoreszenzintensität auf. Diese Zunahme findet hauptsächlich im Sommer statt. Im Gegensatz zu I.1 findet keine Zunahme im ersten Winter statt. Es wird nach dem ersten Sommer eine Intensität erreicht, die mit der maximalen Intensität von I.1 vergleichbar ist. Nach dem zweiten Sommer (2018) wird die Fluoreszenzintensität des Laminats I.2 deutlich höher.

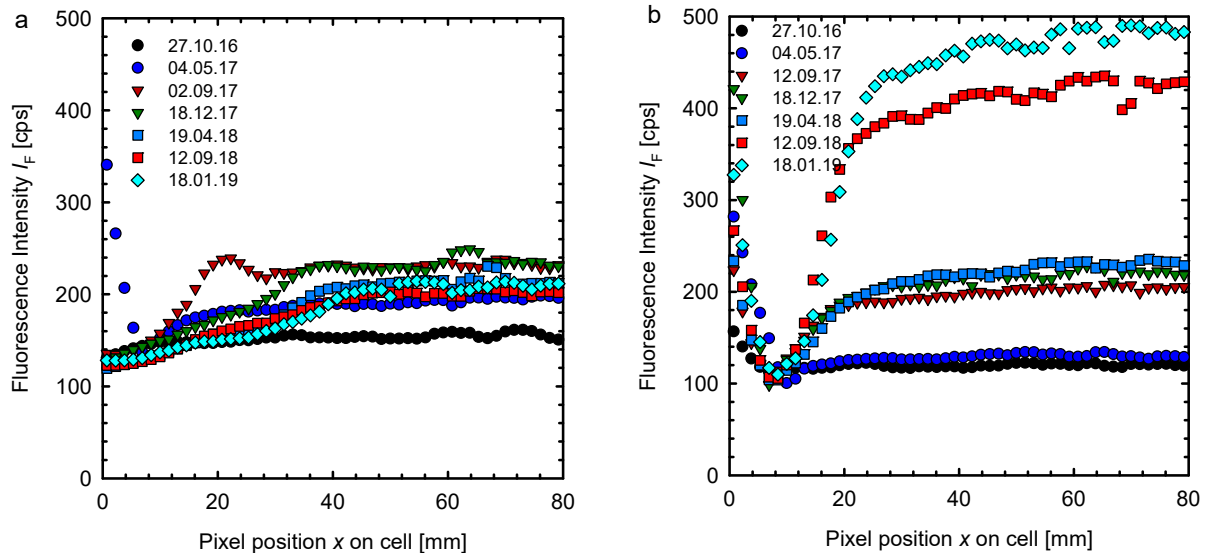


Abb. 16. Linescans der Fluoreszenzintensität über den mittleren Solarzellen von den Laminaten I.1 (a) und II.1 (b). Der rote Strich auf den Bildern in Tabelle 5 zeigt die Position der Linescans.

Abb. 15 und Abb. 16 zeigen, dass die Entwicklung der Fluorophoren in dem UV absorbierenden EVA unter Außenbewitterung demselben Mechanismus folgt, wie es unter künstlicher beschleunigter UV Bestrahlung beobachtet wurde. Die Fluoreszenzintensität nimmt zwischen der Zelle und der Glasscheibe unter Bestrahlung zu, und die Kinetik der Fluoreszenzentwicklung wird durch die Temperatur und die Einstrahlungsstärke gesteuert.

Die sukzessive Fluoreszenzzunahme und Abnahme im EVA mit dem kurzwelligen Cut-Off wurden unter künstlichen UV-Bestrahlung nicht beobachtet. Es kam unter künstlicher Alterung ausschließlich zu einer geringen und nicht bedeutsamen Steigerung der Fluoreszenzintensität. Ebenso wurde unter künstlicher Bestrahlung keine Bildung von verschiedenen Intensitätsstufen im selben Laminate beobachtet. Die begrenzte Zunahme während des ersten Sommers und die Abnahme der Fluoreszenzintensität im Winter während der Außenbewitterung zeigen, dass zwei entgegengesetzter Mechanismen stattfinden. Die Entwicklung von Fluorophoren findet unter starker Einstrahlung statt. Während des Winters sind die Temperaturen niedriger und die UV Einstrahlung geringer als im Sommer. Das Material absorbiert bei Wellenlängen kürzer als 306 nm, um die Bildung von Fluorophoren zu initiieren. Die gebildeten Fluorophore absorbieren in einem langwelligeren Bereich und zumindest bei 365 nm (Anregungswellenlänge bei Fluoreszenzmessung). Die Reaktion die zu der Auslöschung der Fluorophoren führt wird von Photonen im UV Wellenlängenbereich initiiert. Diese Auslöschung bildet entweder die ursprünglichen UV absorbierenden Moleküle zurück reversibel oder bildet eine dritte Substanz.

Es ist in diesem Rahmen möglich folgende Hypothesen zu formulieren die für beide EVA Materialien gelten. Im ersten Sommer findet überwiegend die Fluorophorenbildung statt. Die Sauerstoffdiffusion ist dadurch limitiert, dass der Sauerstoff kontinuierlich verbraucht wird. Im Winter findet die Fluorophorenbildung deutlich weniger statt und Sauerstoff kann durch Diffusion längere Strecken im Laminate zurücklegen. In der Winterzeit führt dann die Sauerstoffdiffusion über einer längeren Strecke zu einer Fluoreszenzabnahme, die zu der Bildung eines zweiten „Rahmens“ im Fluoreszenzmuster (Siehe Zustand 19.04.18 vom Material I.1) führt. Nach Erschöpfung des diffundierten Sauerstoff setzt die Fluoreszenzzunahme fort bis zu dem nächsten Winter. Im Winter findet dann wieder die Teilauslöschung statt, was zu der Bildung von den unterschiedlichen Fluoreszenzrahmen führt.

Dieses Muster wurde mehrmals im Feld beobachtet. Die Abb. 17 zeigt ein Modul, das ebenso davon betroffen wurde. Dieses Phänomen blieb bisher ohne Erklärung.

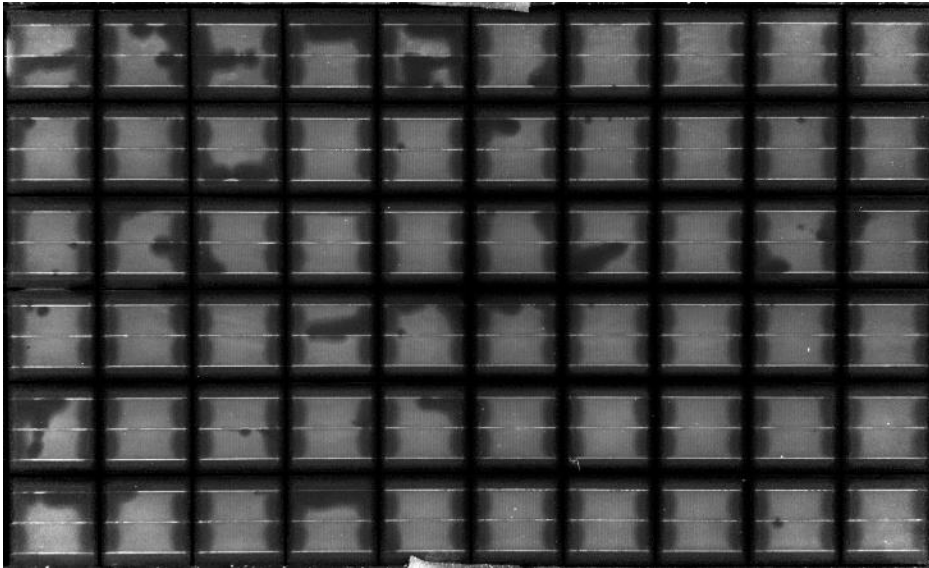


Abb. 17. Modul nach 5 Jahren im Feld in NRW, das mehreren Fluoreszenzintensitätsstufen aufweist.

AP 4.1.3: Bestimmung der Korrelation zwischen EVA-Fluoreszenzintensität und Vergilbung

In diesem Arbeitspaket soll die Vergilbung von EVA untersucht werden. Zudem soll geprüft werden, ob die Fluoreszenzintensität von EVA als Maß für die Vergilbung des Materials benutzt werden kann. Es wurden 3 EVA Folien (A, B, C) untersucht. EVA B weist eine höhere Transmission im UV Wellenlängenbereich als die am Anfang des Projektes handelsüblichen EVA Materialien auf und erlaubt dadurch höhere Modulerträge ermöglichen, sofern die Solarzellen eine befriedigende UV Alterungsstabilität aufweisen. Es werden neun Proben, bestehend aus 2 Schichten EVA Folie zwischen zwei Glasscheiben (12 cm x 12 cm) hergestellt. Zwei Probengruppen werden in einer UV Bestrahlungskammer bei einer Temperatur von 27°C bzw. 57°C bestrahlt. Eine dritte Gruppe wird im Dunkeln bei 57°C behandelt und eine Referenzgruppe wird während des Experiments bei Raumtemperatur im Dunkeln gelagert. Tabelle 6 fasst die Materialien und die Alterungsbedingungen der Gruppen zusammen.

Tabelle 6. Prüfmatrix der Bedingungen der künstlichen Bewitterung der EVA Laminare.

	Dunkellagerung bei Raumtemperatur Referenz-Proben	Dunkelheit 57°C	UV 27°C	UV 57°C
EVA A	X	X	X	X
EVA B (UV transparent)	X			X
EVA C	X	X		X

Von allen Proben werden UV-Vis Spektren in Transmission zwischen 280 nm und 780 nm, sowie Fluoreszenzbilder nach verschiedenen Bestrahlungsdosen aufgenommen. Aus den Fluoreszenzbildern wird 50 mm vom oberen Probenrand ein horizontaler Linescan extrahiert (grüne Linie) Mit dem UV-Vis Spektrometer werden an der selben Position des Linescan Spektren im Abstand von 10 mm aufgenommen (rote Kreuze). Abb. 18 veranschaulicht die Messpositionen auf den Proben.

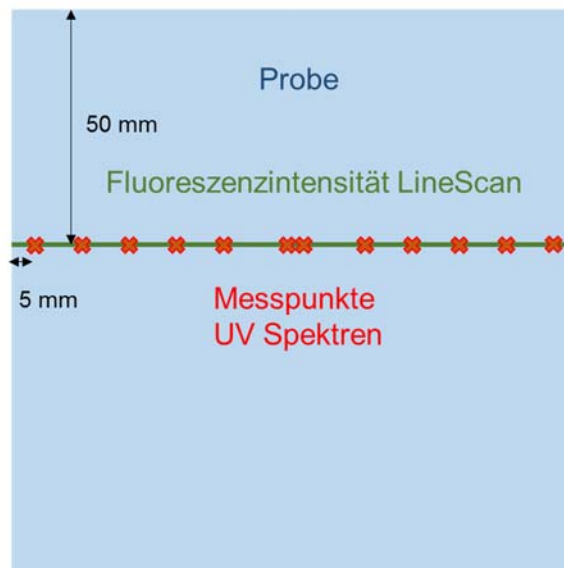


Abb. 18. Darstellung der Messpunkte (rot) der UV-Vis Transmissionsmessungen und der Lage des Linescans Linie (grün) der Fluoreszenzintensität.

Abb. 19 zeigt die Fluoreszenzintensität der Proben als Funktion der UV Bestrahlungsdosis bzw. der Bestrahlungsdauer in der UV Bestrahlungskammer. Unter UV Bestrahlung weisen alle Materialien eine Abnahme der Initialfluoreszenz auf. Die Fluoreszenzintensität der Proben EVA A und EVA C, die der UV Bestrahlung ausgesetzt sind, nimmt mit steigender Dosis exponentiell zu. Die Fluoreszenzintensität ist beim Material EVA A mit höherer Bestrahlungstemperatur (57°C) höher als bei niedriger Bestrahlungstemperatur (27°C). Die Fluoreszenzintensität von EVA B bleibt nach dem initialen Abfall ab 6 kWh/m² innerhalb der Messabweichung konstant. Zum Vergleich wird die Fluoreszenzintensität der Probe EVA A, die in Dunkelheit bei 57°C gelagert wurde in Abhängigkeit der Belastungszeit dargestellt. Beide Proben, sowohl die beheizte Probe ohne UV Bestrahlung (EVA A 57° Dark) als auch die bestrahlte EVA B Probe (EVA B 57°C UV) entwickeln keine Fluorophoren.

Alle beheizten Probe ohne UV Bestrahlung entwickeln keine Fluorophoren. Aus diesen Beobachtungen leiten wir die folgenden Schlussfolgerungen ab:

- Fluorophoren, die durch den Laminationsprozess entstehen [5,7] werden durch eine geringe UV Dosis von ca. 6 kWh/m² ausgelöscht.
- Die UV Bestrahlung ist erforderlich, um die Entwicklung von Fluorophoren zu fördern. Eine Temperatur nahe der üblichen Modulbetriebstemperatur ohne UV Bestrahlung führt zu keiner Fluorophorenbildung.
- Höhere Temperaturen beschleunigen die die Entwicklung von Fluorophoren unter UV Bestrahlung.
- UV transparente EVAs entwickeln möglicherweise keine Fluorophoren durch UV-Bestrahlung.

Diese Schlussfolgerungen stimmen mit den Beobachtungen aus der natürlichen Bewitterung von Modulen im Feld überein.

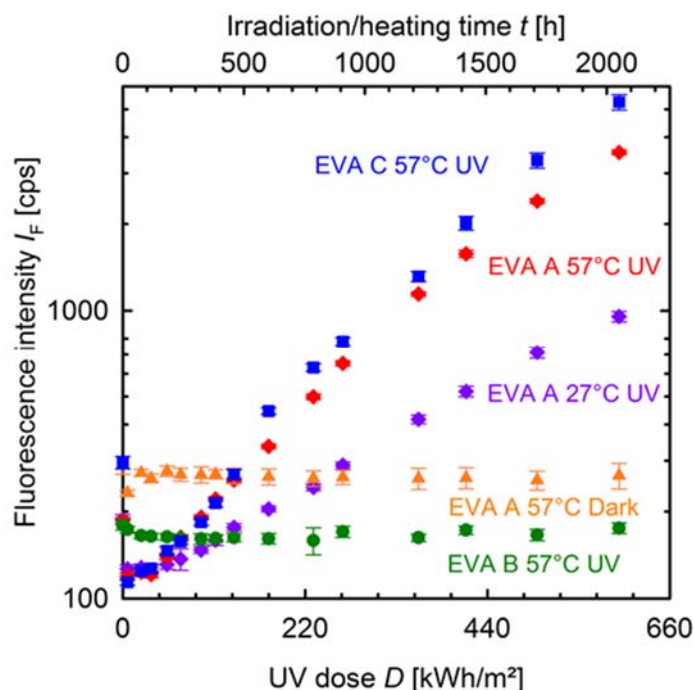


Abb. 19. Fluoreszenzintensität von EVAs als Funktion der UV-Bestrahlungsdosis.

Im Folgenden werden UV-Vis Spektren und Fluoreszenzintensitätsmessungen von ausschließlich einem EVA Material (EVA A, bei $T = 57^{\circ}\text{C}$ UV bestrahlt) beispielhaft analysiert.

Um die Vergilbung des Materials zu quantifizieren, werden anhand der UV Spektren im Wellenlängenbereich [380 nm, 780 nm] der Vergilbungsindex, auf Englisch Yellowness Indexes (YI), nach der Norm ASTM E313 mit der CIE D65 Standard Lichtquelle gerechnet. Diese Methode ist ein Farbindustriestandart zur Bewertung der Farben und Farbänderungen.

Abb. 20 zeigt die Fluoreszenzintensität der Probe als Funktion der Messposition und der UV-Strahlungsdosis. Am Rand des Laminats entwickeln sich keine Fluorophoren auf einer Breite von

ungefähr 1,5 cm. Dieser Rand bleibt unverändert während der ganzen Bestrahlungskampagne. Die Fluoreszenzintensität in der Mitte der Probe nimmt progressiv mit der Dosis zu.

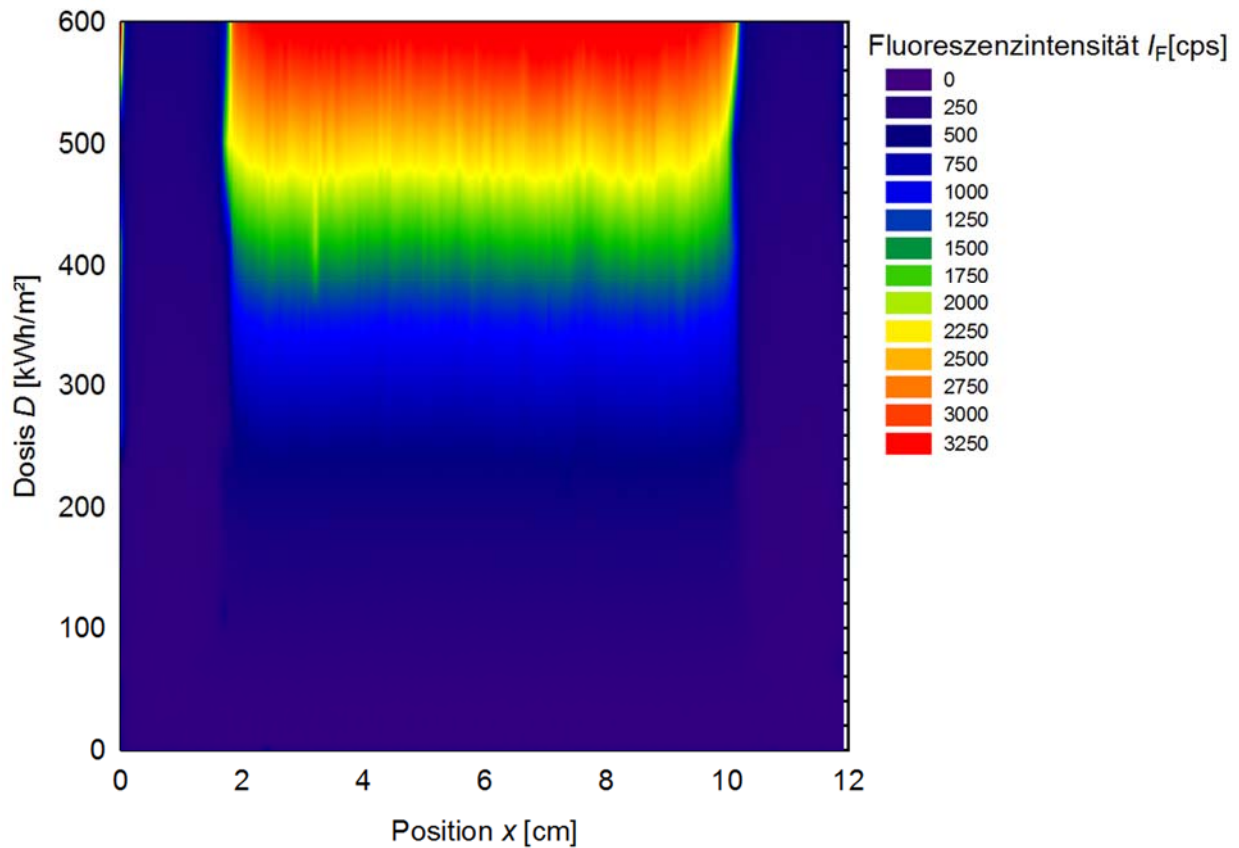


Abb. 20. Fluoreszenzintensität über den Querschnitt der Probe über die Bestrahlungsdosis.

Abb. 21 zeigt den Vergilbungsindex der aus den UV Spektren berechnet wird. Der Vergilbungsindex am Rand der Probe bleibt auch mit zunehmender Dosis unverändert und nimmt im Mittenbereich der Probe mit der Dosis zu.

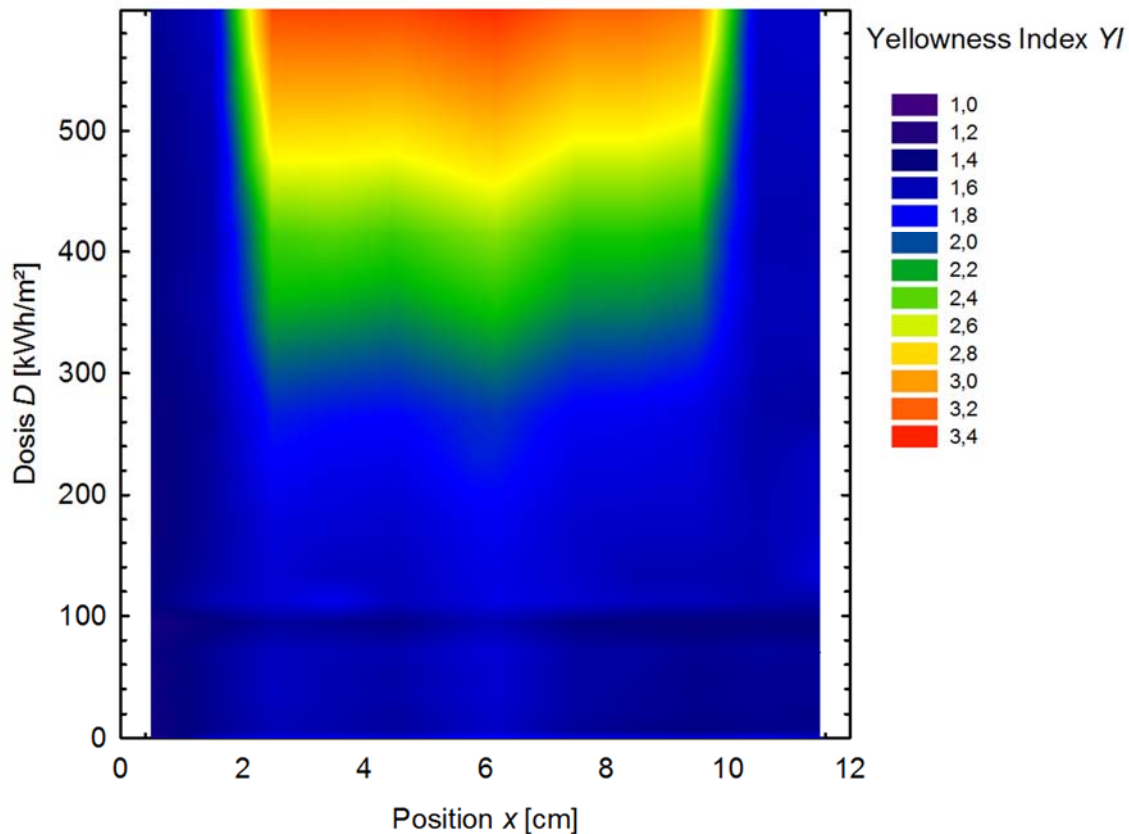


Abb. 21. Yellowness Index über den Querschnitt der Probe als Funktion der Bestrahlungsdosis.

Beim Vergleich von Abb. 20 und Abb. 21 ist eine örtliche Korrelation zwischen der Fluoreszenzintensität und dem Yellowness Index zu erkennen.

In Abb. 22 wird die mittlere Fluoreszenzintensität aus dem mittleren Bereich der EVA zwischen $x=5$ cm und $x=7$ cm, sowie der Mittelwert des Vergilbungsindex bei $x=6\pm 1,5$ cm über der Dosis aufgetragen. Die Fluoreszenzintensität nimmt am Anfang der Bestrahlung ab. Das EVA weist vor der Bestrahlung eine Fluoreszenz auf, da Fluorophoren während der Lamination des EVAs entstehen [5,7]. Diese Fluorophoren werden in den ersten Stunden der UV-Bestrahlung verändert, so dass die Fluoreszenzintensität bis zu einer Dosis von 10 kWh/m² abnimmt. Mit steigender Dosis nimmt die Fluoreszenzintensität wieder progressiv zu.

Der Vergilbungsindex nimmt über die ersten Stunden der Bestrahlung ab und nimmt anschließend nicht linear mit der Dosis zu.

Die Abnahme der Fluoreszenzintensität und der Vergilbung über die ersten Stunden der UV-Belastung zeigt, dass die Fluorophoren, die während des Laminationsprozesses des EVAs entstehen, eine signifikante Absorption im UV-Wellenlängenbereich verursachen.

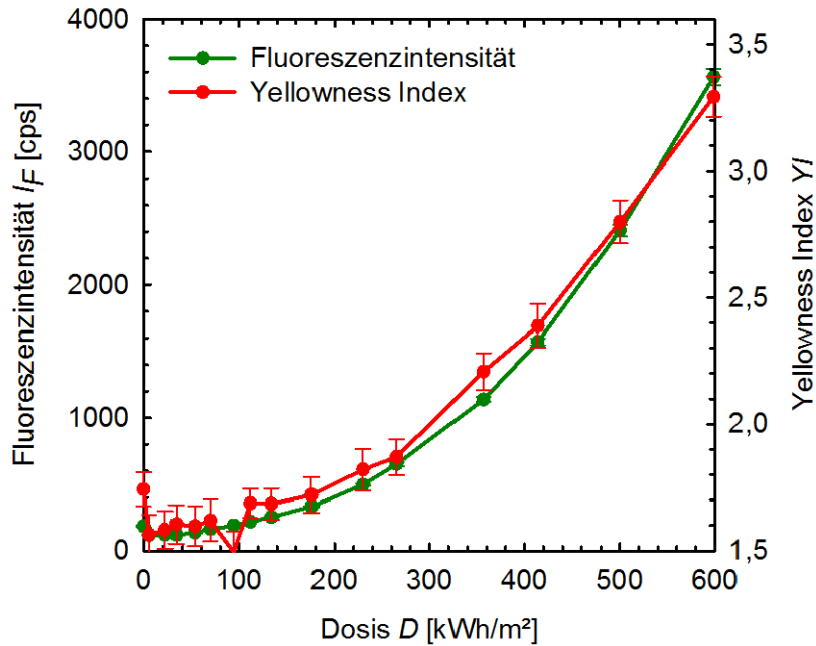


Abb. 22. Mittelwert und Standardabweichung der Fluoreszenzintensität und Yellowness Index als Funktion der UV Dosis gemessen auf dem Mittenbereich der Probe (Abstand vom Rand $x=6\pm 1,5$ cm).

Abb. 23 zeigt die Fluoreszenzintensität in Mitte der Probe aufgetragen über den Yellowness Index. Die dargestellte gestrichelte Linie ist ein linearer Fit der Messwerte. Der Yellowness Index und der Fluoreszenzintensität korrelieren linear miteinander.

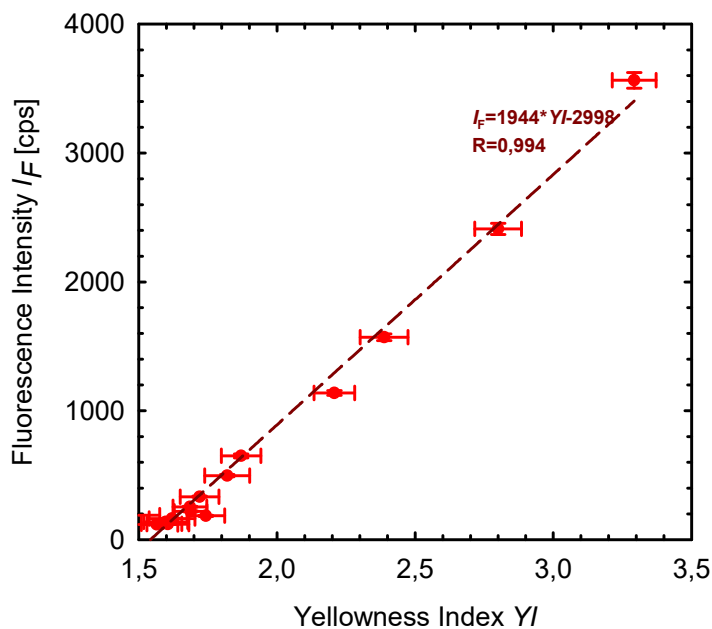


Abb. 23. Darstellung der Fluoreszenzintensität als Funktion des Yellowness Index. Ein linearer Regression der Messwerte ist als gestrichelte Linie eingezeichnet

Abb. 24 veranschaulicht die UV-Vis Spektren der Mitte und des Randes (5 mm von der Kante) des Laminats vor der Alterung und nach verschiedenen Bestrahlungsdosen.

Im Randbereich der Probe weisen die Transmissionsspektren kaum Änderung mit zunehmender Bestrahlungsdosis auf. Im Mittenbereich der Probe nimmt die Transmission hauptsächlich im Bereich von 380 nm bis 550 nm über Bestrahlungsdosis ab. Ein Teil der für diese Abnahme verantwortlichen Abbauprodukte verursacht die mit der Zeit steigende Fluoreszenzemission.

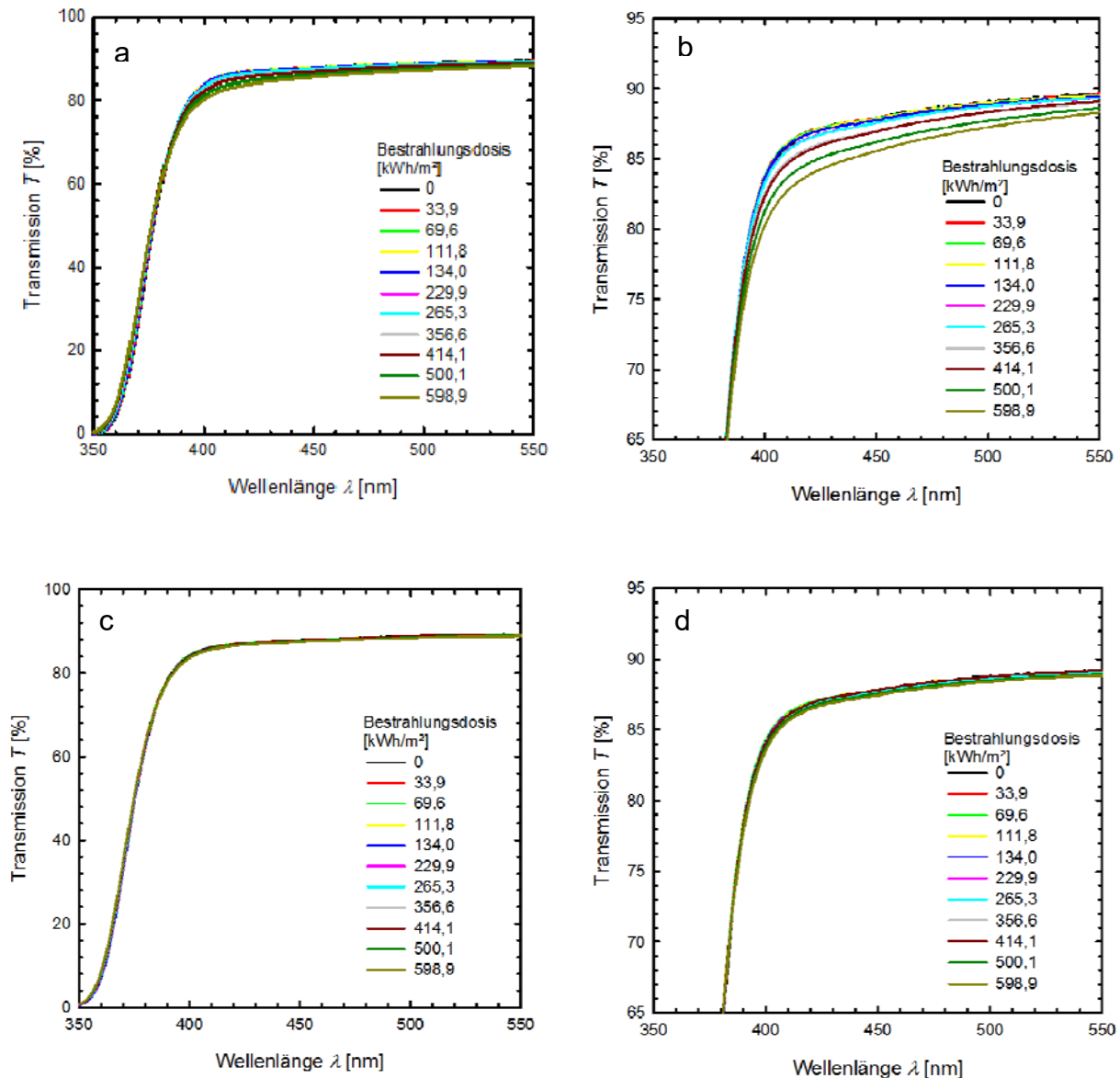


Abb. 24. Transmission Spektren im ultraviolett und sichtbaren Wellenlängenbereichen einer EVA Probe, bei verschiedenen Bestrahlungsdosen gemessen a und b in der Mitte und c und d 5 mm vom Rand der Probe. Die Graphen b und d zeigen reskalierte Ausschnitte der Graphen a und c, um die geringe Transmissionsänderung sichtbar zu machen.

Hiermit zeigen wir dass die Fluoreszenzintensität und die Vergilbung mindestens für ein EVA nachweisbar ist. Der Meilenstein M5 ist damit erreicht. Die Auswertung für die anderen Materialien und unter anderen Belastungsbedingungen wird in den nächsten 3 Monaten erfolgen.

Um die UV-Fluoreszenz als Maß der Vergilbung und der Leistungsdegradation eines PV Moduls nutzen zu können, ist es relevant die Transmissionsänderungen als Funktion der Fluoreszenzintensität zu betrachten. Abb. 25 zeigt die Änderung $\Delta\tau$ der integrierten Transmission $\tau(\lambda)$ zwischen 380 nm und 700 nm berechnet nach Gleichung 1 als Funktion der Fluoreszenz Intensität für die UV bestrahlten Proben von EVA A bei 57°C und 27°C und EVA C bei 57°C.

$$\Delta\tau = \frac{\int_{380}^{700} (\tau(\lambda) - \tau_0(\lambda)) d\lambda}{\int_{380}^{700} d\lambda}, \quad (1)$$

Die gestrichelte Linie ist eine Trendlinie. Für diese beiden EVAs und unabhängig von der Bestrahlungstemperatur existiert eine lineare Korrelation zwischen UV-Fluoreszenz und Transmissionsverlust.

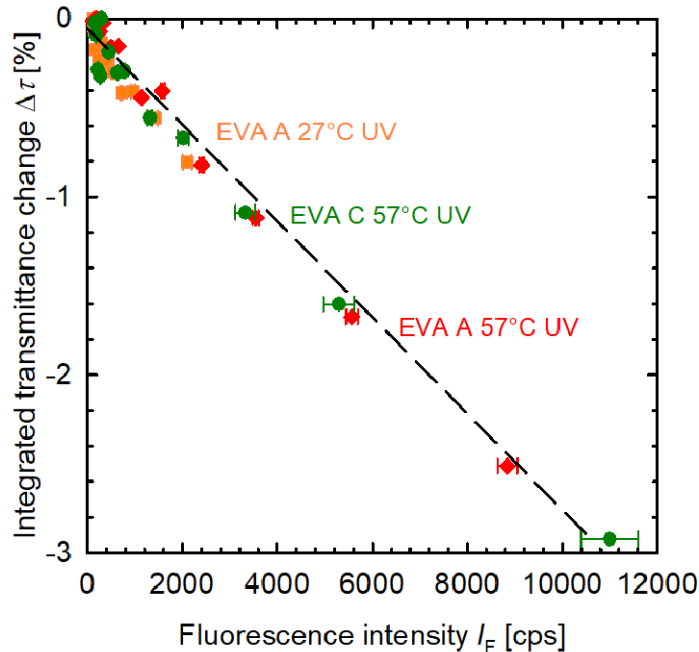


Abb. 25. Integrierte Transmissionsabnahme der EVA A, B und C Laminate als Funktion der UV-Fluoreszenzintensität.

Mit dem Transmissionsverlust des EVAs kann anhand der Quanteneffizienz Q_{ext} einer Solarzelle und des AM1.5G Spektrums E_p die Stromdichte J_{SC} einer hypothetischen verkapselten Zelle bestimmt werden (Gleichung 2).

$$J_{SC} = q \int \tau_{EVA} E_p Q_{ext} d\lambda, \quad (2)$$

wobei q die Ladung eines Elektrons ist.

Abb. 26 zeigt die berechnete Variation der Stromdichte einer mit den EVA A und C verkapselten Solarzelle als Funktion der Fluoreszenzintensität. In den getesteten Bedingungen führt die UV Bestrahlung zu einem maximalen Stromverlust von 3% (EVA C). Das EVA B weist keine Fluorophorenentwicklung über Zeit auf und führt ebenso zu keiner Stromdichtenabnahme. Für EVA A und B existiert eine lineare Korrelation zwischen der UV-Fluoreszenzintensität und dem Stromverlust. Für die in diesem Experiment untersuchten Materialien ist diese Korrelation unabhängig vom EVA Material und der Alterungstemperatur.

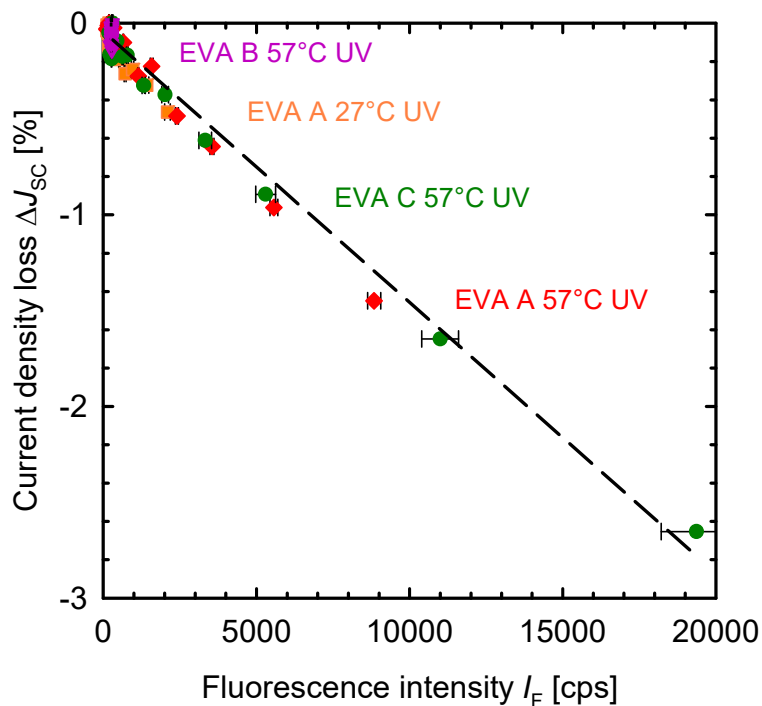


Abb. 26. Berechnete relative Stromdichteabnahme einer mit EVA A, B oder C verkapselten UV bestrahlten Solarzelle als Funktion der Fluoreszenzintensität

Die UV Fluoreszenz kann aufgrund der Korrelation zwischen der Fluoreszenzintensität und der Vergilbung, sowie zwischen der Fluoreszenzintensität und dem Stromverlust als Schnelltest für die Bestimmung der durch die EVA-Vergilbung provozierten Leistungsabnahme eines PV Solarmoduls dienen. Die Fluoreszenzmessung ermöglicht die Untersuchung des EVAs zwischen einer Solarzelle und der Frontglasscheibe eines Moduls, wo der Einsatz der Transmissionsspektroskopie unmöglich ist. Jedoch ist der Korrelationsfaktor zwischen dem Stromverlust und der Fluoreszenzintensität von den Solarzellen, dem Glas des Solarmoduls und dem Messstand abhängig.

AP 4.1.2. Chemische Analyse der neuen UV-transparenten EVAs während beschleunigter UV-Alterung

Für die chemische Analyse wurden Proben von EVA A (siehe vorheriger Abschnitt) nach einer UV Dosis von ca. 800 kWh/m² aus einem Laminate präpariert. Die Proben wurden unter Stickstoffatmosphäre vorbereitet und verpackt um die Fluorophoren vor der Analyse nicht in Kontakt mit Sauerstoff zu bringen. Die Analyse erfolgte beim deutschen Institut für Kautschuktechnologie (DIK), das Erfahrung und Expertise mit der Analyse von Additivspuren und Spaltprodukten in Elastomeren hat. Die löslichen Anteile der Proben wurden mittels Soxhlet Extraktion und Kaltextraktion aus der Polymermatrix extrahiert und die unterschiedlichen Bestandteile der so gewonnenen Extrakte mittels Hochleistungsflüssigkeitschromatographie (HPLC) getrennt. Die unterschiedlichen Retentionszeiten (Transportdauern) der einzelnen Bestandteile, führen zur Trennung der Produkte des Extrakts während des Durchlaufens durch die chromatographische Säule. Die Retentionszeit von jeder einzelnen Komponente des Extraktes ist charakteristisch und bleibt, wenn anwesend, von Probe zu Probe gleich, solange dieselbe Säule und dieselben Lösungsmittel (Eluente) angewendet werden. Ein UV Detektor detektiert die Eluate am Ausgang der

Säule und nimmt deren UV-Spektrum im Wellenlängenbereich von 190 nm bis 800 nm auf. Damit ist es möglich ein UV bestrahltes EVA mit einem unbehandelten EVA zu vergleichen und die UV Absorptionsspektren der Bestandteile der Extrakte die entweder im UV-bestrahlten Material oder im unbehandelten Material oder in beiden Materialien anwesend sind aufzunehmen.

Drei Proben vom EVA A wurden zur Analyse geschickt. Ein Probenextrakt aus einem frisch laminierten EVA, und Extrakte aus dem gleichen EVA nach 800 kWh/m² unter UV Belastung bei 27°C oder 57°C. Die Retentionszeiten T_R der detektierten Eluate werden in der Tabelle 7 mit Angabe der Absorptionspeaks zusammengefasst.

Sechs Eluate werden nur in dem frisch laminierten EVA detektiert ($T_R = \{16,6; 17,6; 21,9; 26,0; 27,1; 33,1\}$ min). Diese Komponenten werden während der UV Bestrahlung zersetzt. Das Eluat mit der Retentionszeit $T_R = 17,6$ min absorbiert als einzige im unbelasteten EVA ein Teil des UV Anregungslichts von dem UV Fluoreszenz Messplatz. Die Substanz befindet sich jedoch in sehr geringen Mengen in dem Extrakt. Aus diesem Grund kann diese Substanz die initiale Fluoreszenz verursachen, die während der UV-Bestrahlung erlischt.

Drei Substanzen mit $T_R = \{25,6; 26,5; 32,4\}$ min befinden sich in beiden UV belasteten Materialien. Jedoch können diese Produkte die Fluoreszenzemission nicht verursachen, da ihre Absorptionsspektren keine Überlappungen mit dem Spektrum des Anregungslichts des Fluoreszenzmessplatzes aufweisen.

Drei Substanzen ($T_R = \{4,6; 29,7; 31,5\}$ min) werden in allen Extrakten detektiert. Das Eluat mit der Retentionszeit $T_R = 31,5$ min ist der Hauptbestandteil (95%±2%) von allen Extrakten. Die UV Spektren der Substanzen mit $T_R = 31,5$ min von den 3 untersuchten Proben sind in Abb. 27 dargestellt. Diese Substanz kann aufgrund ihrer Konzentration und ihres Spektrums der UV Absorber sein.

Tabelle 7. Absorptionsbanden und Retentionszeiten der Eluate

Retentionszeit t_R [min]	EVA A, laminiert	EVA A, UV, 27°C	EVA A, UV, 57°C
	Absorptionsmaxima in nm (Hauptpeak fett markiert)		
4,6	193 , 242, 289	192 , 243, 289	193, 242,289
5,3	n.d.	n.d.	192 , 242, 286
8,6	n.d.	n.d.	193 , 281
10,1	192	192	192
16,6	199 , 249	n.d.	n.d.
17,3	n.d.	n.d.	n.d.
17,6	191 , 277, 334	n.d.	n.d.
21,9	198, 278	n.d.	n.d.
25,6	n.d.	199 , 283	201 , 233, 281
26,0	227 , 290	n.d.	n.d.
26,5	n.d.	197 , 210, 276, 312	212 , 276, 311
27,1	227 , 276	n.d.	n.d.
29,7	205 , 244, 300	205 , 244, 300	204 , 244, 300
31,5	238 , 296, 335	198 , 243, 289, 322	210 , 243, 290, 322
32,4	n.d.	200, 288, 325	199, 289, 323
33,1	195 , 246, 291	n.d.	n.d.

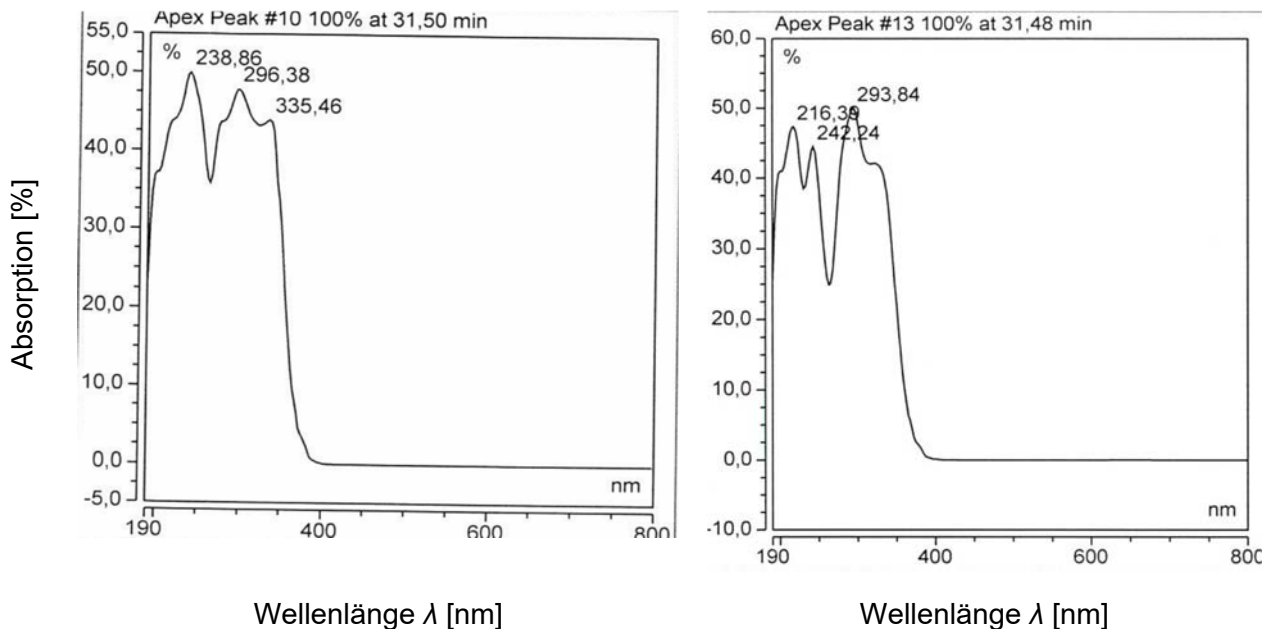


Abb. 27. UV-Vis Absorptionsspektren der Eluate mit einer Retentionszeit $t_R = 31,5$ min von den Extrakten aus dem frisch laminierten EVA (links) und dem bei 57°C UV belasteten EVA (rechts)

Es werden unter den Eluaten keine Produkte detektiert, die im sichtbaren Bereich absorbieren und die die Transmissionsabnahme des EVAs im Bereich zwischen 400 nm bis 600 nm verursachen können. Diese Produkte wurden nicht präparativ isoliert und können daher nicht analysiert werden. Der Grund dafür kann sein, dass die im sichtbaren Wellenlängenbereich absorbierenden und fluoreszierenden Produkte entweder ein hohes Molekulargewicht haben und dadurch in der vernetzten Polymermatrix gefangen sind oder Bestandteile der Polymermatrix sind und damit kovalent gebunden.

2.1.5 AP5. Lebensmodelle für einzelne Schadensbilder

AP 5.2.1 Modell+Ertragsvorhersage UV Degradation

Die in AP4 gewonnenen EVA Spektren werden benutzt, um Vergilbungs- und Ertragsvorhersagen von PV Modulen in Abhängigkeit der UV Dosis und der Temperatur zu erstellen.

Im Folgenden werden verschiedene Modelle vorgestellt, die auf der Beobachtung der Ergebnisse der Bestrahlungskampagne beruhen.

In Abb. 26 (siehe AP 4.1.1) ist festzustellen, dass der Leistungsverlust mit der Intensität der UV Fluoreszenz vom EVA korreliert. Ein Modell für die zeitliche Entwicklung der UV Fluoreszenz im EVA kann daher möglicherweise den Leistungsverlusts eines PV-Modul prognostizieren.

Die bisher festgestellten Bedingungen des Modells sind die folgenden:

- Eine höhere Temperatur beschleunigt die Bildung von Fluorophoren.
- UV Bestrahlung ist erforderlich um die Entwicklung von Fluorophoren zu initiieren.
- Die Zunahme der UV-Fluoreszenz Intensität wird bei zunehmender UV-Fluoreszenz Intensität höher, weil die Fluorophoren UV Strahlung absorbieren.
- EVA mit niedrigerer Cut-Off Wellenlänge bildet keine Fluorophore. Es ist wahrscheinlich, dass Fluorophore durch die Degradation von UV-Absorbern entstehen.
- Die Konzentration der Fluorophoren ist proportional zu der Fluoreszenzintensität.

Die Abb. 19 deutet auf einer exponentiellen Zunahme der Fluoreszenzintensität mit der Dosis, bzw. mit der Zeit bei konstanter Bestrahlungsstärke. Abb. 28 zeigt die Fluoreszenzintensität der Proben von EVA A und EVA C als Funktion der UV-Dosis bei unterschiedlichen Temperaturen in der UV-Bestrahlungskammer. Die Messdaten lassen sich in erster Näherung mit einer Funktionen der Reaktionskinetik nach Gleichung 3 beschreiben (gestrichelte Linie).

$$I_F(D) = Ae^{kD}, \quad (3)$$

Hier sind A und k kinetische Konstanten, welche Temperatur-, Bestrahlungsstärke- und Materialspezifisch sind.

Die Modellierung der Fluoreszenzintensität anhand der Gleichung 3 weicht bei höher Dosis von den Experimentaldaten ab. Dieses einfache Modell kann aus diesem Grund nur begrenzt angewendet werden. Das Modell überschätzt die Zunahme der Fluoreszenzintensität über längeren Bestrahlungsdauern.

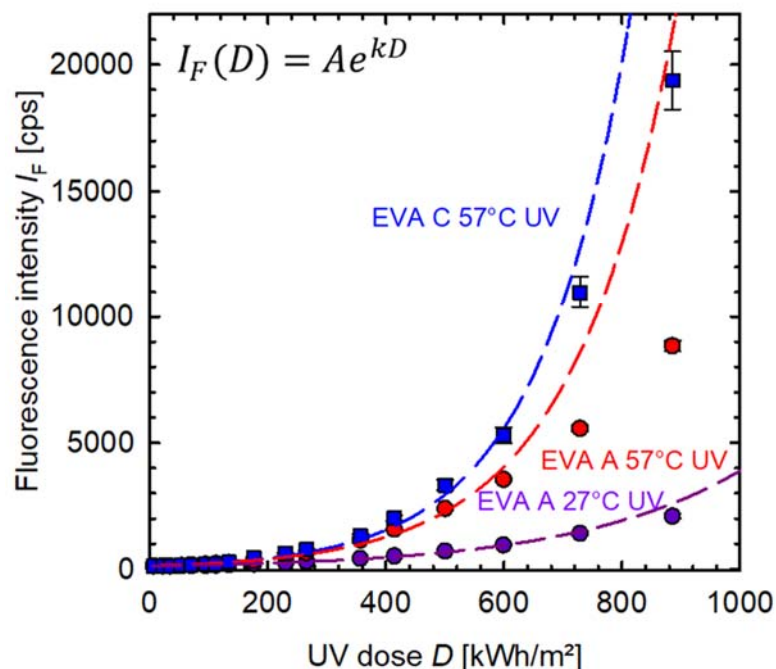


Abb. 28. I_F als Funktion der UV Dosis D und nach Gleichung 3 angepassten Kurven (gestrichelte Linien)

Weitere Hypothesen und Randbedingungen können diese Abweichung des Modells von experimentellen Daten erklären:

- Die Fluorophorenbildung ist ein begrenzter Prozess und muss eine Sättigung erreichen, wenn die UV-absorbierende Substanzen verbraucht sind.
- Die Absorption im Material nimmt mit der UV-Dosis zu, da absorbierende Substanzen gebildet werden. Dadurch nimmt der Anteil der Photonen die die Bildung von Fluorophoren verursachen, ab.

In Anbetracht der letzten Rahmenbedingung kann die Auswahl an Funktionsformen begrenzt werden.

Die logistische Funktion, auch S-Kurve benannt, wird benutzt um Phänomene zu beschreiben die eine exponentielle Entwicklung aufweisen und eine Sättigung erreichen, wie z.B. autokatalytische Reaktionen. Diese charakteristische Funktion ist durch ihre Ableitung wie in Gleichung 4 definiert:

$$f'(t) = kf(t)(L - f(t)), \quad (4)$$

Wobei f die Zielfunktion ist, L der Maximalwert der Kurve ist und k ein Parameter, der die Steigung der Kurve definiert.

Im Fall der Fluoreszenzentwicklung sollte das Erreichen der Sättigungskonzentration L proportional zu der initialen Konzentration an Spezies sein, deren Spaltprodukte UV Fluorophore sind. Die Konstante k ist temperaturabhängig. Die Gleichung 4 wird dann

$$\frac{dI_F}{dD} = kI_F(L - I_F) = kI_F \left(1 - \frac{I_F}{L}\right), \quad (5)$$

Die Lösung der Differenzialgleichung ist die Gleichung 6 :

$$I_F(D) = \frac{L}{1 + e^{-k(D-I_0)}}, \quad (6)$$

Abb. 29 zeigt die Ableitung der Fluoreszenzintensität über die Dosis dI_F/dD der bei 57°C und 27°C UV bestrahlten Proben von EVA A und C, aufgetragen über die Fluoreszenzintensität I_F . Die Nichtlinearität der Ableitung der Fluoreszenzintensität über die Dosis zeigt, dass die Sättigungseffekten innerhalb der Bestrahlungsdauer schon zu erkennen sind. Die Parameter der Gleichung 6 lassen sich mit einem hohen Bestimmtheitsmaß R^2 an die experimentellen Ergebnisse anpassen. Im Fall des EVA A bei 27°C ist die Ungenauigkeit höher, da die entwickelte Fluoreszenzintensität geringer ist. Der kinetische Koeffizient k sowie die Sättigungsgrenze L sind von der Temperatur und von dem Material abhängig. Die Temperaturabhängigkeit des Parameters L deutet darauf hin, dass die maximale Anzahl an Fluorophoren nicht nur von der initialen Anzahl an photosensitiven Molekülen im EVA sondern auch von einem weiteren temperaturabhängigen Mechanismus abhängt.

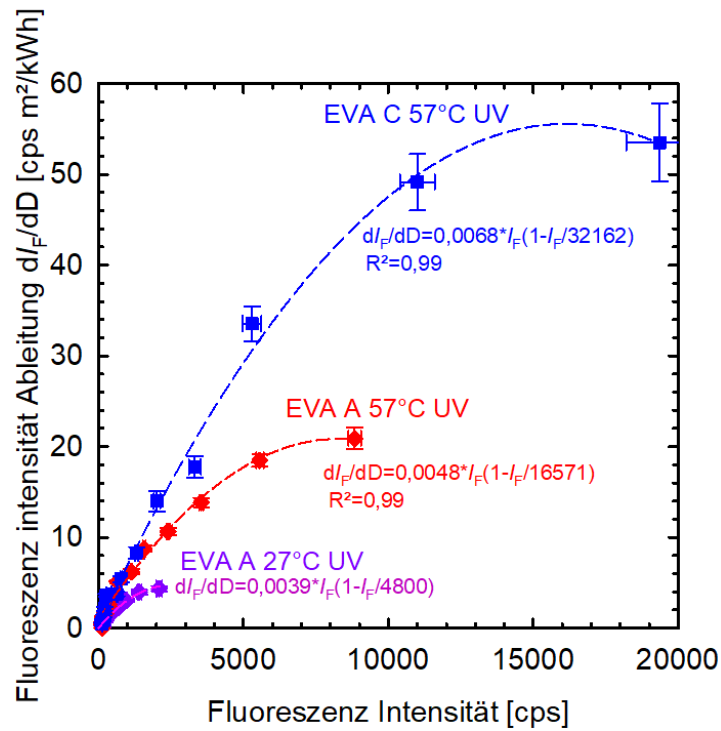


Abb. 29. Ableitung der Fluoreszenzintensität dI_F/dD als Funktion der Fluoreszenzintensität I_F und nach Gleichung 6 berechnete Kurven (gestrichelte Linien)

Abb. 30 zeigt die Fluoreszenzintensität der im UV-Kammer bestrahlten Proben von EVA A und EVA C und angepasste Funktionen als Funktion der Bestrahlungsdosis D und die angepassten logistischen Modellfunktionen. Die Parameter der Modellfunktionen für jedes Material sind in der Tabelle 8 aufgeschlüsselt.

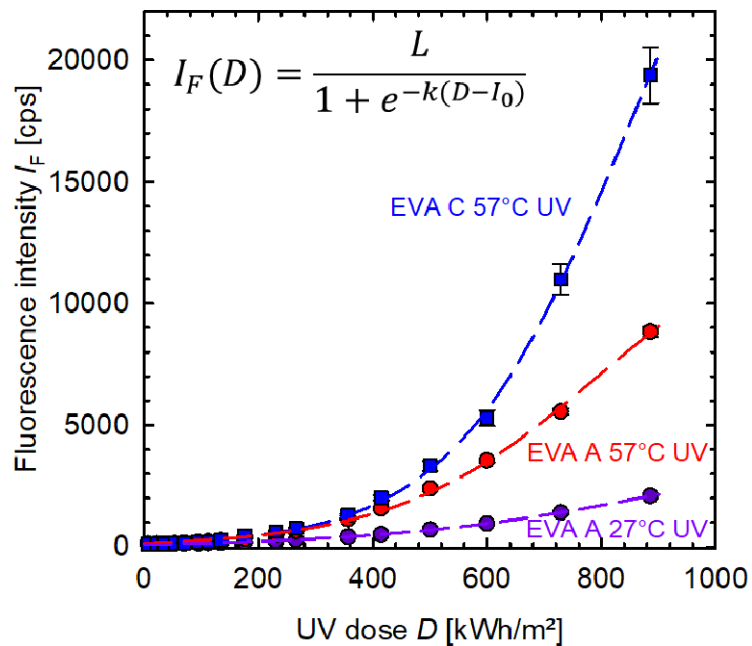


Abb. 30. Fluoreszenzintensität I_F als Funktion der Dosis D und angepasste Berechnung experimentellen Werten nach einer logistischen Funktion.

Tabelle 8. Parameter der Modellfunktion für die Modellierung der Fluoreszenzintensität als Funktion der Dosis.

Probe	k [m ² .kWh ⁻¹]	L [cps]	I_0 [kWh.m ⁻²]
EVA A 27°C	$4,1 \cdot 10^{-3} \pm 0,1 \cdot 10^{-3}$	248 ± 4	924 ± 20
EVA A 57°C	$5,7 \cdot 10^{-3} \pm 0,2 \cdot 10^{-3}$	177 ± 6	794 ± 22
EVA C 57°C	$6,6 \cdot 10^{-3} \pm 0,2 \cdot 10^{-3}$	151 ± 4	845 ± 15

Das vorgestellte Modell gilt bei konstanter Temperatur T und konstanter Bestrahlungsstärke P in einem Bereich wo kein Sauerstoff in das Laminat diffundieren kann.

AP 5.2.1 Modell+Ertragsvorhersage UV Degradation

Die UV-Bestrahlungsdosis $D=885$ kWh/m² die am Ende unserer Bestrahlungsexperimenten erreicht wurde, entspricht einer Bestrahlungsdauer von 25 Jahre in Deutschland [17]. Abb. 29 und Abb. 30 zeigen, dass die Fluoreszenzintensität der Proben EVA A und EVA C innerhalb dieser Dosis die hypothetische Sättigung noch nicht erreicht haben.

Abb. 31 zeigt die anhand der Transmissionsspektren berechneten Verluste der Stromdichte ΔJ_{SC} nach verschiedenen UV-Belastungsdosen bzw. die Bestrahlungsdauer einer Freifieldanlage in Deutschland [17]. Basierend auf Gleichung 2 modellieren wir das ΔJ_{SC} mit Gleichung 7 (gestrichelte Linien in Abb. 31)

$$\Delta J_{SC} = \varphi I_F = \frac{\varphi L}{1 + e^{-k(D-I_0)}} \quad (\text{Gleichung 7})$$

Wobei φ der Korrelationskoeffizient zwischen der Fluoreszenzintensität und dem simulierten Stromverlust ist. Der anhand der Transmissionmessungen berechnete höchste Stromverlust für die untersuchten EVAs bleibt geringer als 3% des initialen Stroms nach einer 27 Jahren äquivalenten UV-Bestrahlung bei einer Temperatur die einer normalen Betriebstemperatur entspricht (57°C). Anhand des Modells wird vorgesehen, dass der Leistungsverlust nach über 40 Jahren im Betrieb in Deutschland ungefähr 5% beträgt.

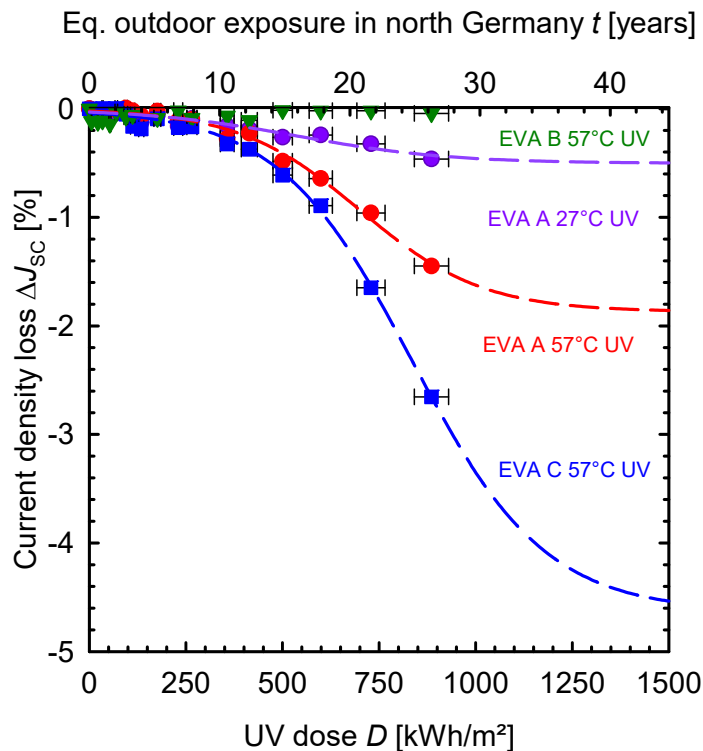


Abb. 31. Vergilbungsbedingte Abnahme der Kurzschlussstromdichte von im EVA eingekapselten Solarzellen als Funktion der UV-Dosis oder der Ausstellungsdauer in Deutschland. Die gestrichelten Linien sind mit der Gleichung 7 berechnet worden.

AP 5.2.2 Modell+Ertragsvorhersage von Pilz und Moosbewuchs

Die Beobachtung der von Flechtenbewuchs betroffenen Anlagen in Hilligsfeld ermöglicht die Dokumentation der Wachstumsgeschwindigkeit und der Verteilung der Flechten auf den Modulen.

Der bewuchsfreie Flächenanteil A bezogen pro Solarzelle wurde anhand von Bildern gemessen, die regelmäßig über die Beobachtungsdauer aufgenommen wurden.

Bei der untersuchten Anlage Nr.1 haben wir Zugriff auf die Wechselrichterdaten, die den monatlichen Ertrag seit der Installation der Module im Juli 2013 dokumentieren. Am ISFH wird die globale Einstrahlungsstärke G_h kontinuierlich mit einem horizontal gestellten Pyranometer gemessen. Mit der Hilfe der Neigungswinkel- und Orientierungsabhängigen monatlichen Flächenfaktoren f ist es möglich die monatlichen Einstrahlungsstärken auf der Oberfläche der Module zu bestimmen. Diese Flächenfaktoren stehen in öffentlichen Diagrammen zur Verfügung [16]. Die -verwendeten Flächenfaktoren sind in Tabelle 9 aufgelistet.

Tabelle 9. Verwendete Flächenfaktoren für die Berechnung der Performance Ratio

Monat	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
Flächenfaktor f	1,55	1,45	1,25	1,14	1,03	0,97	1,00	1,08	1,22	1,42	1,55	1,57

Die Globalstrahlung G_g auf den geneigten Flächen lässt sich mit

$$G_g = G_h \times f \quad (8)$$

berechnen. Die Performance Ratio PR ist ein Maß der Effizienz der Anlage und ist das Verhältnis zwischen dem theoretisch möglichen Ertrag und dem tatsächlich gemessen Ertrag E_{prod} . Der

theoretische Ertrag wird anhand der Globalstrahlung auf der Modulebene, der Effizienz und der Fläche der Anlage nach

$$PR = \frac{E_{prod}}{G_g \times \text{Effizienz} \times \text{Fläche}} \quad (9)$$

Abb. 32 zeigt die monatlichen Performance Ratio PR , sowie die bewuchsfreie Fläche A der Anlage Nr.1 seit ihrer Installation. Die dargestellten Modellfunktionen müssen folgende Rahmenbedingungen erfüllen:

- der Leistungsverlust wird ausschließlich dem Flechtenwachstum zugeordnet, da keine weiteren Probleme bei der Anlage festgestellt wurden
- der Leistungsverlust ist hauptsächlich durch die Reduktion des Modulstromes bedingt, die durch die Absorption eines Teils der Photonen durch die Flechten entsteht. Werden die Thalli in Fläche größer, nimmt proportional der Strom der unterstehenden Zelle ab.
- die Verteilung der Thalli auf der Modulfläche ist statistisch homogen.
- Die Zunahme des Gewichts m der Thalli mit der Zeit ist exponentiell [18] und kann mit einer Gleichung der Form $m = a + b e^{kt}$ modelliert werden, wobei a , b und k Konstanten sind.

Die Modellfunktionen für die Flechtengewichtszunahme und für den Leistungsverlust sind aufgrund der angenommenen linearen Abhängigkeit der Absorption zum Bewuchsfläche von derselben Form $y = y_0 + b e^{kx}$ und unterscheiden sich voneinander durch die Konstante y_0 und den pre-exponentiellen Faktor b . Unter diesen Bedingungen können die Modellfunktionen für die Performance Ratio PR und den flechtenfreien Modulflächenanteil A als Funktion des Alters M der Anlage wie folgt angegeben werden:

$$PR = 89,6 - 0,6e^{0,046M} \quad (10)$$

$$A = 100 - 0,3e^{0,046M} \quad (11)$$

Das Modell besagt eine Reduktion des Performance Ratio auf 80% nach 6 Jahren und auf 50% nach 8 Jahren vorher, wenn die Flechten nicht entfernt werden.

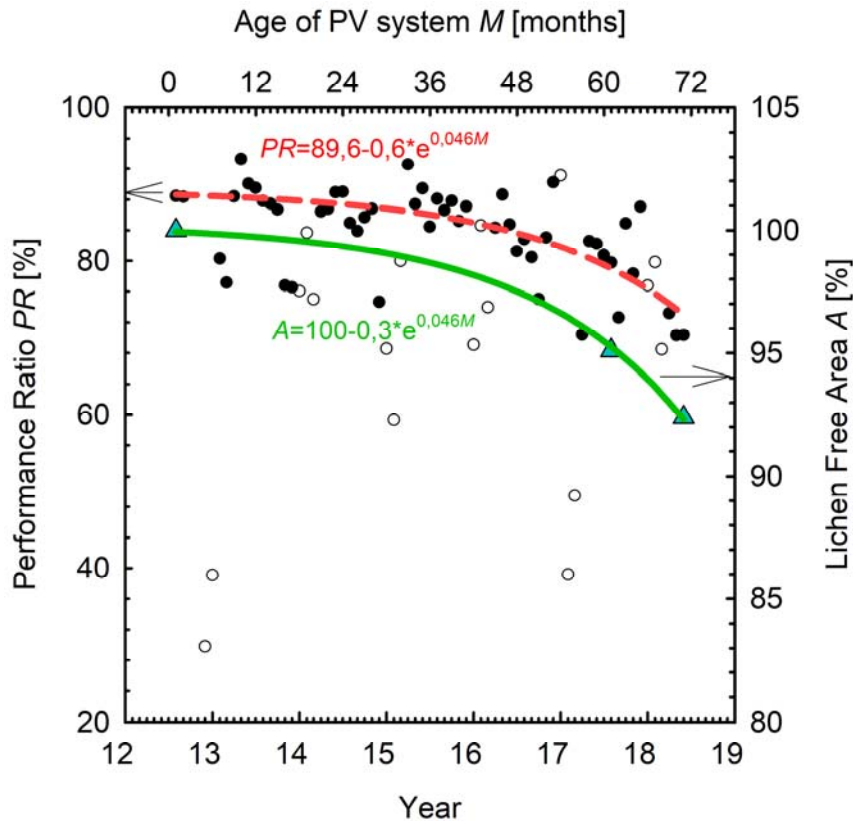


Abb. 32. Performance Ratio PR (Punkte) und bewuchsfreie Fläche (Dreiecke) der Anlage Nr.1 seit ihrer Installation. Die Kurven sind Modellkurven der PR und der bewuchsfreien Fläche A. Die Kreise stellen die PR der Monate mit Schneefall dar.

Anlage Nr.1 wurde durch den Eigentümer nach der letzten Messung mit einem Algenvernichter besprüht. Aufgrund der nicht sofortigen Wirkung des Produkts, die sich ohne mechanischen Reinigung über Monate zieht, war es nicht möglich die Leistung der Anlage in vollkommen gereinigten Zustand zu messen.

AP 5.2.3 Modell+Ertragsvorhersage von ARC

Vom TÜV wurden zwei Sandabrasionstestkampagnen in Anlehnung an DIN 52348 und ASTM D968-05 (Sandriesel-Prüfung) durchgeführt. Eine genaue Beschreibung der Belastungsvorrichtung wird im Teilbericht des TÜV Rheinlands angegeben [19]. Der TÜV Rheinland führte Sandbestrahlungsexperimente auf antireflexbeschichteten Gläsern durch und lieferte dem ISFH 5 Glastypen jeweils mit und ohne Antireflexschicht nach einer Sandstrahlbehandlung unter 17 unterschiedlichen Bedingungen (Sand, Totalgewicht und Körnung). Die Oberflächenänderungen wurden am ISFH mit einem Lichtmikroskop sowie mit einem Konfokalprofilometer charakterisiert. Die Oberfläche der Glasscheiben sowohl mit ARC Beschichtung, als auch ohne, weist nach der Sandbestrahlung zahlreiche Krater auf, was darauf hindeutet, dass die Beschädigung durch Sandkörnerschläge nicht ausschließlich die Antireflex Beschichtung betrifft, sondern auch die Glasscheibe beschädigt.

Der TÜV Rheinland hat die Transmissions- und die Reflexionsspektren der Gläser nach der Durchführung der verschiedenen Sandbelastungsmethoden gemessen. Aus diesen Daten wird die Transmission $\tau_{kor,G2}(\lambda)$ berechnet. Anhand der Transmissionspektren der verschieden belasteten Gläsern, des Transmissionspektrums einer EVA-Schicht ($\tau_{EVA}(\lambda)$) und der externen

Quanteneffizienz Q_{ext} einer Solarzelle die Stromdichte eines PV Moduls nach Gleichung 12 berechnet:

$$J_{SC} = q \int \tau_{kor,G2} \tau_{EVA} E_p Q_{ext} d\lambda, \quad (12)$$

Durch eine Differenzbildung zwischen der Stromdichte vor und nach der Sandbelastungsprüfung wird der Stromdichteverlust ΔJ_{SC} einer simulierten PERC Solarzelle bewertet. Abb. 33 zeigt die Stromdichtenverluste mit zwei verschiedenen Gläsern mit und ohne Antireflex Beschichtung nach verschiedenen Sandstrahlbelastungsprüfungen. Der Abrieb der Oberfläche verursacht bei fast allen Belastungsmethoden einen bis 2% absolut höheren Verlust bei ARC-beschichteten Gläsern als bei nicht beschichteten Gläsern. Der Verlust nimmt mit der Sandmenge zu. Die Körnung hat ebenfalls einen Einfluss auf den Verlust. Bei gleichem Sandgewicht zeigt sich, dass je größer die Sandkörner sind desto größere Leistungsverluste weisen PV-Module mit Gläsern sowohl mit als auch ohne ARC-Beschichtung auf. Je größer die Sandkörner sind, bei gleichem Sandgewicht, desto größere Leistungsverluste weisen die PV-Module auf. Dies gilt sowohl für Gläser mit und ohne ARC-Beschichtung.

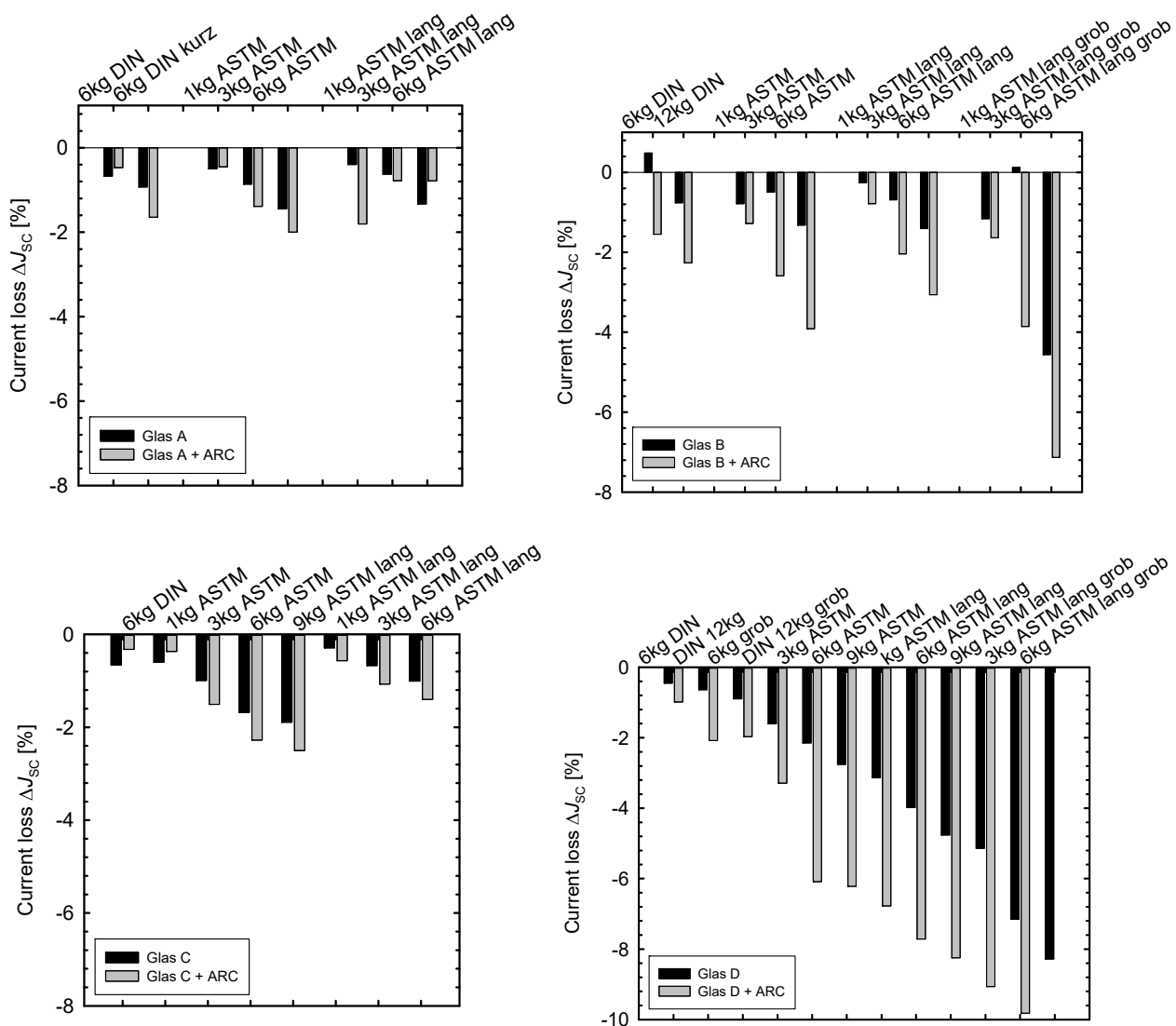


Abb. 33. Relativer Verlust der berechneten Stromdichte für eine Solarzelle im EVA / Glaslaminat mit oder ohne Antireflexbeschichtung nach der Sandstrahlbelastung.

Die Korrelation zwischen den getesteten Sandstrahlbedingungen und den Bedingungen im Feld, ist bisher unbekannt.

2.1.6 AP6. Konzeption und Aufbau optimierter Modul-Designs

Optimierte Module für eine längere Stabilität im Feld wurden im Rahmen des Projekts am CSP hergestellt und am CSP und TÜV Rheinland unter künstlicher Belastung getestet. Ergebnisse der Studie der Verkapselungsmaterialalterung am ISFH haben dazu geführt, dass Materialien mit einem kurzwelligen Cut-Off im UV-Wellenlängenbereich angewendet wurden. Die Ergebnisse sind im Gesamtbericht sowie im Teilbericht vom TÜV Rheinland erläutert.

2.2 DARSTELLUNG DER WICHTIGSTEN POSITIONEN DES ZAHLENMÄßIGEN NACHWEISES

Die veranschlagten Sachmittel und Personalmittel wurden planmäßig eingesetzt. Die wichtigsten drei Positionen des zahlenmäßigen Nachweises sind:

0812 Beschäftigte E12-E15:	321.102,18 €
0817 Beschäftigte E1-E11:	192.449,51 €
0850 Gegenstände über 410 / 440 EUR	13.824,11 €

Die Finanzmittel in Position 0850 wurden hauptsächlich dazu verwendet das Fluoreszenz Outdoor Inspektionssystem aufzubauen und anhand der Labor- und Felderfahrung zu optimieren.

2.3 DARSTELLUNG DER NOTWENDIGKEIT UND ANGEMESSENHEIT DER GELEISTETEN ARBEIT

Die in den Arbeitspaketen vorgestellten Arbeiten waren für die Erreichung der Projektziele notwendig. Der Aufbau des Fluoreszenzmesssystems im AP1 war die Voraussetzung für Fluoreszenzuntersuchungen die im ganzen Projekt sowohl im Feld als auch im Labor durchgeführt worden sind. Die unterschiedlichen Fluoreszenzuntersuchungen in den AP2 und AP4 waren notwendig, um die Grundlagen für die Fluoreszenzmuster und deren zugrundeliegenden Fehler zu erarbeiten. Diese Grundlagen ermöglichten Weiterentwicklung des Messverfahrens während der gesamten Projektlaufzeit. Es wurde ebenso gezeigt, dass die Fluoreszenzintensität und die Vergilbung des Einkapselungsmaterials im Modul korrelieren, was die Möglichkeit eröffnet, die UV-Fluoreszenz als Schnelltest für Vergilbung im Laminationsmaterial anzuwenden.

Im AP2 und AP3 wurde die Entwicklung von biologischer Verschmutzung auf PV-Anlagen untersucht. Diese Untersuchung war notwendig um ein Modell zu erstellen und Verständnis über die sichtbare biologische Verschmutzung zu erlangen.

2.4 DARSTELLUNG DES VORAUSSICHTLICHEN NUTZENS, INSBESONDERE DER VERWERTBARKEIT DES ERGEBNISSES IM SINNE DES FORTGESCHRIEBENEN VERWETUNGSPLANS

Die im Rahmen des Projektes erfolgte Entwicklung des Fluoreszenzsystems ermöglichen einen komfortableren und schnelleren Einsatz des Fluoreszenz Inspektionssystems im Feld. Zudem haben die durch Laborexperimente und Parkbegehungen gesammelten Erfahrungen die Untersuchung und Erklärung von zahlreichen Fehlerbildern ermöglicht, was zu der Entwicklung einer Expertise am ISFH geführt hat. Wir beabsichtigen, die UV-Fluoreszenzinspektion als Schadendetektion für PV-Systeme nach Abschluss des Projektes als Dienstleistung für Anlagenbetreiber und Anlagenbesitzer anzubieten.

Zahlreiche PV-Spezialisten haben ihr Interesse an der Anschaffung oder dem Aufbau eines eigenen Fluoreszenz Outdoor Inspektion Systems geäußert. Die Methode wird zunehmend von verschiedenen Photovoltaikanlagen Gutachtern eingesetzt.

Am ISFH wird die UV Fluoreszenzinspektion des Weiteren als Diagnoseverfahren in weiteren Projekten verwendet.

2.5 WÄHREND DER DURCHFÜHRUNG DES VORHABENS DEM ZUWENDUNGSEMPFÄNGER BEKANNT GEWORDENER FORTSCHRITT AUF DIESEM GEBIET BEI ANDEREN STELLEN

Die unten zitierten komplementären Forschungsaktivitäten beruhen teilweise auf früheren Ergebnissen des ISFHs oder parallel geführten Entwicklungen. Diese Zahlreiche Veröffentlichungen zeigen die hohe Relevanz der Pionierarbeit dieses Vorhabens und helfen bei der Interpretation und Einordnung der Ergebnisse. Die Ergebnisse, die von den anderen Autoren vorgestellt wurden, unterstützen bzw. bestätigen die Beobachtungen des ISFH.

J. Schlothauer, C. Peter, C. Hirschl, G. Oreski, B. Röder, Outdoor detection and visualization of hailstorm damages of photovoltaic plants, J. Polym. Res., 2017, 24, 233-241

M. Gagliardi, M. Paggi, Long-term EVA degradation simulation: Climatic zones comparison and possible revision of accelerated tests, Solar Energy, 159, 2018, Pages 882-897

G. Eder, Y. Voronko, P. Grillberger, B. Kubicek, K. Knöbl, UV-Fluorescence measurements as tool for the detection of degradation effects in PV-Modules, 8th European Weathering Symposium; Natural and Artificial Ageing of Polymers, September 2017.

W. Mühleisen, G. Eder, Y. Voronko, M. Spielberger, H. Sonnleitner, K. Knöbl, R. Ebner, G. Ujvari, C. Hirschl, Outdoor detection and visualization of hailstorm damages of photovoltaic plants, renewable energy, 118, 2018, 138-145.

Im Oktober 2018 wurde ein Workshop am ISFH mit Beiträgen verschiedener Wissenschaftler und Prüflingenieure aus der ganzen Welt zum Thema UV-Fluoreszenz organisiert. Auf dem Workshop wurden Fehlerbilder präsentiert und Ursachen und Hypothesen bezüglich deren Ursprungs diskutiert. Diese Hypothesen haben wir in AP4.1.1 nachträglich geprüft und konnten sie bestätigen. Drei Methoden zur UV-Fluoreszenzaufnahme im Freifeld wurden vorgestellt. Die direkte visuelle Inspektion mit Handlampe und Fotoapparat während der Nacht, unser Tageslichtsystem und ein System, das mit auf einer Drohne installierte Fluoreszenzlampen mit Kamerasystem bis zu 12

Module auf einem Bild aufnehmen kann, wurden vorgestellt. Folgende Beiträge wurden auf dem Workshop präsentiert:

Dr. Arnaud Morlier (ISFH) "Basics of UV fluorescence"

Michael Siebert (ISFH) "Temperature effect on UV fluorescence"

Dr. Gabriele Eder (OFI) "Influence of the PV module design and composition on the formed UV fluorescence patterns"

Eckhard Fleiß (Ingenieurbüro Fleiß) "Experiences from the field"

Bernhard Kubicek (Austrian Institute of Technologie, AIT) "Exceptional UV features measured in the field"

Jay Lin (PV Guider) "Experience and challenges for UV fluorescence inspection with a drone"

2.6 ERFOLGTE ODER GEPLANTE VERÖFFENTLICHUNGEN DES ERGEBNISSES

Erfolgte geprüfte Veröffentlichungen in Fachzeitschriften:

A. Morlier, M. Siebert, I. Kunze, G. Mathiak, M. Köntges: Detecting photovoltaic module failures in the field during daytime with ultraviolet fluorescence module inspection, Journal of Photovoltaics, 2017, 7 (6), pp.1710-1716, DOI: 10.1109/JPHOTOV.2017.2756452.

Geplante geprüfte Veröffentlichungen in Fachzeitschriften:

M. Köntges, A. Morlier, M. Siebert, G. Eder, B. Kubicek, J. Lin, E. Fleiß, Review: Ultraviolet Fluorescence as Assessment Tool for Photovoltaic Modules IEEE Journal of Photovoltaics, 2019, in Review.

Erfolgte geprüfte auf Fachkonferenzen präsentierte Veröffentlichungen:

M. Siebert, A. Morlier, I. Kunze, G. Mathiak, M. Köntges, Tageslichttaugliche Detektion von Schäden in Photovoltaikmodulen im Feld mit Ultraviolett Fluoreszenz, OTTI Symposium Solarenergie, Bad Staffelstein, März 2017.

A. Morlier, M. Siebert, I. Kunze, G. Mathiak, M. Köntges: Detecting photovoltaic module failures in the field during daytime with ultraviolet fluorescence module inspection, IEEE PVSC-44, Washington D.C., USA, 27. Juni 2017.

A. Morlier, M. Siebert, I. Kunze, S. Blankemeyer, M. Köntges, Influence of environmental conditions on UV fluorescence imaging in the field, World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC-7), 10.-15. Juni 2018, Waikoloa, Hawaii, USA.

A. Morlier, M. Siebert, I. Kunze, S. Blankemeyer, M. Köntges, Ultraviolet fluorescence of ethylene-vinyl acetate in photovoltaic modules as estimation tool for yellowing and power loss, World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC-7), 10.-15. Juni 2018, Waikoloa, Hawaii, USA.

G. Mathiak, D. Grimm, L. Rimmelspacher, W. Herrmann, J. Althaus, F. Reil, A. Morlier: PV Module and Solar Glass Trickling Sand Testing, 5DO.7.2, Vortrag 27.9.2018, Proc. 35th EU PVSEC, Brussels, 2018, 1092-1096.

Erfolgte Vorträge auf Fachkonferenzen:

M. Köntges, M. Siebert, I. Kunze, A. Morlier, G. Mathiak, Ultraviolet Fluorescence for Failure Analysis in Large PV Systems, Intersolar 2018, 19. Juni 2018, München, Deutschland.

A. Morlier, M. Siebert, M. Köntges, Basics of UV Fluorescence, ISFH Workshop on UV Fluorescence Measurement for Damage Assessment of PV Modules, Emmerthal, 12. Oktober 2018.

M. Siebert, A. Morlier, M. Köntges, Temperature effect on UV Fluorescence, ISFH Workshop on UV Fluorescence Measurement for Damage Assessment of PV Modules, Emmerthal, 12. Oktober 2018.

A. Morlier, Fluorescence as a diagnostic tool for PV module failure, PV Days, Fraunhofer CSP Halle, 23. Oktober 2018

G. Mathiak F. Reil, A. Morlier, M. Köntges: Field Experiences – Evaluation of Module Quality and Failure Modes, PV Days, Halle, 23.10.2018.

G. Mathiak, F. Reil, S. Großer, M. Pander, S. Schindler, M. Turek, M. Ebert, A. Morlier, M. Köntges: Fidelitas Demonstrator – Module Manufacturing and Reliability Testing, PV Days, Halle, 23.10.2018

Erfolgte Veröffentlichung in Fachzeitschriften

A. Morlier, M. Siebert, M. Köntges, I. Kunze, S. Blankemeyer, G. Mathiak, Detecting cell cracks and other PV module failures with UV fluorescence, PV-Tech, September 2017, 81-84.

Innovationspreise

Die UV-Fluoreszenz als Methode zur Schadendetektion weckt viele Interessen. Die darauf bezogenen Beiträge haben zur Verleihung von 2 Innovationspreisen geführt:

- 2. Preis OTTI Symposium, Solarenergie, Bad Staffelstein, März 2017
- PV Magazine Award, Juni 2017

Referenzen

[1] Global Market Outlook for Solar Power 2019-2023. <http://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2019/05/SolarPower-Europe-Global-Market-Outlook-2019-2023.pdf>, letztes aufgerufen am 19.11.2019.

[2] F. Pern, A. Czanderna, Characterization of ethylene vinyl acetate (EVA) encapsulant: Effects of thermal processing and weathering degradation on its discoloration, Solar Energy Materials and Solar Cells. 25, 1992, 3-23.

[3] M. Köntges, S. Kurtz, C. Packard, U. Jahn, K. A. Berger, K. Kato, T. Friesen, Haitao Liu, M. Van Iseghem, Report IEA-PVPS T13-01:2014, ISBN 978-3-906042-18-3

[4] T. Shigekuni, M. Shimano, Yellowing reaction in encapsulant of photovoltaic modules, 26th Photovoltaic Solar Energy Conf., Anaheim, USA 1997, 1221-1222.

[5] A. Morlier, S. Klotz, S. Sczuka, I. Kunze, I. Schaumann, S. Blankemeyer, M. Siegert, T. Döring, T. Alshuth, U. Giese, M. Denz, M. Köntges, Influence of the curing state of ethylene-vinyl acetate on photovoltaic modules aging, Proc. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conf., WIP, Paris, Frankreich, September 2013, pp. 2832-2837.

[6] F. Pern, S. Glick, Photothermal stability of encapsulated Si solar cells and encapsulation materials upon accelerated exposures, Solar Energy M Photothermal stability of encapsulated Si solar cells

and encapsulation materials upon accelerated exposureserials and Solar Cells, 61, 2000, 1131-1137.

[7] J. Schlothauer, S Jungwirth, M. Köhl, B. Röder, Degradation of the encapsulant polymer in outdoor weathered photovoltaic modules: Spatially resolved inspection of EVA ageing by fluorescence and correlation to electroluminescence, Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 102, 2012, Pages 75–85.

[8] M. Köntges, S. Kajari-Schröder, I. Kunze, Cell cracks measured by UV fluorescence in the field, 27th UPVSEC, Frankfurt, Germany, 24-28 September 2012, 3033-3040.

[9] N. Bogdanski, W. Herrmann, M. Köhl, K.-A. Weiss, M. Heck, Results of 3 years' PV module weathering in various open-air climates, Proceedings of SPIE 2010, 7773, 77730L.

[10] H. Künzel, M. Krus, K. Sedlbauer, Algen auf Außenwänden, 3. Dahlberg-Kollokium, Mikroorganismen und Bauwerkinstandsetzung, Wismar, Sept 2001.

[11] P.E. Russell, A century of fungicide evolution, Journal of Agricultural Science, 2005, 143, 11–25.

[12] V.A. Gant, M.W.D. Wren, M.S.M. Rollins, A. Jeanes, S.S. Hickok, T.J. Hall, Three novel highly charged copper-based biocides: safety and efficacy against healthcare-associated organisms, Journal of Antimicrobial Chemotherapy, 2007, 60, 294–299.

[13] C. Karlén, I. Odnevall Wallinder, D. Heijerick, C. Leygraf, Runoff rates, chemical speciation and bioavailability of copper released from naturally patinated copper, Environmental Pollution, 120, 2002 691–70.

[14] R. Kubin, A. Fletcher, "Fluorescence quantum yields of some rhodamine dyes," Journal of Luminescence, vol. 27, pp. 455-462, 1982.

[15] Y. Xi et al., "Junction Temperature in Ultraviolet Light-Emitting Diodes," Jpn. J. Appl. Phys., vol. 44, no. 10, pp. 7260–7266, 2005.

[16] Energieagentur NRW, Solaratlas für Nordrhein-Westfalen, 2001. https://energiertools.ea-nrw.de/_database/_data/datainfopool/Solaratlas2001.pdf. Letztens aufgerufen 12.11.2019.

[17] U. Feister, K.H. Grasnick, Solar UV radiation measurements at Potsdam. Solar Energy 49 (6) pp. 541–548, 1992.

[18] P. Aplin, D. Hill, Growth analysis of circular lichen thalli, Journal of Theoretical Biology, 78, pp. 347-363, 1979.

[19] G. Mathiak, Abschlussbericht zum BMWi-geförderten Projekt „Methoden zur Bewertung der Zuverlässigkeit von PV-Modulen und deren Komponenten (Fidelitas) - Teilvorhaben: Untersuchung optischer Fehler“, FKZ 0325735A, 2019.

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN geplant	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht		
3. Titel Abschlussbericht zum BMWi-geförderten Projekt: Methoden zur Bewertung der Zuverlässigkeit von PV-Modulen und deren Komponenten (Fidelitas) Teilvorhaben: Untersuchung optischer Fehler			
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Morlier, Arnaud Köntges, Marc		5. Abschlussdatum des Vorhabens 31.05.2019	
		6. Veröffentlichungsdatum 29.11.2019	
		7. Form der Publikation Schlussbericht	
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH) Am Ohrberg 1 31860 Emmerthal		9. Ber.-Nr. Durchführende Institution	
		10. Förderkennzeichen 0325735D	
		11. Seitenzahl 63	
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 53107 Bonn		13. Literaturangaben 18	
		14. Tabellen 9	
		15. Abbildungen 33	
16. Zusätzliche Angaben			
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)			
18. Kurzfassung Im Fidelitas-Projekt wurden Fehler von PV-Modulen, insbesondere die materialbedingten Fehler, untersucht und Methoden zu deren Detektion entwickelt. Dieser Bericht konzentriert sich auf die Beurteilung von optischen Fehlern, wie z.B. biologische Verschmutzung der Vorderseite, Abrieb von Antireflexbeschichtungen oder Vergilbung von Einkapselungsmaterialien. Für die schnelle Erkennung von Modulausfällen im Feld wurde ein mobiles UV-Fluoreszenz Inspektionssystem entwickelt, das die Erfassung von bis zu 200 Modul-Fluoreszenzbildern pro Stunde tagsüber ermöglicht. Feldbeobachtungen führen zur Entdeckung unterschiedlicher Fluoreszenzmuster. Diese Muster wurden im Labor reproduziert, um die Ursache Wirkung Beziehung nachzuvollziehen. So zeigen wir in diesem Bericht, dass die UV-Fluoreszenz Zellrisse und heiße Zellen visualisiert und die zeitliche Abfolge von verschiedenen Zellrisse im selben PV Modul ermöglicht. Die UV-Fluoreszenz eignet sich sowohl für die Untersuchung von Ethylenvenylacetat- als auch von Polyolefinen-basierten PV-Modulen. Die Korrelation zwischen der Vergilbung der Einkapselung und der Fluoreszenzintensität wird gezeigt. Das Fluoreszenz Inspektionssystem wurde für den Tageseinsatz durch einen einzigen Bediener entwickelt und ein Elektrolumineszenz Messsystem wurde im gleichen Aufbau implementiert. Außerdem wurde das Wachstum von Flechten oder Algen auf PV-Modulen in Deutschland und in Indien untersucht. Dies hat gezeigt, dass strukturiertes Frontglas in Deutschland anfällig für die Verbreitung von Flechten ist und dass diese nach 6 Jahren Betriebszeit zu einer Reduzierung der Performance Ratio von ca. 20% führen kann. Flechten wachsen innerhalb 2 Jahren bei den von uns beobachteten PV-Anlagen nach einer vollständigen Reinigung der Module wieder signifikant nach.			
19. Schlagwörter PV-Module, Silizium-Solarzellen, Risserkennung, UV-Fluoreszenz, Einkapselungsmaterial, biologische Verschmutzung			
20. Verlag		21. Preis	

Nicht änderbare Endfassung mit der Kennung 959133-5

Document control sheet

1. ISBN or ISSN planned	2. type of document (e.g. report, publication) Veröffentlichung (Publikation)			
3. title Abschlussbericht zum BMWi-geförderten Projekt: Methoden zur Bewertung der Zuverlässigkeit von PV-Modulen und deren Komponenten (Fidelitas) Teilvorhaben: Untersuchung optischer Fehler				
4. author(s) (family name, first name(s)) Morlier, Arnaud Köntges, Marc	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%;">5. end of project 31.05.2019</td> </tr> <tr> <td>6. publication date 29.11.2019</td> </tr> <tr> <td>7. form of publication Document Control Sheet</td> </tr> </table>	5. end of project 31.05.2019	6. publication date 29.11.2019	7. form of publication Document Control Sheet
5. end of project 31.05.2019				
6. publication date 29.11.2019				
7. form of publication Document Control Sheet				
8. performing organization(s) name, address Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH) Am Ohrberg 1 31860 Emmerthal	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%;">9. originators report no.</td> </tr> <tr> <td>10. reference no. 0325735D</td> </tr> <tr> <td>11. no. of pages 63</td> </tr> </table>	9. originators report no.	10. reference no. 0325735D	11. no. of pages 63
9. originators report no.				
10. reference no. 0325735D				
11. no. of pages 63				
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 53107 Bonn	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%;">13. no. of references 18</td> </tr> <tr> <td>14. no. of tables 9</td> </tr> <tr> <td>15. no. of figures 33</td> </tr> </table>	13. no. of references 18	14. no. of tables 9	15. no. of figures 33
13. no. of references 18				
14. no. of tables 9				
15. no. of figures 33				
16. supplementary notes				
17. presented at (title, place, date)				
18. abstract The Fidelitas project is assessing photovoltaic module failures and more specifically material induced degradation of PV modules as well as the development of methods to detect them. This report focuses on the assessment of optical defects, such as biological contamination of the front, abrasion of anti-reflective coatings or yellowing of encapsulation materials. For the fast detection of module failures in the field, a mobile UV fluorescence inspection system was developed, which enables the acquisition of up to 200 module fluorescence images per hour during the day. Field observations lead to the discovery of different fluorescence patterns. These patterns were reproduced in the laboratory to understand the cause-effect relationship. Thus, in this report we show that UV fluorescence visualizes cell tears and hot cells and enables the temporal sequence of different cell tears in the same PV module. UV fluorescence is suitable for both ethylene vinyl acetate and polyolefin-based PV modules. The correlation between the yellowing of the encapsulation and the fluorescence intensity is shown. The fluorescence inspection system has been developed for daily use by a single operator and an electroluminescence measurement system was implemented in the same setup. In addition, the growth of lichens or algae on PV modules in Germany and India was investigated. This has shown that structured front glass in Germany is susceptible to the spread of lichens and that this can lead to a reduction of the performance ratio of approx. 20% after 6 years of operation. Lichens grow back significantly within 2 years in the PV systems observed by us after a complete cleaning of the modules.				
19. keywords PV-modules, silicon solar cells, crack detection, ultraviolet fluorescence, encapsulant degradation, biological soiling				
20. publisher	21. price			

Nicht änderbare Endfassung mit der Kennung 959145-8